

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

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня магістра

ЗМІНА ПОПЕРЕЧНОГО ПЕРЕРІЗУ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ ЯК ЗАСІБ  
ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ПРИ РОЗВИТКУ  
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ  
08-13.МКР.004.00.112 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПІ магістра,  
групи ЕСМ-18м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи  
та мережі»  
Кащук А. С. \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., ст. викл. каф. ЕСС  
Казьмірук О. І. \_\_\_\_\_  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Вінниця – 2020 року

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## З А В Д А Н Н Я

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні системи та мережі  
(шифр – назва спеціальності)

Магістр групи ЕСМ-18м Кащук Анатолій Станіславович  
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Зміна поперечного перерізу ліній електропередачі як засіб зменшення втрат електричної енергії при розвитку електричних мереж»

1. Вихідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання: Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДГУ, 1998, – 47 с.2. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981. 3. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984. 4. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми», – СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: фактичні значення навантаження п'яти нових вузлів та дані електричної схеми ПрАТ «Хмельницькобленерго»

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: плакати  
2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі медотодом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу. 5. Вибір схем розподільних підстанцій 6. Заходи зменшення втрат електроенергії 7. Охорона праці та протипожежна безпека. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

\_\_\_\_\_  
(підпис)

к. техн. наук., ст. викл кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

О. І. Казьмірук  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Економічна частина

\_\_\_\_\_  
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В. В. Нетребський  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Охорона праці та безпека  
в надзвичайних ситуаціях

\_\_\_\_\_  
(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Є. А. Бондаренко  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Дата попереднього захисту роботи “ \_\_\_\_ ” \_\_\_червня\_\_ 2020 р.

Рецензент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_  
(ініціали та прізвище)

Завдання видав

\_\_\_\_\_  
(підпис)

к.т.н., кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

О. І. Казьмірук  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Завдання отримав магістр

\_\_\_\_\_  
(підпис)

А.С. Кашук

\_\_\_\_\_  
(ініціали та прізвище)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АГ	– асинхронний генератор;
БК	– батарея конденсаторів;
ВДЕ	– відновлювані джерела електроенергії;
ВРП	– вхідна реактивна потужність;
ГПП	– головна понижувальна підстанція;
ЕЕРП	– економічний еквівалент реактивної потужності;
ЗВРП	– задавач вхідної реактивної потужності;
ЕК	– енергопостачальна компанія;
ЕС	– електрична система;
КРН	– компенсація реактивних навантажень;
КРП	– компенсація реактивної потужності;
КТП	– комплектна трансформаторна підстанція;
КУ	– компенсувальна установка;
ОП	– обчислювальний пристрій;
ПКЕЕ	– Правила користування електричною енергією;
ПП	– пристрій порівняння;
ПРСЗ	– пристрій регулювання струму збудження;
РДЕ	– розосереджені джерела електроенергії;
РЕМ	– район електричних мереж;
РП	– розподільний пристрій;
РПН	– пристрій регулювання під навантаженням;
СГ	– синхронний генератор;
СК	– синхронний компенсатор;
ТП	– трансформаторна підстанція.

## АНОТАЦІЯ

Кащук Анатолій Станіславович. МКР «Зміна поперечного перерізу ліній електропередачі як засіб зменшення втрат електричної енергії при розвитку електричних мереж»

У роботі розглянуто методи, пов'язані зі зменшенням втрат електричної енергії при проектуванні та вибрана оптимальна електрична мережа. Для цього була здійснена характеристика електричної мережі 110/35 кВ з метою з'ясування впливу параметрів мережі на втрати електроенергії, розглянуті режими електричної мережі, представлена класифікація заходів зменшення втрат електричної енергії та запропонований вибір стратегії зменшення втрат енергії в електричних мережах відповідно до структури втрат електроенергії, в якій втрати розподілені на складові, виходячи з їх фізичної природи та специфіки методів визначення їх кількісних значень.

ст. – 112

рис. – 18

табл. – 25

бібл. – 23

## ANNOTATION

Kashchuk Anatoliy Stanislavovich. MCR "Changing the cross section of power lines as a means of reducing electricity losses during the development of electrical networks"

There are considered the methods of the power loss decrease by design and the optimal power grid was chosen in this diploma thesis. In order to make the property of power grid 110/35 kV to find out the grid characteristic influence on electric loss, also there is considered the electric network operation, the classification of the arrangement of power loss decrease is represented and the choice of the strategy of the electric loss decrease in the power grids is proposed . The choice of the strategy is made according to the structure of the power loss, where the electric loss is divided according to their physical nature and to specificity of detection methods of their quantity.

## ЗМІСТ

## ВСТУП 3

## 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

## 1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

## 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 2.1. Вибір методу визначення оптимальної схеми

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

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ  
МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ3.1. Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва  
спроектованої мережі

## 3.2. Вибір оптимальної схеми електричної мережі

## 3.3 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ  
ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ

## 4.1 Вибір трансформаторів

## 4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП

## 5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

## 5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

## 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

## 5.3 Вибір схеми вузлової підстанції

## 6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

## 6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

## 7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 7.3 Аналіз та виведення результатів розрахунків

## 7.4. Регулювання напруги у мережі

## 8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

9. ЗАДАЧА ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ  
МЕРЕЖАХ

## 10 ЗАХОДИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

## 11 ВИБІР СТРАТЕГІЇ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

## РОЗДІЛ 12 ОХОРОНА ПРАЦІ

12.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

12.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

12.2.1 Мікроклімат

12.2.2 Освітлення робочої зони

12.2.3 Виробничий шум

12.2.4 Вібрація

12.3 Пожежна безпека

12.4 Оцінка стійкості роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників НС надзвичайних ситуацій

12.4.2 Оцінка стійкості роботи підстанції в умовах дії ЕМІ

12.4.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи ПС при НС

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

Додаток А. Технічне завдання



## ВСТУП

**Актуальність теми.** Розвиток енергетики України, посилення зв'язків між енергосистемами вимагає розширення будівництва електроенергетичних об'єктів, у цьому числі ліній електропередач і підстанцій напругою 35-110 кВ змінного струму.

Виробництво електроенергії зростає в усьому світі, що супроводжується зростанням кількості електроенергетичних систем за рахунок централізації вироблення електроенергії на великих електростанціях і інтенсивного будівництва ліній електропередач і підстанцій.

Проектування електричної мережі, включно з розробкою конфігурації мережі й схеми підстанції, є одним із основних завдань розвитку енергетичних систем, які забезпечують надійне і якісне електропостачання споживачів. Якість проектування є основою надійного і економічного функціонування електроенергетичної системи.

Згідно з діючими Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), електроприймачі умовно поділяються на 3 категорії за вимогами надійності. Електроприймачі першої категорії повинні мати можливість одержувати постачання електроенергії не менше, як від двох незалежних джерел. Для цих споживачів передбачається резервне джерело постачання.

Споживачі другої категорії, перерва в електропостачанні яких пов'язана з масовим недовідпуском продукції, допускають короткочасну відсутність електропостачання на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення.

До споживачів третьої категорії відносять всіх інших електроприймачів. Для них допускається перерва електропостачання на час, який необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента мережі, але не більше доби.

Резервування найбільш повно забезпечується при замкненій роботі електричних мереж.

Резервне постачання може забезпечуватись також дволанцюговими ЛЕП, але як виняток.

Якість електроенергії визначається рівнем напруги, рівнем частоти, симетрією трифазної напруги і формою кривої напруги. Для зменшення відхилення напруги, що викликає небажані наслідки, використовуються, наприклад, трансформатори з РПН (регулювання під навантаженням, встановлення спеціальних компенсувальних пристроїв і т.і.).

Крім того, електрична мережа має відповідати вимогам безпеки, згідно з Правилами технічної експлуатації (ПТЕ), тому слід передбачити зручність експлуатації: вигідність різного роду перемикань, можливість підходу до обладнання, яке знаходиться в ремонті і т.д. Потреби зручності експлуатації можуть призвести до більших витрат – і через те у кожному конкретному випадку треба знаходити доцільне рішення.

Необхідно так проектувати мережу, щоб була можливість подальшого розвитку з максимальним використанням існуючих електричних станцій, підстанцій мережі і іншого обладнання.

При проектуванні електричної мережі необхідно враховувати цілу низку параметрів та нюансів, які в подальшому будуть впливати на неї.

Для того, щоб раціонально спроектувати її, слід створити певну кількість математичних моделей майбутньої мережі та обрати з них оптимальний.

При створенні техніко-економічної моделі слід враховувати, що кожен об'єкт характеризується технічними, економічними та техніко-економічними параметрами.

Важливим показником при виборі оптимального варіанту ЕМ є втрати ЕЕ, які впливають на техніко-економічні показники мережі, оскільки вартість витрат ЕЕ включається в затратну вартість приведених витрат і собівартість передачі енергії.

Тому при проектуванні електричної мережі необхідно враховувати такі параметри як переріз проводу, напругу, потужність, довжину ЛЕП, але екологічний, соціальний та інші критерії під час проектування мережі враховуються як обмежуючі.

Отже перед нами постає задача спроектувати таку електричну мережу, яка відповідала б всім нормам проектування, забезпечувала б надійне та якісне

електропостачання споживачів, при чому втрати електричної енергії, а разом з тим і втрати активної потужності, в якій, були б мінімальні.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є підвищення ефективності функціонування розподільних електромереж з врахуванням зміни поперечного перерізу ліній.

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

- аналіз існуючих засобів та методів зменшення втрат потужності в мережі;
- дослідження можливості розвитку електричних мереж з врахуванням зміни поперечного перерізу ліній.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж.

**Предмет дослідження** – методи і засоби аналізу та оптимізації перетікань потужності в розподільних електричних мережах при зміні перерізу проводів найбільш завантажених ділянок.

**Методи досліджень.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Усталені режими ЕМ моделюються і аналізуються на базі методу середніх навантажень. Для розроблення алгоритмів аналізу втрат в розподільних електромережах звикористовувались матрична алгебра, теорія графів та декомпозиція.

**Наукова новизна одержаних результатів** досліджено ефективність заміни перерізу ліній в розподільних електричних мережах.

**Практичне значення одержаних результатів.** Практична цінність роботи полягає в тому, що зміна поперечного перерізу ліній електропередачі є засіб зменшення втрат електричної енергії при розвитку електричних мереж

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати, наведені у роботі, отримані автором самостійно.

## 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Надійність електропостачання є одним з факторів, які повинні враховуватись при виборі оптимальної встановленої потужності в енергосистемах. Сумарна встановлена потужність генеруючих агрегатів енергосистеми на будь-якому рівні розвитку повинна бути більша від відповідного максимуму навантаження, що прогнозується. При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужностей, як агрегатів в сторону зниження, так і навантаження в сторону збільшення призвело б до дефіциту потужності та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення встановленої потужності генеруючих агрегатів в ЕС в порівнянні з навантаженням, тобто створення в енергосистем резерву активної потужності призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання та зниженню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого – потребує витрат на побудову та експлуатацію додаткової генеруючої потужності на електростанціях. Щоб ці витрати не були завищені, потрібне чітке і вірне прогнозування навантажень.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 926, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1865522. \end{cases}$$

звідки  $a' = 1,515$ ,  $b' = -2227,1$  тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,1515 \cdot T - 2227,1.$$

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

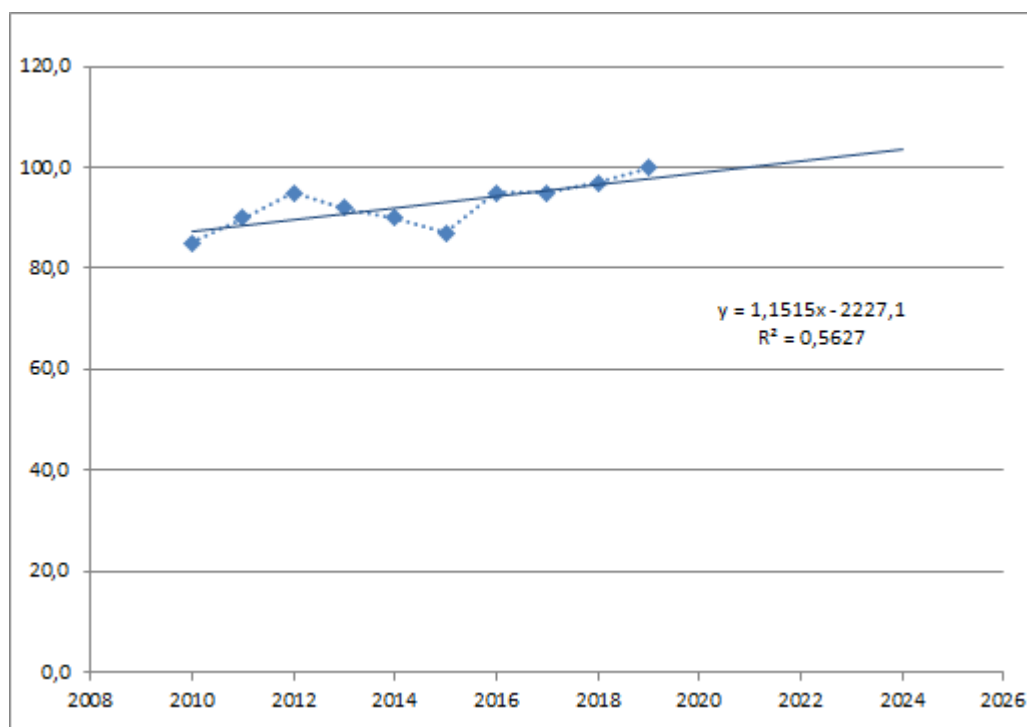


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  та регресійної  $P'_{\max}(T)$  залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 103,5 %, що на 3,5 % більше проектної потужності електромереж. Отже необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

### 1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

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

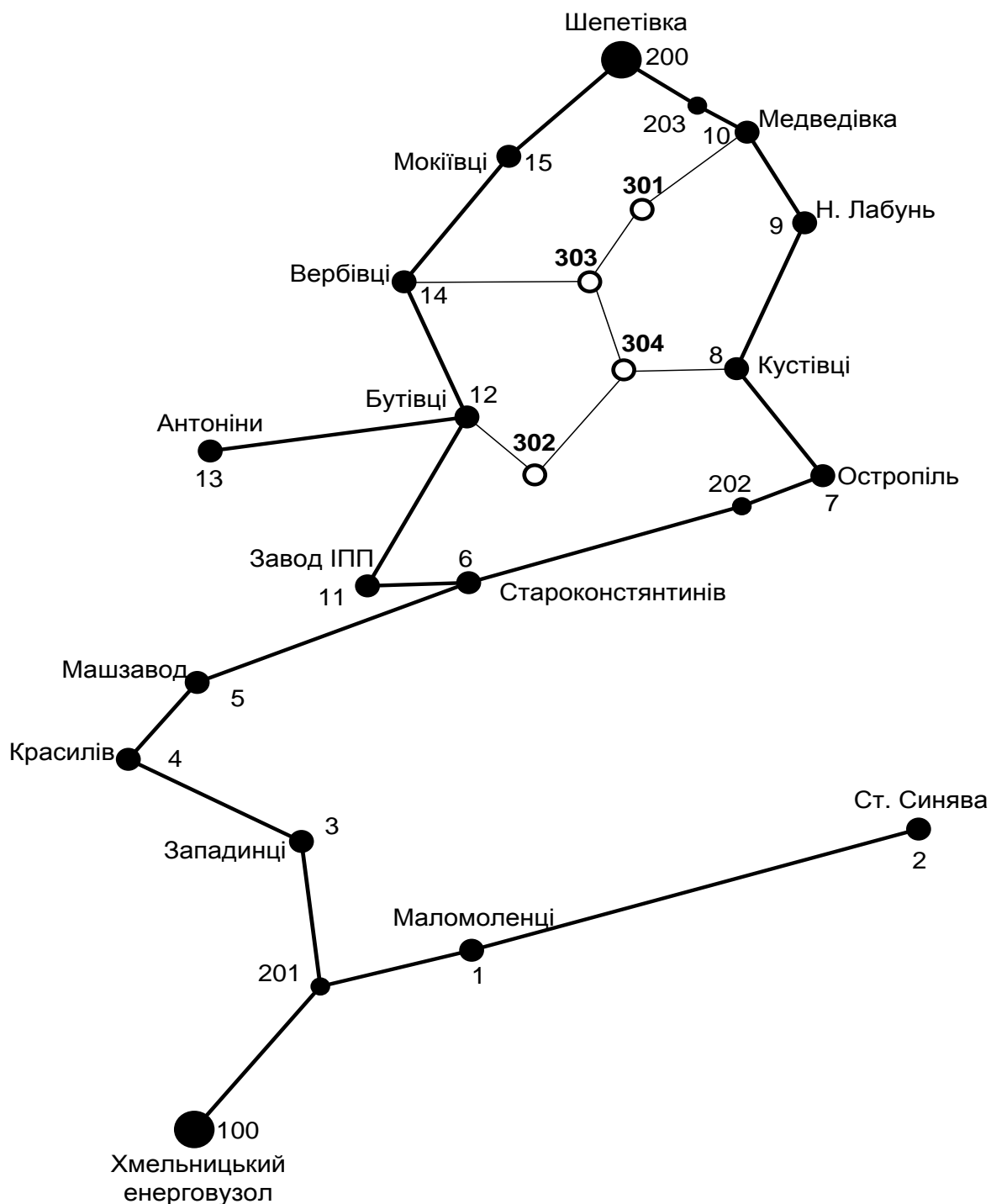


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для

транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

Вітки	11-12	12-14	14-15	7-8	8-9	9-10	10-203
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-120	АС-150	АС-150	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	390	390	390	450	450	450	450
Розрах.струм, А	70	107	124	46	79	98	117

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	8	10	12	14
Напруга вузла,кВ	112,29	113,83	111,53	112,31

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



## 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 2.1. Вибір методу визначення оптимальної схеми

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

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

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

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

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



$$\left. \begin{aligned}
 a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n &= b_1 \\
 a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n &= b_2 \\
 \dots & \\
 a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n &= b_m \\
 c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n &= b_{n+1}
 \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

Далі визначається система базисних і небазисних змінних. З цією метою записується матриця коефіцієнтів системи рівнянь (2.3):

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

і методом Гаусса-Жордана приводиться до вигляду:

$$\begin{array}{cccccc|c}
 1 & 0 & a'_{1,m+1} & a'_{1,m+2} & a'_{1,m+3} & \dots & a'_{1n} & b'_1 \\
 0 & 0 & a'_{2,m+1} & a'_{2,m+2} & a'_{2,m+3} & \dots & a'_{2n} & b'_2 \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 0 & 1 & a'_{mm+1} & c'_{mm+2} & c'_{mm+3} & \dots & a'_{mn} & b'_m \\
 \hline
 0 & 0 & c'_{m+1} & c'_{m+2} & c'_{m+3} & \dots & c'_n & b'_{n+1}
 \end{array} \quad (2.4)$$

Оскільки повинна зберігатись умова  $x_i \geq 0$ ,  $i = \overline{1, n}$ , то вираз (2.4) буде мати канонічний вигляд для СА тільки в тому випадку, коли всі  $b'_j$  ( $j = \overline{1, m}$ ) будуть невід'ємні, тобто  $b'_j \geq 0$ . Тому наступним кроком в СМ буде перевірка умов  $b'_j \geq 0$ . При цьому можливі два випадки. Якщо всі  $b'_j \geq 0$ , то система рівнянь (2.3) приведена до канонічного вигляду і далі оптимізація ведеться за допомогою СА.

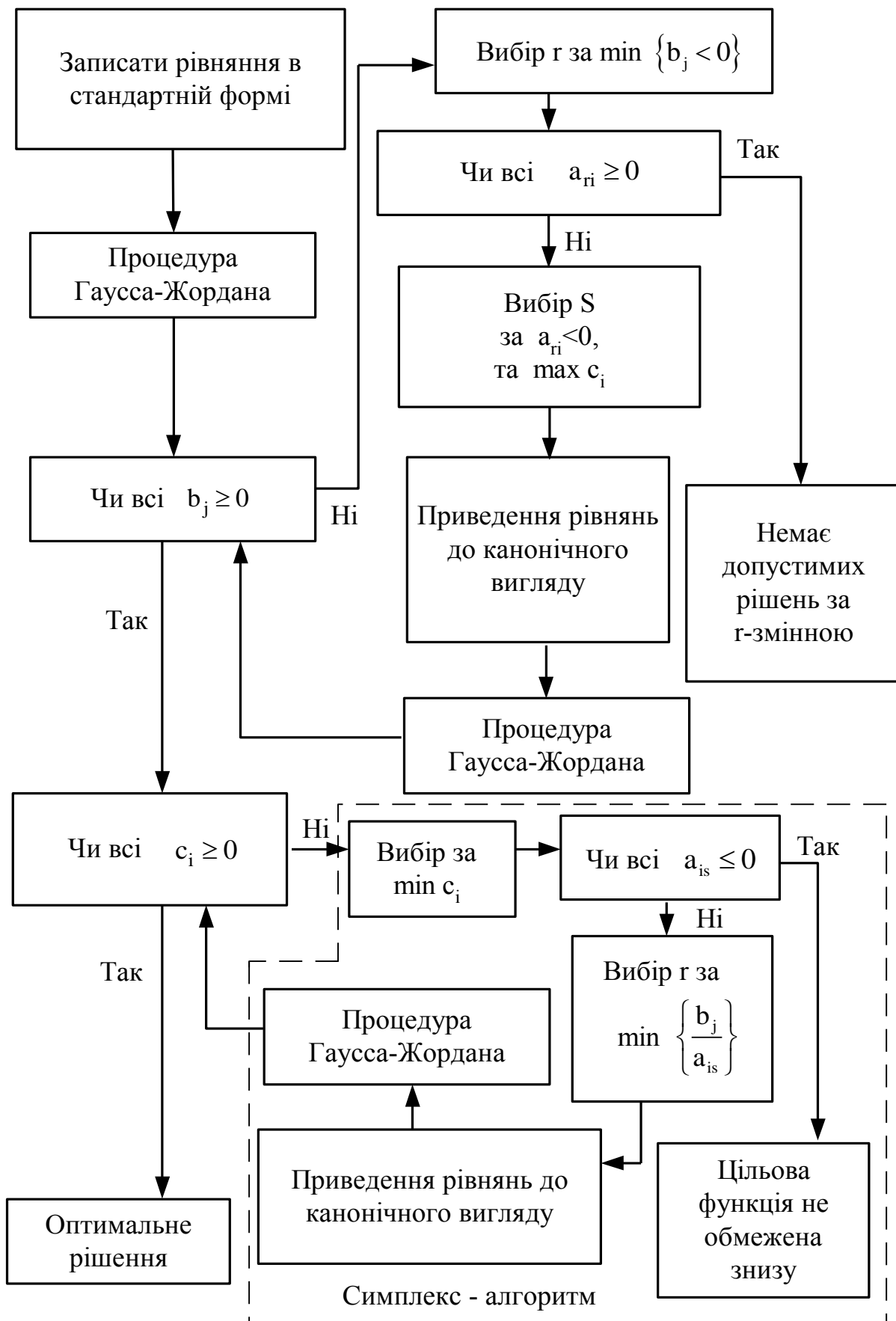


Рисунок 2.1 – Алгоритм Симплекс-методу

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

де  $a'_{is} > 0$ .

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

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

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

1. Факторами, тобто змінними  $x_i$ , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.3) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти  $a_{ij}$  системи (2.3) – для ЕМ – це коефіцієнти І-ої матриці сполучень. У нашому випадку коефіцієнти  $a_{ij}$  можуть набувати лише трьох значень: +1, -1 та 0;
4. Коефіцієнти  $c_i$  системи (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими затратами для транспортування потужності лініями, а по суті це коефіцієнт  $b'_i$  з функції мети;
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя не відповідає канонам СМ. Тому потужності в лініях, які відносяться до хорд максимального графу, мають бути замінені двома змінними, одна з яких обов'язково набуде нульового значення.

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

Вітки	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт а, тис.грн	Коефіцієнт b, грн/МВт <sup>2</sup>	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
10-301	12,6	6848,7	1,416	6990,2
14-303	12,6	9265,8	1,915	9457,4
8-304	12,6	5640,1	1,166	5756,7
12-302	12,6	4834,3	0,999	4934,3
301-303	12,6	4834,3	0,999	4934,3
304-302	12,6	7251,5	1,499	7401,4
303-304	12,6	5237,2	1,083	5345,5

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис. грн	Коефіцієнт $a_1$ , тис. грн	Коефіцієнт $b_1$ , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис. грн
10-301	7072,9	6848,7	17,816	7072,9
14-303	9569,2	9265,8	24,104	9569,2
8-304	5824,7	5640,1	14,672	5824,7
12-302	4992,6	4834,3	12,576	4992,6
301-303	4992,6	4834,3	12,576	4992,6
304-302	7488,9	7251,5	18,864	7488,9
303-304	5408,7	5237,2	13,624	5408,7

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис. грн	Коефіцієнт $c$ , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис. грн
10-301	7072,9	562	7072,9
14-303	9569,2	760,4	9569,2
8-304	5824,7	462,8	5824,7
12-302	4992,6	396,7	4992,6
301-303	4992,6	396,7	4992,6
304-302	7488,9	595,1	7488,9
303-304	5408,7	429,8	5408,7

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

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
		10-301	14-303	8-304	12-302	301-303	303-301	304-302	302-304	303-304	304-303	0-0	0-0	0-0	0-0				
	301	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6,20	-6,20
	302	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	12,84	12,84
	303	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	5,90	5,90
	304	0	0	1	0	0	0	-1	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	12,63	12,63
	Коефіцієнти цільової функції	742,432	1004,467	611,415	524,070	524,070	524,070	786,105	786,105	567,742	567,742	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000
	Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000
	Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000
		Дисконтовані витрати, тис. грн															0,000		

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

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



	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
		10-301	14-303	8-304	12-302	301-303	303-301	304-302	302-304	303-304	304-303	0-0	0-0	0-0	0-0			
	301	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6,20	0,00
	302	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	12,84	0,00
	303	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	5,90	0,00	
	304	0	0	1	0	0	0	-1	1	1	-1	0	0	0	0	12,63	0,00	
Коефіцієнти цільової функції		742,432	1004,467	611,415	524,070	524,070	524,070	786,105	786,105	567,742	567,742	0,000	0,000	0,000	0,000		17687,468	
Потужності ЛЕП		0	0	12,332944	12,838464	6,2	0	0	0	0,298448	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат		0,000	0,000	5640,070	4834,345	4834,345	0,000	0,000	0,000	5237,208	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		20545,968	
Змінні складові витрат		0,000	0,000	177,328	164,712	38,413	0,000	0,000	0,000	0,096	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		380,550	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	20926,518	

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel .

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

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
		10-301	14-303	8-304	12-302	301-303	303-301	304-302	302-304	303-304	304-303	0-0	0-0	0-0	0-0			
	301	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6,20	0,00
	302	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	12,84	0,00
	303	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	5,90	0,00	
	304	0	0	1	0	0	0	-1	1	1	-1	0	0	0	0	12,63	0,00	
Коефіцієнти цільової функції		742,432	1004,467	471,696	389,381	785,929	524,070	786,105	786,105	17548,464	567,742	0,000	0,000	0,000	0,000		20926,518	
Потужності ЛЕП		0	0	12,332944	12,838464	6,2	0	0	0	0,298448	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат		0,000	0,000	5640,070	4834,345	4834,345	0,000	0,000	0,000	5237,208	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		20545,968	
Змінні складові витрат		0,000	0,000	177,328	164,712	38,413	0,000	0,000	0,000	0,096	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		380,550	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	20926,518	

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

Було отримано розрахунок з найменшим значенням витрат рис. 2.5:

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
		10-301	14-303	8-304	12-302	301-303	303-301	304-302	302-304	303-304	304-303	0-0	0-0	0-0	0-0			
	301	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6,20	0,00
	302	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	12,84	0,00
	303	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	5,90	0,00	
	304	0	0	1	0	0	0	-1	1	1	-1	0	0	0	0	12,63	0,00	
Коефіцієнти цільової функції		742,432	1004,467	471,696	389,381	785,929	524,070	786,105	786,105	17548,464	567,742	0,000	0,000	0,000	0,000		20926,518	
Потужності ЛЕП		0	0	12,332944	12,838464	6,2	0	0	0	0,298448	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат		0,000	0,000	5640,070	4834,345	4834,345	0,000	0,000	0,000	5237,208	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		20545,968	
Змінні складові витрат		0,000	0,000	177,328	164,712	38,413	0,000	0,000	0,000	0,096	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		380,550	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	20926,518	

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення.

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

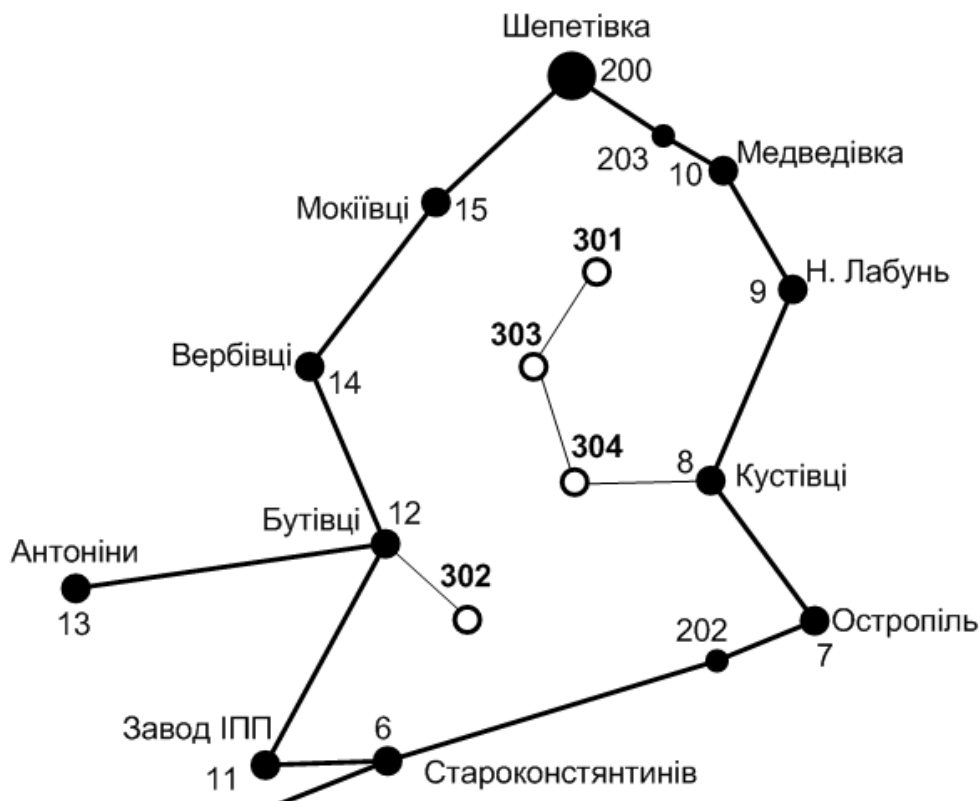


Рис 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку Симплекс-методом.

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

Отже, було прийнято рішення встановити дволанцюгову лінію на відріжку 12-302, та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 301-10, тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних один від одного джерел. У результаті, за допомогою таблиці на рис 2.8 було пороховано вартість схеми з забезпеченням належної надійності. Розрахункова вартість схеми зросла на 9485,79 тис.грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку Симплекс-методом.

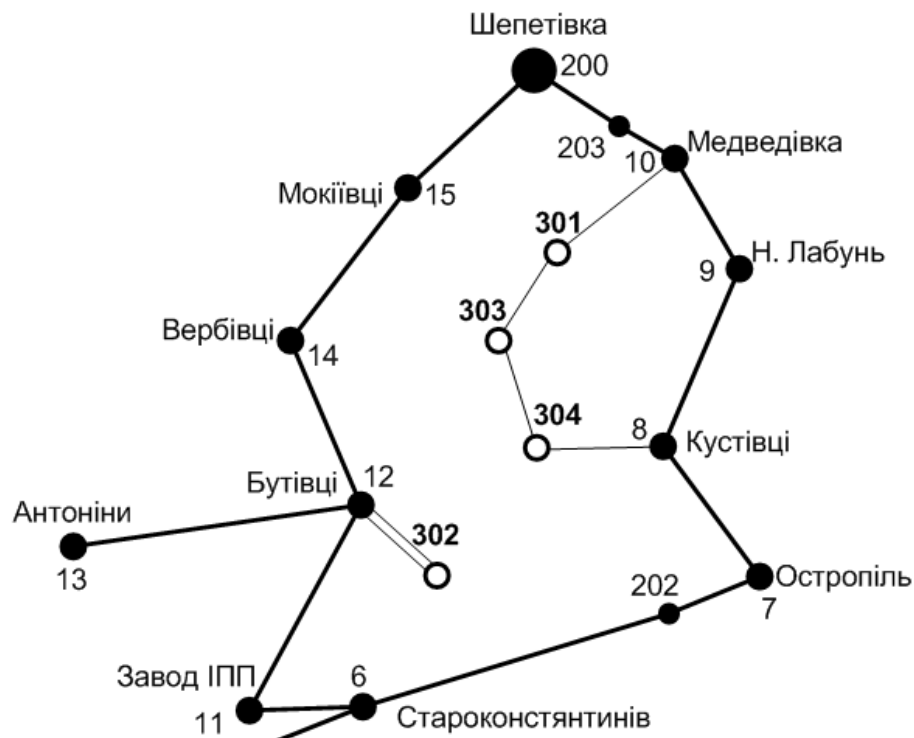


Рис 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
		10-301	14-303	8-304	12-302	301-303	303-301	304-302	302-304	303-304	304-303	0-0	0-0	0-0	0-0			
	301	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6,20	-0,04
	302	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	12,84	0,00
	303	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	5,90	-0,03
	304	0	0	1	0	0	0	-1	1	1	-1	0	0	0	0	0	12,63	-0,02
	Коефіцієнти цільової функції	742,432	1004,467	471,696	389,381	785,929	524,070	786,105	786,105	17548,464	567,742	0,000	0,000	0,000	0,000		239461,561	
	Потужності ЛЕП	11,81	0	0,61	12,838464	17,97	0	0	0	12,04	0	0	0	0	0			
	Постійні складові витрат	6848,656	0,000	5640,070	7009,801	4834,345	0,000	0,000	0,000	5237,208	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		29570,079	
	Змінні складові витрат	197,454	0,000	0,434	164,712	322,696	0,000	0,000	0,000	156,933	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		842,228	
	Дисконтовані витрати, тис. грн																	30412,308

Рисунок 2.8 – Коригування схеми з урахуванням забезпечення категорій надійності споживачів.

### 3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

3.1. Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, такого 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 енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

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

Тому для вирішення задач оптимізації у енергетиці поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох

змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

### 3.2. Вибір оптимальної схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 301, 302, 303, 304). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 12, 10 та 8 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

де  $B_t$  – витрати на  $t$  період спорудження об'єкту;

$E_{н.п}$  – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ( $E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$ );

$T$  – тривалість будівництва (в роках).

Значення  $B_t$  для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти  $a_i$  та  $b_i$  беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року:  $L_{\max} \leq 40$  км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За два роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 301, 302, 303, 304. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 40 км

ліній, то очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для двох або 3 споживачів, а під час другого року – до інших трьох або двох, і завершити будівництво.

#### Варіант №1

1-ий рік – будуюмо одноланцюгову лінію від вузла 8 до вузла 304, далі 304 і 303, а також будуюмо дволанцюгову лінію від вузла 12 до вузла 302. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 31,2 км., що не перевищує обмежень по введенню ліній, яке рівне 40 км. За формулою (3.4) розраховуються  $B_t$ , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Кожний наступний крок формується з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці. І так само для кожного варіанту враховується обмеження по введеній довжині лінії.

2-ий рік – можемо добудувати одноланцюгову лінію 10-301 та 301-303. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант	ЛЕП	$L_i$ , км	$L_{\Sigma}$ , км	$P_i$ , мВт	$V_i$ , тис.грн	$V_{\Sigma i}$ , тис.грн	$B_t$ , тис.грн
1	8-304	11,2	31,2	18,53	6297,636	16571,54	19222,98
	304-303	10,4		5,9	5274,899		
	12-302	12,84		12,84	4999,001		
2	10-301	13,6	34,4	12,1	7056,017	17870,67	20729,97
	301-303	9,6		5,9	4869,075		
	8-304	11,2		12,63	5945,575		
3	12-302	9,6	32,8	12,84	4999,001	16924,09	19631,95
	10-301	13,6		12,1	7056,017		
	301-303	9,6		5,9	4869,075		
4	10-301	13,6	35,2	6,2	6903,131	18475,67	21431,77
	8-304	11,2		18,53	6297,636		
	304-303	10,4		5,9	5274,899		

Продовження табл. 3.1.

5	12-302	9,6	34,4	12,84	4999,001	17847,71	20703,34
	10-301	13,6		6,2	6903,131		
	8-304	11,2		12,63	5945,575		

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

Варіант	ЛЕП	$L_i$ , км	$L_{\Sigma}$ , км	$P_i$ , мВт	$V_i$ , тис.грн	$V_{\Sigma i}$ , тис.грн	$V_i$ , тис.грн	$V_{\Sigma i}$ , тис.грн
1,1	10-301	13,6	23,2	20,2	7426,485	12456,59	12456,59	31679,571
	301-303	9,6		14	5030,104			
2,1	303-304	10,4	20	8	5306,512	10305,51	10305,51	31035,486
	12-302	9,6		12,84	4999,001			
3,1	303-304	10,4	21,6	8	5306,512	10970,22	10970,22	30602,171
	8-304	11,2		4,5	5663,712			
4,1	12-302	9,6	19,2	12,84	4999,001	10029,1	10029,1	31460,878
	301-303	9,6		14	5030,104			
5,1	303-304	10,4	20	8	5306,512	10336,62	10336,62	31039,956
	301-303	9,6		14	5030,104			

### 3.3 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

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

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





## 4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ

### 4.1 Вибір трансформаторів

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot k_1}, \quad (4.1)$$

де  $n_m$  - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

$k_1$ - коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 301 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_T \geq \frac{6,2}{2 \cdot 0,7} = 4,43 \text{ МВА.}$$

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

Також при виборі трансформаторів необхідно перевірити їх коефіцієнт запасу.

Коефіцієнт запасу розраховується за формулою:

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

$S_{ТН}$  – номінальна потужність трансформатора;

Для вузла 301 цей коефіцієнт буде рівний:

$$k_{зпа} = \frac{6,2}{6,3 \cdot (2 - 1)} = 0,98 \leq 1,4$$

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

У вузлах 302, 303 та 304 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u <sub>к</sub> %	ΔРк кВт	ΔРх кВт	I <sub>х</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQх кВАр
				ВН	НН							
301	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4
302	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
303	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4
304	ТДН-	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112

16000/110												
-----------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

#### 4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр}10-301} = \alpha_I \alpha_T \frac{I_{10-301}}{n_L} = 1.05 \cdot 1.3 \cdot \frac{77}{1} = 105,1 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}301-303} = 1.05 \cdot 1.3 \cdot \frac{105}{1} = 143,32 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}303-304} = 1.05 \cdot 1.3 \cdot \frac{72}{1} = 98,28 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}8-304} = 1.05 \cdot 1.3 \cdot \frac{8}{1} = 17,85 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}12-302} = 1.05 \cdot 1.3 \cdot \frac{76}{2} = 51,87 \text{ (A)};$$

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

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

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

Таблиця 4.2 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{\text{розр}}$ , А	$I_E$ , А	Марка проводу
10-301	11,81(СЕС)	105,1	400	АС-240/39
301-303	17,97	143,32	400	АС-240/39
303-304	12,04	98,28	400	АС-240/39
8-304	0,61	10,92	400	АС-240/39

12-302	12,84	51,87	150	АС-120/19
--------	-------	-------	-----	-----------

Згідно ПУЕ [8] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. Були проведені розрахунки у програмі «Втрати-110» після аварійного режиму (Додаток Г), з можливими виходом з ладу однієї з ліній на дволанцюговій лінії 12-302, а також пошкодження найбільш завантажених віток 10-301 та 301-303, а також живлячої лінії 8-304. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19 та АС 240/39.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП / Аварії на ЛЕП	10-301	301-303	8-304	12-302 (один ланцюг)	$I_{па,мах}, А$	$I_{доп}, А$	Марка проводу
Струми	А	А	А	А	А	А	
10-301	0	32	76	105,1	105,1	605	АС-240/39
301-303	33	0	105	143,32	143,32	605	АС-240/39
303-304	13	34	72	98,28	98,28	605	АС-240/39
8-304	77	107	0	10,92	107	605	АС-240/39
12-302	51	51	51	76	76	390	АС-120/19

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19 та АС-240/39, було прийняте рішення використати провід АС-120/19 для ЛЕП 12-302, так як він задовольняє вимогам і для економічного струму, і для після аварійного, а провід АС-240/39 використати для контуру 10-301-303-304-8 тому, що економічний і після аварійний струм задовольняє вимогам нормативних документів.

## 5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

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

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

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

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

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

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

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

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

### 5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 301,302,303 та 304 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

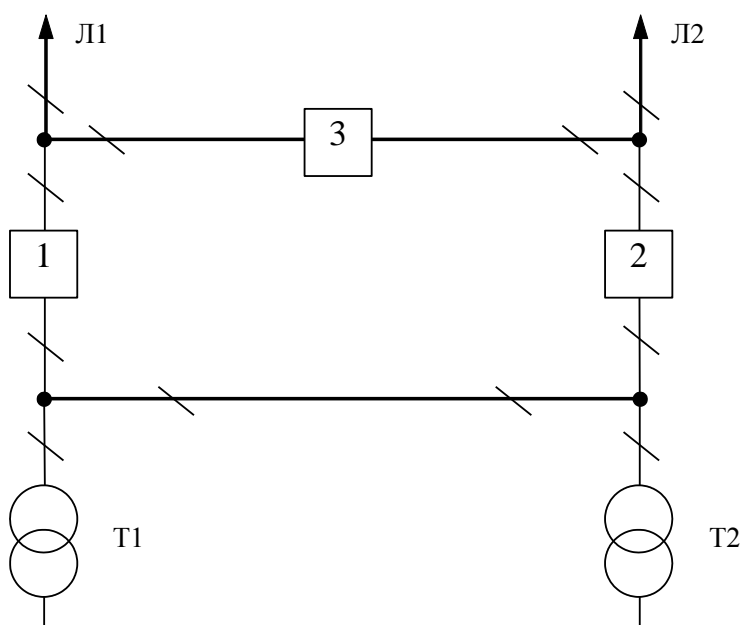


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 301, 302, 303 та 304.

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

### 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Медведівка (вузол 10) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми: розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження, варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформатора і ремонтною перемичкою з боку трансформатора (рис 5.2).

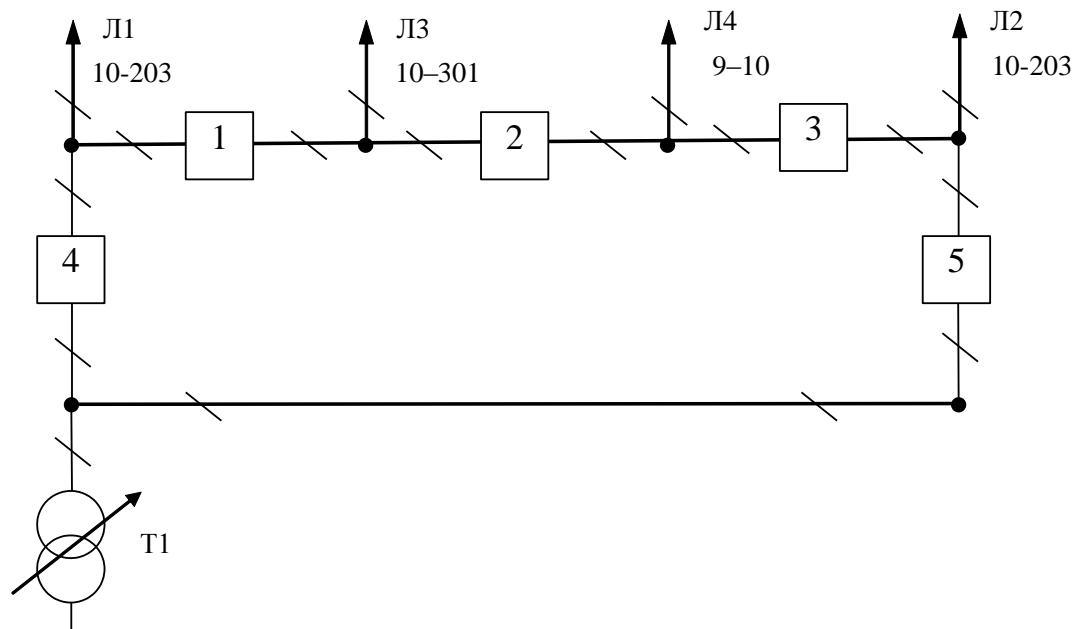


Рисунок 5.2– Схема вузлової підстанції (вузол 10) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

Для високовольтного розподільчого пристрою на підстанції Кустівці (вузол 8) потрібно провести розширення дійсної схеми на розширений місток з вимикачами в колах трансформатора і ремонтною перемичкою з боку трансформатора



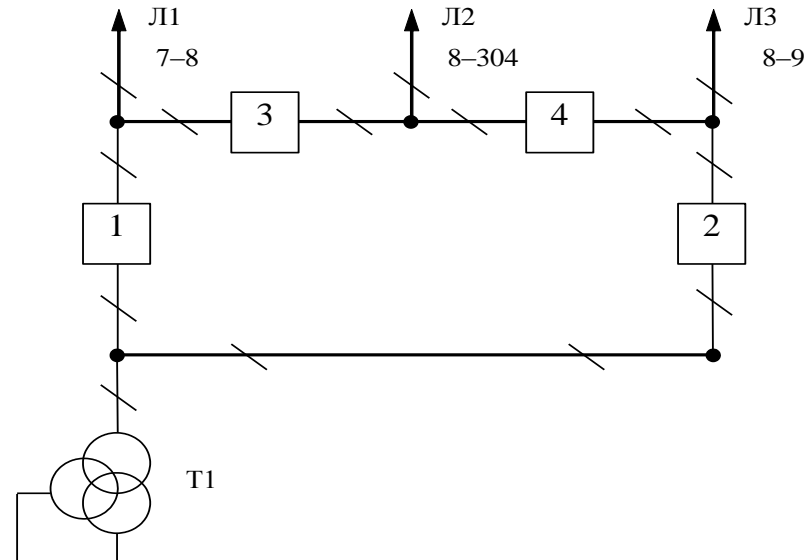


Рисунок 5.3– Схема вузлової підстанції (вузол 8)

### 5.3 Вибір схеми вузлової підстанції

Так як до підстанції Бутівці (вузол 12 ) уже приєднано три магістралі, а планується приєднати ще дволанцюгову ЛЕП, яка потрібна для живлення вузла 302, то для підстанції 12 схема розширеного містка не підходить, тому пропонується реконструкція схеми на одну робочу секціоновану вимикачем із обхідною системою шин(рис 5.5).

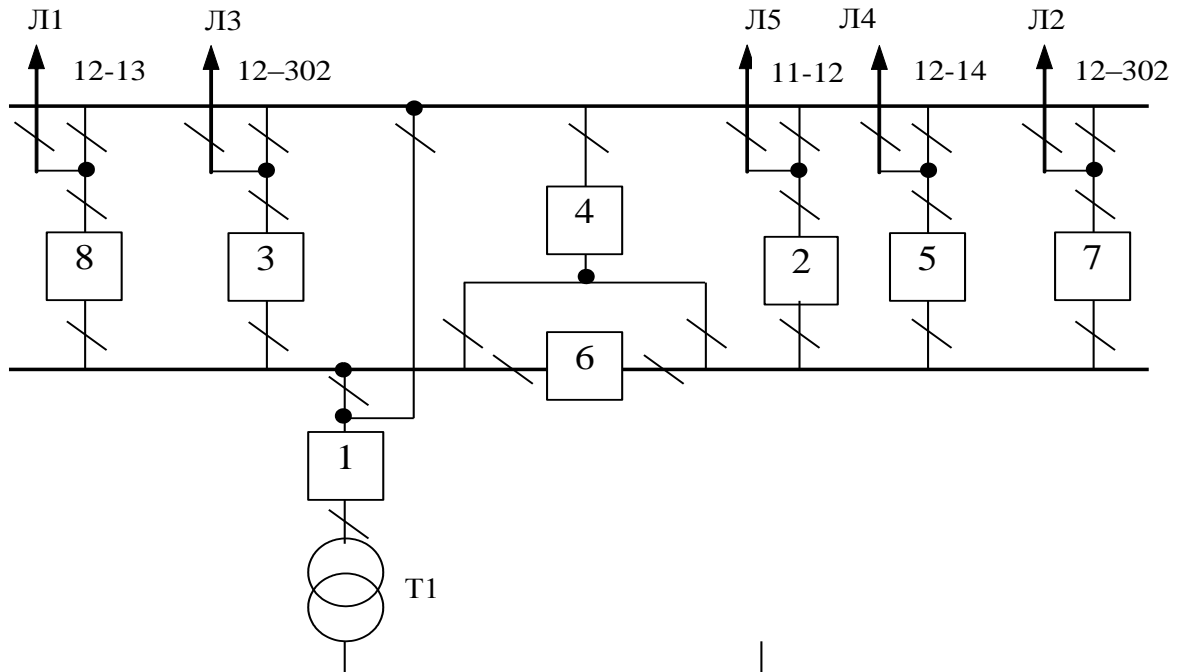


Рисунок 5.4 – Варіант схеми вузлової підстанції (вузол 12) – одна робоча секціонована вимикачем і обхідна системи шин.

## 6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

### 6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що 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  $f=f_{ном}$  для вузлів 301,303,304 записуємо так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 18,53 + 0,05 \cdot 18,53 = 17,603 \text{ (МВт)},$$

де  $P_{\Gamma}$  – активна потужність на шинах постачальної підстанції;

$\sum P_{\text{ні}}$  - сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_{\text{М}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$  - втрати активної потужності в лініях і трансформаторах

приймається, що вони складають 5 % від  $\sum P_{\text{ні}}$  ;

$K = 0.9$  – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Повна потужність генерування:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}; \quad (6.2)$$

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

$$S_{\Gamma} = \frac{17,6}{0,95} = 18,5 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{S_{\Gamma}^2 - P_{\Gamma}^2}; \quad (6.3)$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{18,5^2 - 17,6^2} = 5,78 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$Q_{\text{СП}} = \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} ; \quad (6.4)$$

$$Q_{\text{СП}} = 8,98 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} ; \quad (6.5)$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 8,98 = 0,898 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot l_{\text{ЛЕП}}); \quad (6.6)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 8–304.

$$Q_{\text{ЛЕП8-304}} = 111,49^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 11,2) = 0,396 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,396 + 0,371 + 0,345 + 0,495 = 1,608 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = Q_{\text{СП}} + \Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} - Q_{\Gamma} - Q_{\text{ЛЕП}}; \quad (6.7)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 8,98 + 0,898 - 5,785 - 1,608 = 2,483 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 8,98 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 5,785 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-2700-450 УЗ на 2,7 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 8.

Також розрахуємо необхідність встановлення компенсуючого пристрою у вузлі 302 відповідно за формулами (6.1–6.7):

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 12,84 + 0,05 \cdot 12,84 = 12,2 \text{ (МВт)};$$

$$S_{\Gamma} = \frac{12,2}{0,95} = 12,838 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{12,838^2 - 12,2^2} = 4,008 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{СП}} = \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}} = 6,93 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 6,93 = 0,693 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{ЛЕП12-302}} = 110,03^2 \cdot (2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6}) \cdot 9,6) = 0,621 \text{ (МВАр)};$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 6,93 + 0,693 - 4,008 - 0,621 = 2,99 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживача 6,93 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 4,008 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-3150-450 УЗ на 3,15 МВАр на низькій стороні вузла 302.

## 7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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.

### 7.3 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

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

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

#### 7.4. 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. 7.1):

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
301	112,43	109,73	116,56
302	110,03	108,53	115,53
303	111,93	109,65	116,51
304	111,57	109,5	116,5

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
301	10,78	10,52	11,17
302	10,34	10,28	10,76
303	10,38	10,68	11,12
304	10,4	10,38	10,89

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

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

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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



де  $U_{ВН}$  – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі;  $P_H$ ,  $Q_H$  – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

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

$$K_{Тб} = \frac{U_{ВН}}{U_{ННб}} . \quad (7.3)$$

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

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 11 кВ, і межі регулювання  $\pm 9 \times 1.78 \%$ . Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації  $K_{Тд}$  за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЭОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 301.

$$\Delta U_{T301} = \frac{(6,2 \cdot (14,7 / 2))}{112,43} = 0,405 \text{ кВ.}$$

За (8.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T3016} = \frac{112,43 - 0,405}{10,5} = 10,669$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{T301д} = 10,611$ , що відповідає восьмій відпайці.

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

$$U_{НН301д} = \frac{112,43 - 0,405}{10,611} = 10,557 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{T6}$	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
301	0,405	10,669	10,55	8	10,661	0,094
302	1,745	10,312	10,51	10	10,298	0,097
303	3,203	10,355	10,55	10	10,298	0,097
304	2,626	10,376	10,67	10	10,298	0,097

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

## 8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

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

де  $K_t$  – капіталовкладення в  $t$ -ий рік, тис.грн;  $E = E_{ан} = 0.16$  – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях);  $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$  – зміна прибутку в наступному  $t+1$  році порівняно з роком  $t$ , тис.грн.

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

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

де  $C_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту),  $C_T = 1,65$  грн/кВт×год;  $\gamma$  – частка вартості реалізації

електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ  $\gamma = 0.12$  [2]);  $W_t$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт·год;  $B$  – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де  $P_i$  – активна потужність, що передається по  $i$ -ій лінії, МВт;  $U_H$  – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто  $U_H = 110$  кВ);  $r_{0i}$  – питомий опір проводу  $i$ -ої ЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (6100 год);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 8-304, 304-303, 12-302;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 302, 303, 304;
- розвиток відгалужувальної підстанції пунктів 8 та 12.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 10-301 та 301-303;
- спорудження підстанції 110/10 кВ у пункті 301.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 1.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 242926,711 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.1–8.5:

У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 104151,259 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.6–8.7:

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,376	734,56	601,984	4,916	24509,718	210
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа-	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

	тора без вимикача								
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>665,905</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	11 од.	424,776	3794,747	102,454	114,972	11,000	4447,949	75,9
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>810,936</b>	<b>6253,918</b>	<b>183,38</b>	<b>193,532</b>	<b>21</b>	<b>7462,765</b>	<b>140,1</b>





<b>Всього ЗПК</b>	<b>1365,715</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,542</b>	<b>221,554</b>	<b>10,186</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>	<b>57368,467</b>						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 8):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>224,73</b>	<b>3767,313</b>	<b>173,661</b>	<b>109,01</b>	<b>2,285</b>	<b>4276,998</b>	<b>227</b>
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1,	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	1од.	38,616	344,977	9,314	10,452	1,000	404,359	6,9
4.2	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 2,7 МВАр	1 КОМПЛ						1057,200	
<b>Всього</b>			<b>38,616</b>	<b>344,977</b>	<b>9,314</b>	<b>10,452</b>	<b>1,000</b>	<b>1461,56</b>	<b>6,9</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>5738,557</b>						



4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	2 од.	77,232	843,442	22,728	24,848	2,000	970,248	13,8
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	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,000	2021,795	34,5
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>617,856</b>	<b>4605,777</b>	<b>138,86</b>	<b>143,244</b>	<b>16,000</b>	<b>5521,735</b>	<b>105,6</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
<b>Всього</b>			<b>27,244</b>	<b>503,94</b>	<b>23,946</b>	<b>14,496</b>	<b>2</b>	<b>571,626</b>	<b>32,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,376	734,56	601,984	4,916	24509,718	210
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>665,905</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12,000	4852,308	82,8
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>849,552</b>	<b>6598,895</b>	<b>192,694</b>	<b>203,984</b>	<b>22</b>	<b>7867,124</b>	<b>147</b>

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
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 3,15 МВАр	1 КОМПЛ						1207,600	
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,270</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>3607,766</b>	<b>84,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,715</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,542</b>	<b>221,554</b>	<b>10,186</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>58980,426</b>						

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 12):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	1 од.	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	5 од.	933,27	13726,31	574,84	399,5	6,205	15640	1025

2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	5 од.	190,38	5110,255	293,465	145,55	5,22	5744,87	360
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>1242,316</b>	<b>22852</b>	<b>1034,901</b>	<b>655,542</b>	<b>13,71</b>	<b>25799,144</b>	<b>1640</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>25799,144</b>						

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 301):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 6,3 МВ×А	2 од.	517,488	13498,94	451,372	371,798	3,43	14843,022	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
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	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0



	трансформатора напруги 110 кВ									
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0	
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>	
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>									
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:									
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8	
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	2 од.	77,232	843,442	22,728	24,848	2,000	970,248	13,8	
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	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,000	2021,795	34,5	
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6	
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0	
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>617,856</b>	<b>4605,777</b>	<b>138,86</b>	<b>143,244</b>	<b>16,000</b>	<b>5521,735</b>	<b>105,6</b>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:									
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0	
	<b>Всього</b>		<b>27,244</b>	<b>503,94</b>	<b>23,946</b>	<b>14,496</b>	<b>2</b>	<b>571,626</b>	<b>32,0</b>	
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>									
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ									
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0	

	трансформатора (чотири панелі)								
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,715</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>43932,201</b>						

Таблиця 8.7 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 10):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	1 од.	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	4 од.	749,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	3 од.	224,73	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>1183,357</b>	<b>23769,896</b>	<b>1050,084</b>	<b>676,311</b>	<b>13,813</b>	<b>26693,457</b>	<b>1666</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>26693,457</b>						

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 21,6 + 2072,336 \cdot 9,6 = 51107,916 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1415,069 \cdot 23,2 = 33525,601 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 191818,795 + 51107,916 = 242926,711 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 70625,658 + 33525,601 = 104151,259 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

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

$\Delta W_t$  – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{\text{Л1}} = (51107,916 \cdot 0,3)/100 = 153,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л2}} = (33525,601 \cdot 0,3)/100 = 100,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П1}} = (191818,795 \cdot 3)/100 = 5754,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П2}} = (64526,492 \cdot 3)/100 = 2118,8 \text{ (тис.грн.)};$$

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

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

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:8–304,304-303,12-302 П/ст:8,304,303,12,302	104	108	2108
2	ЛЕП:10–301,301–303 П/ст:10,301	125	127	2494

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 153,3 + 2277,7 + 2108 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 5911,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 100,6 + 2118,8 + 2494,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2223,5 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = (12,84 + 5,9 + 12,63) \cdot 6100 = 191357 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_{2(\text{СЕС})} = (-6,2) \cdot 1200 = -7440 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 191357 - 5911,4 = 31997,3 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 18,55 \cdot 0,12 \cdot 7440 - 2223,5 = 14337,94 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{31977,3 / (1+0.16) + 81963,9 / (1+0.16)^2}{242926,711 / (1+0.16) + 104151,259 / (1+0.16)^2} = 0,133$$

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

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,133 = 7,5 \text{ роки.}$$

## 9. ЗАДАЧА ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Як відомо, задача надійного постачання споживачів електричною енергією нормованої якості за мінімальних витрат на її вироблення, передачу та розподілення, через свою багатокритеріальність не має чітко окресленого вирішення, тому зводиться до рішення за одним критерієм, обмежуючи всі інші.

Через те, що частина виробленої електроенергії в електричних мережах витрачається на створення електричних та магнітних полів і є необхідною технологічною витратою на її передачу, корисно відпущена енергія споживачам менша ніж відпущена енергія в мережу, тобто виникають втрати електроенергії, які включають в себе технологічні та комерційні.

Причиною виникнення комерційних витрат є те, що відпущена енергія в мережу визначається за показами лічильників, що фіксують відпуск електроенергії у мережу власними станціями, а корисно відпущена енергія визначається за сумою сплачених рахунків споживачами за той самий період часу. Комерційні втрати відносяться до втрат врахування і фізично як технологічні витрати не існують.



Втрати електроенергії прийнято поділяти на навантажувальні та втрати холостого ходу. У зв'язку з зростанням навантажень та зміною їх розподілення по території, постійно реконструюються енергетичні системи для забезпечення передачі електроенергії споживачам з найменшими втратами. Рівень втрат визначається на стадії проектування. Методи проектування, що базуються на визначенні економічної ефективності рішення, дозволяють отримати оптимальне рішення для певного часового рівня розвитку мережі і відповідних йому навантажень споживачів. Як наслідок даного рішення отримуємо техніко-економічно обгрунтований проектний рівень втрат. Якщо помилки у прогнозі навантажень відсутні, то можна очікувати, що фактичні втрати наблизатимуться до проектного рівня і не виникне необхідності додатково розробляти енергосистемам технічні заходи по зменшенню втрат у мережі.

Якщо фактичні втрати енергії в енергосистемі нижчі нормованого рівня, то можна стверджувати, що цього досягли за рахунок випереджаючого зросту пропускної здатності мережі чи за рахунок економічно невиправданих капіталовкладень на заходи зменшення втрат у мережі. Але і в цьому випадку енергосистема повинна планувати і впроваджувати організаційні заходи зменшення втрат енергії, які направлені на удосконалення експлуатаційного обслуговування мереж і оптимізацію режимів роботи і схеми мережі. Як правило, організаційні заходи здійснюються без додаткових капіталовкладень.

За фактичних втрат вище проектного рівня можна припустити, що має місце відставання у темпах приросту пропускної здатності мережі у порівнянні з схемою розвитку, чи ріст навантажень, що випереджає. У цьому випадку енергосистема повинна розробити і впровадити ефективні технічні заходи зменшення втрат у мережах, що призводять до реконструкції мережі.

Для робіт, які пов'язані зі зниженням втрат енергії, особливу роль відіграє визначення цієї величини розрахунковим шляхом, що дозволяє виконати:

- 1) розрахунок втрат енергії як показника роботи енергосистеми;

2) прогнозування втрат в енергосистемі і планування її мережними підприємствами;

3) виявлення причин втрат і визначення шляхів їх зниження;

4) вибір ефективних заходів зниження втрат електроенергії.

При проектуванні схем розвитку енергосистем і електричних мереж має багато можливостей зниження втрат електроенергії, а разом з тим і активної потужності, при значеннях приведених затрат по варіантам, що практично співпадають. Для проектного рівня розрахунок виконується за розробленою схемою розвитку енергосистеми (максимальні навантаження, рекомендована схема мережі та інше).

Отже на різних етапах проектування розвитку мережі, планування режимів і ведення режимів системи постійно вирішується задача мінімізації втрат електроенергії (в деяких задачах втрат активної потужності). У тих випадках, коли найбільший ефект досягається за рахунок підтримання інших критеріїв економічності, втрати можуть використовуватись як обмеження.

Розглянемо як впливає природа елементів конструкції мережі на зменшення втрат активної потужності та енергії у мережі.

## 10 ЗАХОДИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Будь-який захід зменшення втрат електроенергії в мережах направлений на підвищення якості електроенергії та покращення живлення споживача. Але не кожне зниження втрат у мережі підвищує економічність роботи енергосистеми в цілому. Відомо, знизити втрати можна і економічно недоцільними способами. Разом з тим підвищення економічності роботи енергосистем не завжди супроводжується зниженням втрат у мережах. Існують заходи, які підвищують економічність роботи енергосистеми в цілому і зменшують чи збільшують втрати у мережах залежно від особливостей їх режимів.

До таких заходів, наприклад, відносять: оптимізацію режимів енергосистем за активними навантаженнями станцій, основною метою якої є економія витрат на вироблення енергії; підвищення надійності енергопостачання і якості електроенергії, коли ставиться задача зменшення збитку від можливого невідпуску і низької якості електроенергії тощо. Ці заходи відносять до заходів, які супроводжуються зменшенням чи збільшенням втрат. Проте існують і такі заходи, які проводять спеціально з метою зниження втрат у мережах.

Виділення заходів зниження втрат у мережах в окрему групу можна зробити лише умовно, так як на практиці введення майже всіх заходів спрямовано на досягнення декількох цілей одночасно.

Всі заходи, спрямовані на зниження втрат електроенергії, а разом з тим і втрат активної потужності, можна поділити на беззатратні та малозатратні, або їх ще називають організаційними, до заходів, що знижують втрати, відносять заходи по удосконаленню експлуатаційного обслуговування електричних мереж і оптимізації їхніх схем і режимів, а також заходи, які потребують значних капіталовкладень, тобто технічні заходи, строк окупності яких, тільки за рахунок зниження втрат, не перевищує нормативного значення, що дорівнює 8,3 роки.

Технічні заходи відносяться до заходів з подальшим зниженням втрат та спрямовані на реконструкцію, модернізацію і будівництво мереж.

Слід звернути увагу на такий важливий показник як строк окупності, а саме його нормоване значення, може служити умовною межею для розподілення технічних заходів на заходи зниження втрат і заходи, які супроводжуються зниженням втрат. Крім того, якщо самі заходи вибираються за мінімумом затрат, то в умовах обмежених капіталовкладень строк окупності може служити критерієм почергового введення заходів. Техніко-економічна ефективність заходів зниження втрат електроенергії залежить не лише від правильного визначення витрат на втрати, але і від капіталовкладень на ведення даних заходів.

Розглянемо детальніше організаційні заходи зниження втрат електроенергії. Метою даних заходів є мінімізація витрат виробництва при експлуатації мережі і обладнання. Для багатьох організаційних режимних заходів витрати на обслуговування і ремонт залишаються постійними, метою яких є мінімізація втрат потужності у кожному режимі роботи мережі, і, як наслідок, втрат електроенергії за розрахунковий період.

Оптимізація режимів електричних мереж, що встановилися, за реактивною потужністю і коефіцієнтами трансформації.

У загальному випадку оптимізація може призвести як до зниження, так і до збільшення втрат потужності. Останнє відбувається, якщо у початковому режимі напруги в ряді вузлів були вищі за допустимі. Оптимізація вводить режим у допустиму область, а зниження напруги призводить до збільшення втрат. Такий результат найбільш характерний для режимів малих навантажень. У режимах великих навантажень, як правило, відбувається зниження втрат потужності.

Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами.

Відомо, що мінімальні втрати активної потужності відповідають режиму мережі, в якому розподілення потужності по віткам відбувається згідно з їх активними опорами. Дійсне розподілення потужності відбувається у відповідності до повних опорів. З урахуванням того, що в мережах вище 110 кВ  $X \gg R$ , розподіл пропорційно повним опорам у більшій мірі відповідає мінімуму втрат реактивної потужності. Обидві умови, тобто мінімуми втрат активної і реактивної потужностей, збігаються лише в однорідних мережах. У найбільшій мірі неоднорідність виражена в мережах із декількома рівнями номінальних напруг. Розмикання мережі варто робити в точці поточкорозподілу економічного розподілу потужності. При наявності двох точок поточкорозподілу, варто порівняти втрати при розмиканні в кожній із них і вибрати найкращу.

Оптимальні точки розмикання можуть бути різними для режимів найбільших і найменших навантажень.

Оптимізація розподілення навантаження між підстанціями мережі 110 кВ і вище за допомогою переключень в її схемі.

Такий спосіб використовують у зв'язку з сезонними змінами навантаження, а також при виведенні деяких ліній та генераторів у ремонт. У даному випадку можуть виникати різні варіанти живлення споживачів елементами, що залишилися у роботі. Найкращий варіант вибирається виходячи з порівняння втрат електроенергії, що вираховували за оптимальних режимів роботи системи за активною та реактивною потужностями.

Відключення трансформаторів у режимах малих навантажень.

Відключення одного трансформатора з паралельно працюючих трансформаторів доцільно, коли зниження втрат холостого ходу, що відбувається при цьому, є більшим, ніж збільшення навантажувальних втрат через перерозподіл сумарного навантаження між меншою кількістю трансформаторів.

Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного обладнання електростанцій та мереж.

Цей метод найбільш ефективний для транзитних ліній електропередачі та автотрансформаторів зв'язку, відключення яких викликає значне підвищення втрат електроенергії в мережі. Зменшення тривалості відключень досягається покращенням організації робіт за рахунок поєднання ремонтів послідовно ввімкнених елементів мережі, виконанням пофазних ремонтів, ремонтів без зняття напруги тощо.

Зниження втрат, що отримується при цьому, визначається різницею між втратами при працюючому та непрацюючому елементі, що визначені за час скорочення тривалості відключення.

Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанції.

Допустимі витрати електроенергії на власні потреби підстанції визначають за нормативами. Вони залежать від типу підстанції і обладнання, що на ній експлуатується. Фактичні витрати енергії на власні потреби визначаються безпосередньо з лічильників, які встановлені на трансформаторах власних потреб підстанції. Зниження витрат можна отримати за рахунок раціональних режимів роботи обладнання власних потреб.

Стимулювання встановлення компенсуючих пристроїв у промислових споживачів.

Встановлення КП є одним з найбільш ефективних заходів зниження втрат електроенергії у мережах. Вибір потужності і місць встановлення КП виконують за умови мінімуму витрат, одночасно врахувавши мережі системи і споживачів електроенергії. При цьому частину КП доцільно встановлювати в мережах енергосистеми, а частину – в мережах споживачів. Зниження втрат електроенергії у мережах енергосистеми при встановленні КП в мережах споживачів визначається як різниця втрат, розрахованих при початкових даних і при тих, які знизилися внаслідок компенсації навантаження.

Тепер детальніше розглянемо технічні заходи зниження втрат електроенергії.

Значення зниження втрат електроенергії від впровадження технічних заходів зниження втрат залежить від точності визначення втрат електроенергії до і після впровадження заходів.

Наприклад, при проведенні заходів у замкненій електромережі енергосистеми 110 кВ і вище, що пов'язане зі зміною параметрів її ділянки, відбувається, як правило, перерозподіл потоків потужності практично між всіма елементами мережі. Зниження втрат у цьому випадку повинно визначатися для всієї мережі при змінених параметрах ділянки.

Одним з найбільш ефективних технічних заходів є встановлення і введення в експлуатацію **пристроїв компенсації реактивної потужності**.

Оптимальною компенсацією реактивної потужності є потужність, що відповідає затратам. Особливістю оптимізації компенсації реактивної потужності є одночасність рішення питань визначення оптимальної потужності, місць і черговості встановлення компенсувальних пристроїв та необхідності оптимізації режимів роботи електричних мереж за реактивною потужністю з врахуванням встановлення синхронних генераторів на станціях, СК у мережах і двигунів у споживачів. Через те, що режими роботи мережі постійно змінюються, а компенсувальні пристрої встановлюються на достатньо довгий період, виникає задача вибору оптимальних законів регулювання потужності КП з метою забезпечення допустимих рівнів напруги у вузлах мережі за оперативного управління режимами. При цьому втрати електроенергії знижуються на значення втрат компенсувальних пристроїв, що визначаються для СК чи БСК.

#### **Збільшення робочої потужності встановлених в електричних мережах синхронних компенсаторів.**

За умови послідовного збільшення на протязі року робочої потужності декількох компенсаторів, зниження втрат визначається сумою зниження втрат на інтервалах між збільшеннями потужностей СК. Зниження втрат на кожному інтервалі визначається як різниця між втратами при початковій та збільшеній потужності всіх СК з робочою потужністю, зміненою до часу розрахованого інтервалу.

#### **Встановлення і введення в роботу пристроїв автоматичного регулювання БСК.**

Сумарний ефект виконання заходів складається зі зниження втрат потужності в окремі години доби і одночасної оптимізації рівнів напруги у вузлах мережі. Проте бувають такі випадки, коли при покращенні режиму напруг втрати електроенергії у мережі зростають.

#### **Заміна проводів на перевантажених лініях.**

Даний захід застосовують в основному у мережах 6-10 кВ. Заміна проводів виконується з метою підвищення пропускної здатності перевантажених ліній, заміни фізично зношених проводів лінії при їх капітальному ремонті, заміни сталених проводів на алюмінієві та сталєво-алюмінієві тощо. Зниження втрат енергії при цьому в більшості випадків є супутнім ефектом.

**Встановлення та введення у роботу на підстанціях, що експлуатуються, додаткових і заміна перевантажених силових трансформаторів.**

Встановлення трансформаторів уданому випадку виконується з метою розвантаження перевантажених трансформаторів, що знаходяться в експлуатації. Зниження втрат електроенергії при цьому, як правило, є супутнім явищем. У зв'язку з економічною вигідністю роботи трансформаторів з навантаженням, що перевищує номінальне, виникає питання про допустиму тривалість роботи трансформатора з перевантаженням у залежності від максимуму і графіка навантаження, температури повітря тощо.

У результаті заміни перевантаженого трансформатора чи встановлення додаткового відбувається зниження навантажувальних втрат, при цьому збільшуються втрати енергії холостого ходу, але загальні втрати енергії зменшуються.

Заміна недовантажених силових трансформаторів виконується з метою зниження втрат електроенергії в трансформаторах підстанцій. Якщо коефіцієнт завантаження трансформатора, що прогнозується на 4 – 5 років вперед, у режимі найбільших навантажень менший, ніж межа економічно доцільних завантажень, а встановлення трансформатора меншої потужності не призводить до його перевантаження у нормальному та аварійному режимах, то здійснюється заміна недовантаженого трансформатора меншої потужності.

При заміні недовантаженого трансформатора на трансформатор меншої потужності навантажувальні втрати електроенергії збільшуються, втрати енергії холостого ходу зменшуються, що веде до зниження сумарних втрат електроенергії.



Розрахунки показують, що заміна трансформатора на меншу потужність практично завжди доцільна, якщо коефіцієнт його завантаження, що планується на 4–5 років, складає 0,45 – 0,35 і менше.

Введення в роботу трансформаторів з РПН, лінійних регуляторів напруги, встановлення на трансформаторах з РПН приладів автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації. Основною метою впровадження даних заходів є забезпечення необхідної якості напруги у споживачів. Зниження втрат електроенергії у мережах, як правило, є супутнім явищем.

Встановлення та введення в роботу послідовних регулювальних трансформаторів з поперечним регулюванням. Послідовні регулювальні трансформатори з поперечним регулюванням використовуються для оптимізації поточкорозподілу у неоднорідних електричних мережах і, в першу чергу, у мережах з паралельними контурами напругою 110, 220, 330 кВ і вище.

### **Оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок будівництва ліній і підстанцій.**

Введення в експлуатацію нових ліній і підстанцій здійснюється з метою розвантаження існуючих мереж чи приєднання до енергосистеми нових споживачів електроенергії. Зниження втрат у мережах при цьому є, як правило, супутнім ефектом.

Будівництво розвантажувальних ліній виправдане, якщо фактична густина струму у два рази і більше перевищує економічну, передбачається різке збільшення навантаження і коли переріз ліній знаходиться на верхній межі для даної номінальної напруги лінії і конструкції опор.

У загальному випадку задача вибору параметрів ліній та трансформаторів підстанцій, що знову вводяться, є проектною. Вона повинна вирішуватись на стадії розробки схем розвитку електричних мереж з урахуванням фактичного завантаження і очікуваних темпів її зростання на перспективу. Критерієм доцільності будівництва ліній і підстанцій є мінімум затрат.

Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу використовується в основному для підвищення пропускної здатності електричних мереж чи їх ділянок в тих випадках, коли навантаження мереж досягло граничних значень діючої номінальної напруги. При цьому, як правило, вже не виправдовуються реконструктивні технічні заходи, так як вони ведуть до незначного збільшення пропускної здатності мереж у порівнянні зі збільшенням номінальної напруги.

Доцільність переходу на більш високу номінальну напругу оцінюється на стадії проектування шляхом порівняння попередніх витрат по варіантам з різними номінальними напругами. При цьому враховуються існуюче завантаження мереж і очікувані темпи росту завантаження; технічний стан існуючих мереж і ступінь їх зношення; реальні можливості виконання реконструкції ліній та підстанцій і пов'язані з цим капітальні витрати та ін.

В електричних мережах 110 кВ і вище оптимальна номінальна напруга обирається, як правило, з урахуванням діючих систем напруг.

Досвід показує, що доцільність переведення не завжди виправдовується і повинна оцінюватись з урахуванням особливостей кожної конкретної мережі. Найбільш суттєвими факторами, що впливають на результат рішення, є перспективи росту та густина навантаження, протяжність мереж та вартість проводу. Також важливо вказати строки переведення мереж і реконструкцій чи будівництва нових живлячих підстанцій.

## 11 ВИБІР СТРАТЕГІЇ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Оптимальний комплекс організаційних та технічних заходів зменшення втрат потужності, а разом з тим і енергії, повинен враховувати як взаємний вплив заходів, так і їх вплив на інші показники роботи системи, наприклад надійність роботи енергосистеми, якість електроенергії тощо. При цьому ефективність кожного наступного заходу повинна визначатися з урахуванням вже досягнутого ефекту, отриманого від впровадження всього попереднього комплексу організаційних і технічних заходів зменшення потужності.

Розглянемо заходи щодо підвищення надійності роботи електричних мереж. Перерви живлення електропостачання споживачів небажані, а в деяких випадках неприпустимі. Вони можуть спричинити порушення нормального функціонування установок зв'язку, транспорту, технологічних процесів промислових підприємств, нормальних умов життя і діяльності населення. Можуть виникнути аварії, псування устаткування, брак продукції і т.д. Питання забезпечення надійності електропостачання регламентуються Правилами улаштування електроустановок. Під надійністю в енергетиці розуміють властивість устаткування, установки, схеми або системи зберігати свою працездатність, тобто виконувати свої функції, зберігаючи свої експлуатаційні показники в заданих умовах.

Основними показниками надійності є:

- параметр потоку відмов - середня кількість відмов обладнання, що ремонтується в рік;
- час відновлення після відмови - середній час змушеного простою, необхідного для пошуку і усунення однієї відмови;
- коефіцієнт змушеного простою, визначає можливість перебування елемента або установки в змушеному простой;
- частота планових ремонтів;
- середня тривалість одного планового ремонту;
- коефіцієнт технічного використання (характеризує можливість

перебування установки в працездатному стані).

При експлуатації виділяють такі заходи щодо підвищення надійності роботи електричних мереж:

1. Контроль за станом устаткування. Створюються експертні системи діагностики.  
Дуже важливий контроль або профілактичні дослідження ізоляції.
2. Оптимізація ремонтних робіт. Планово-попереджувальний і капітальні ремонти.
3. Ефективна робота диспетчерських служб, в тому числі при ліквідації аварій.

Експлуатаційний персонал виконує нагляд за мережними спорудженнями і їхній ремонт. Персонал диспетчерських служб управляє режимами роботи системи, у тому числі і ліквідує аварійні ситуації при ушкодженнях ліній і устаткування підстанцій і електричних станцій. Для реальних умов експлуатації енергосистем і тих обмежень, можна рекомендувати послідовність вибору заходів, яка заснована на експлуатації енергосистем і аналізі ефективності заходів зменшення втрат потужності.

У першу чергу повинні плануватися та виконуватися організаційні заходи зниження втрат і заходи удосконалення розрахункового і технічного врахування електроенергії.

У межах виділених засобів на основі плану капітального будівництва, проектів конструкцій і схем розвитку мереж повинно також плануватися виконання найбільш ефективних технічних заходів з відповідним зниженням втрат електроенергії.

При плануванні у відповідному році оцінка техніко-економічної ефективності технічних заходів повинна проводитись з врахуванням конкретних умов експлуатації і уточнених навантажень у порівнянні з проектами та схемами розвитку мереж.

З намічених технічних заходів зменшення втрат у першу чергу повинні виконуватися ті, які мають найменший строк окупності капітальних витрат. Найбільш ефективними з технічних заходів зниження втрат потужності, як правило, є збільшення робочої потужності встановлених в електромережах СК, розвантаження перевантажених у два рази і більше над економічним навантаженням ліній, а також працюючих на межі перевантажної здатності трансформатора.

Після проведення технічних заходів, які суттєво змінюють схему мережі і режим її роботи, останній повинен оптимізуватися за нової схеми.

Чим економічніше спроектована електрична мережа і раціональніше ведеться її експлуатація, тим меншого зниження втрат можна досягти за рахунок впровадження додаткових заходів.

У будь-якому випадку слід використовувати всі можливі для максимального підвищення ефективності роботи енергосистеми в цілому.

Якщо рівень втрат енергії виявляється вищим, ніж економічно обґрунтований, то при виконанні проекту розвитку енергосистеми розглядається ефективність заходів зменшення втрат. Втрати є інтегральним показником, що характеризує сукупність техніко-економічних рішень розвитку енергетичного району, обладнання мереж необхідними регулюючими і компенсуючими пристроями.

Розглянувши класифікацію технологічних втрат електроенергії, запропоновану на рисунку 11.1, можна представити стратегію зменшення втрат електроенергії у відповідності до даної класифікації втрат електроенергії.

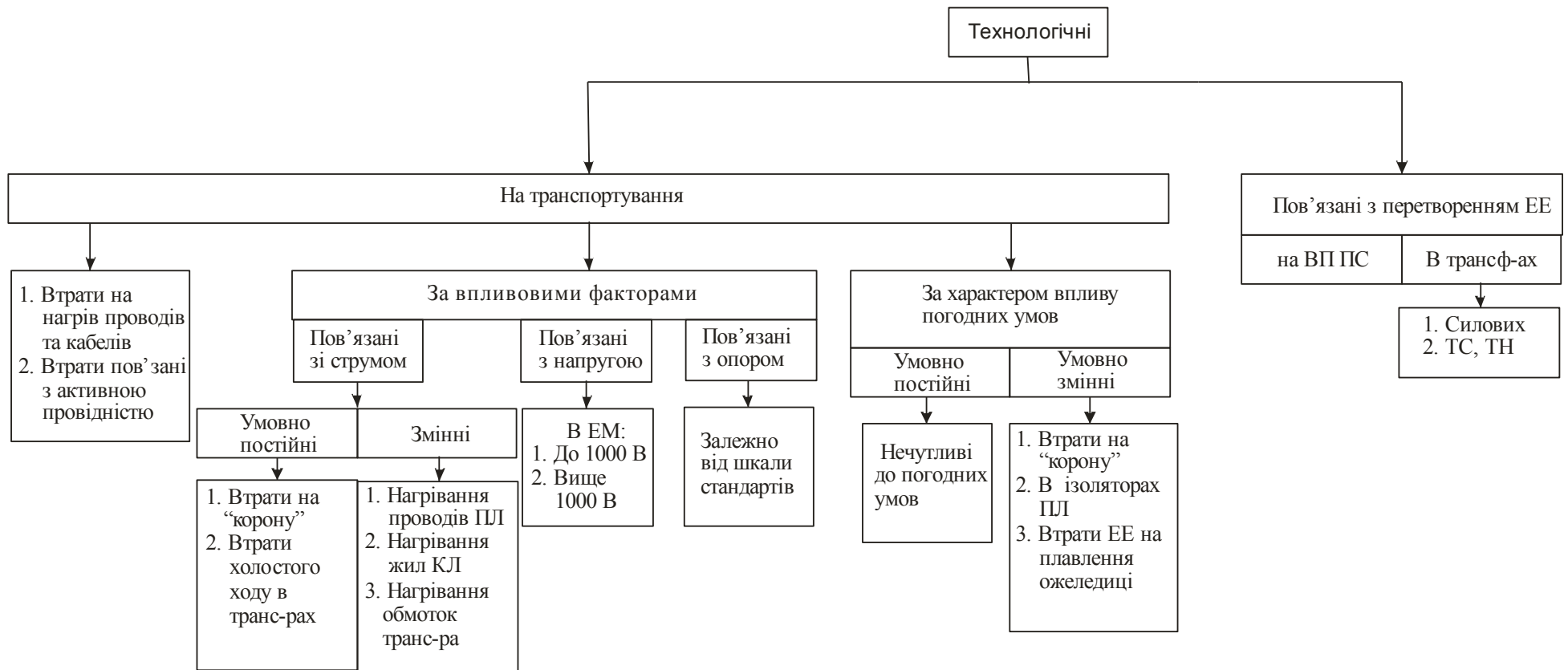


Рисунок 11.1 – Класифікація технологічних втрат електричної енергії.

Втрати електроенергії в лініях залежать від значення опорів і струму, що пропускається через лінії. Опір діючих ліній може вважатися практично постійним. Звідси випливає, що для зменшення втрат електроенергії на нагрівання проводів та кабельних ліній, слід зменшити струм, що протікає через них. Зменшити значення струму можна, наприклад, використанням у роботі значної кількості резервних ліній.

Також є ефективним збільшення поперечного перерізу мережі, наприклад, при наявності паралельних ліній бажано з розумінням економії електроенергії тримати їх включеними паралельно. При використанні їх на паралельну роботу, сумарний опір цих мереж зменшиться, і, отже, втрати активної та реактивної енергії при її передачі скоротяться. При паралельному з'єднанні опорів еквівалентний опір, при припущенні що опори резервної та основної ліній рівні, буде в два рази нижче. Звідси випливає зменшення втрат активної та реактивної потужностей також у два рази.

Ріст відносних втрат енергії в мережах 35 кВ і вище відображає базові зміни в структурі електроенергетичних систем і має об'єктивний характер. Важливою причиною зростання втрат є завантаження мережі.

Аналіз режиму роботи мереж 35 і 110 кВ показав, що значна частина підстанцій 110 кВ в режимі максимуму навантаження підтримують рівні напруги 105-110 кВ, а на віддалених підстанціях напруга може підтримуватись біля 100 кВ. Це відповідає нормальному режиму роботи мережі, при якому на цих підстанціях важко забезпечити рівні напруги, що відповідають встановленим вимогам для постачання енергією споживачів. Тому заміна проводів на перевантажених лініях є досить ефективним методом зменшення втрат електроенергії.

Щоб зменшити втрати електроенергії, які пов'язані з рівнем напруги, слід застосувати пристрої РПН, за допомогою яких можна підтримувати і змінювати напругу на підстанціях, ними обладнані трансформатори та автотрансформатори напругою 110 кВ і вище. Також ефективним буде впровадження заходу переведення мережі на більш високу номінальну напругу.

Істотно впливає на покращення техніко-економічних характеристик режимів роботи розподільчої мережі раціональне планування поточкорозподілу реактивної потужності в основних мережах та мережах споживачів. Правильний вибір ступені компенсації реактивних навантажень на приймальних підстанціях системи впливає на поточкорозподіл реактивної потужності, що призводить до зміни сумарних втрат активної потужності і енергії в цілій системі. Оптимізація режимів роботи основних мереж за реактивною потужністю знижує ТРЕ на 4-10%.

Основними типами компенсаційних пристроїв (КП) при експлуатації електричних мереж є батареї статичних конденсаторів (БСК) і синхронних компенсаторів (СК), які мають наступні переваги: можливість працювати в індуктивно-ємнісних режимах, широкий регульовальний діапазон, високу надійність і якість електропостачання споживачів. В останній час використовуються регульовані статичні джерела реактивної потужності.

Розміщувати КП в електричних мережах рекомендується таким чином, щоб 70-80% потужності КП встановлювались безпосередньо в мережах споживачів. Вибір того чи іншого засобу компенсації здійснюється на основі техніко-економічних розрахунків. При цьому порівнюються затрати застосування засобів на 1 кВАр.г

Економічний режим роботи енергосистеми визначається рішенням задачі оптимального розподілення навантаження між електростанціями і проведення режима роботи мережі по мінімуму втрат. Організація роботи режиму мережі дозволяє вибрати навантаження окремих джерел реактивної потужності і положення перемикаючих приладів РПН трансформаторів та автотрансформаторів, завдяки яким забезпечуються мінімальні втрати активної потужності у мережі.

Також можна змінювати втрати електроенергії за рахунок зниження або підвищення втрат холостого ходу в трансформаторах, так при встановленні та введенні у роботу на підстанціях, що експлуатуються, додаткових і заміна перевантажених силових трансформаторів супроводжується збільшенням втрат енергії холостого ходу, але загальні втрати енергії зменшуються. При заміні недовантаженого трансформатора на трансформатор меншої потужності втрати енергії холостого ходу зменшуються, що веде до зниження сумарних втрат електроенергії.

Втрати на власні потреби підстанції можна знизити за рахунок раціональних режимів роботи обладнання власних потреб.



Будь-яке обладнання під час експлуатації потребує технічного обслуговування та ремонту. При проведенні ремонту обладнання, навантаження на інше (резервне) обладнання збільшується, що значно збільшує втрати потужності. Втрати електроенергії від проведення ремонту основного обладнання прямо пропорційно залежить від часу його проведення. Таким чином, значна тривалість ремонту призводить до значних втрат електричної енергії.

Розглянемо на прикладі нашої електричної мережі, схема якої зображена на рисунку 2.6, застосування одного з методів зменшення втрат електричної енергії, а саме збільшено поперечний переріз проводу з  $120 \text{ мм}^2$  до  $240 \text{ мм}^2$  та проаналізуємо роботу мережі у різних режимах за даних умов.

Аналогічно попереднім розрахункам проводимо розрахунки для електричної мережі 110 кВ з поперечним перерізом проводу  $240 \text{ мм}^2$ .

Порівнюємо величини втрат потужності у мережах з різними поперечними перерізами проводів, застосувавши для цього програму «Втрати-110» та занесемо отримані значення до таблиці 11.1.

№ Лінії	Переріз (мм <sup>2</sup> )	Pa (МВт)	В(тис.грн)	ΔВ(тис.грн)	Втрати (млн. кВт*год)
1(200-15)	120	3,2	122,1318	10,68795	30,156
	240	2,8	111,44385		27,517
2(14-15)	120	3,2	111,44385	7,82865	27,517
	240	2,6	103,6152		25,584
3(200-203)	150	3,2	103,6152	5,31765	25,584
	240	2,5	98,29755		24,271
4(203-10)	150	3,2	98,29755	0,3483	24,271
	240	2,5	97,94925		24,185
	240	3,2	122,1318	47,23515	30,156
		1,9	74,89665		18,493

Таблиця сформована таким чином, що у крайньому лівому стовбці записуються ділянки мережі (початок та кінець), які ми обрали як найбільш завантажені; у наступному стовбці записуються значення дійсного перерізу, а нижче дійсного записується рекомендований  $240 \text{ мм}^2$ , відповідно для кожної

обраної ділянки. Потім іде потужність, яка втрачається у мережі ( $P_a$ ), це значення береться із програми «Втрати». Процес теж ітераційний, відповідно до того, як змінювались проводи ЛЕП. Наступний стовпчик містить у собі розрахунок за формулою (1), і відповідно проводиться для кожної з цих ділянок. У наступному стовбці проводиться розрахунок за формулою (2), і відповідно показує різницю між тим, що буде при дійсному перерізі, та з тим, який рекомендований, тобто АС-240. У крайньому правому стовпчику слід вписати втрати енергії річні (ці значення беруться із результатів розрахунку програми «Втрати»), ці значення потрібні для формули (1), як  $\Delta W$ .

**Висновок:** розрахувавши і проаналізувавши існуючу електричну мережу за допомогою програми «Втрати» було виділено чотири найбільш завантажених ділянки: 200-15,14-15,200-203,203-10. На даних ділянках були провідники, відповідно: АС-120, АС-120, АС-150, АС-150. Поступово було замінено на кожній з даних віток їх попередні провідники на рекомендований АС-240 для мереж напругою 110 кВ. Як показали результати, такий оптимізаційний метод впливає на зменшення втрат у всій мережі, навіть, якщо заміна була лише на одній ділянці. Після чого, було зроблено заміну всіх провідників на рекомендований АС-240, і розраховано таку мережу. Втрати знизились з початкових 3,1 МВт до 1,9, а річні втрати енергії від 30,156 млн.кВт\*год до 18,493 млн.кВт\*год, що свідчить про ефективність такої оптимізації.

## 12 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розглядаються умови з охорони праці на електричних станціях. На оперативно-ремонтний персонал, який обслуговує обладнання станцій, згідно ГОСТ 12.0.003-74 діють такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

1). фізичні:

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- недостатнє природне освітлення;
- підвищений рівень вібрації;
- знижена вологість повітря;
  - підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
  - недостатнє освітлення робочої зони;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може пройти через тіло людини;
- незахищені рухомі елементи виробничого обладнання .

2). психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

### 12.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

Живлення силової мережі та системи освітлення підстанцій здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 x 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю струмопровідної підлоги. Технічні рішення щодо запобігання

електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;

- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

### 3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками. Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші;

діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ – спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимоги безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

Електропривод насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил улаштування електричних установок.

Оперативне обслуговування електроустановок може здійснюватися як місцевими оперативними чи оперативно-ремонтними працівниками, за якими закріплена ця електроустановка, так і виїзними, за якими закріплена група електроустановок. Вид оперативного обслуговування, кількість оперативних працівників в зміну чи на електроустановці визначаються особою, відповідальною за електрогосподарство, за узгодженням з керівництвом підприємства (організації) і зазначається в місцевих інструкціях.

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають оперативні схеми, посадові і експлуатаційні інструкції, інструкції з охорони праці, особливості обладнання і пройшли навчання, дублювання та перевірку знань цих Правил та ПТЕ. Оперативні працівники, які обслуговують електроустановки одноосібно, та ті старші в зміні чи бригаді оперативні працівники, за якими закріплені електроустановки, повинні мати групу з електробезпеки IV в електроустановках напругою понад 1000 В і III – в

електроустановках напругою до 1000 В.

Оперативні працівники, які заступають на чергування, мають прийняти зміну від попереднього чергового, здати зміну наступному черговому у відповідності з графіком. Припинення чергування без здачі зміни забороняється. У виняткових випадках залишення робочого місця є припустимим з дозволу оперативного працівника вищої посади. Під час приймання зміни оперативний працівник зобов'язаний:

- ознайомитися зі схемою і станом та режимом роботи устаткування на своїй ділянці особистим оглядом в обсязі, встановленому інструкцією;

- одержати від чергового, який здає зміну, інформацію про стан устаткування, за яким необхідно вести ретельний нагляд для запобігання аваріям та неполадкам, а також про стан устаткування, що перебуває в ремонті або резерві;

- перевірити і прийняти інструмент, матеріали, ключі від приміщень, засоби захисту, оперативну документацію та інструкції;

- ознайомитися з усіма записами та розпорядженнями за час, що минув з його останнього чергування;

- оформити приймання зміни записом у журналі, відомості, а також в оперативній схемі власним підписом та підписом працівника, який її здає;

- доповісти старшому зміни про початок чергування та про неполадки, виявлені під час прийняття зміни.

Прийняття і здача зміни безпосередньо під час ліквідації аварії, виконання перемикачів чи операцій по вмиканню та вимиканню обладнання забороняється. Під час тривалої ліквідації аварії здача зміни здійснюється з дозволу особи, відповідальної за електрогосподарство. Забороняється прийняття і здача зміни у випадках, коли на ділянці, яка обслуговується, робочі місця не прибрані, устаткування забруднене.

Прийняття зміни, коли устаткування несправне чи є відхилення від нормального режиму його роботи, допускається тільки з дозволу особи, відповідальної за електрогосподарство підприємства, або оперативного праців-

ника вищого рівня, про що робиться запис в оперативному журналі. Оперативні працівники під час свого чергування є відповідальними за правильне обслуговування та безаварійну роботу всього устаткування на закріпленій за ними ділянці.

## 12.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

### 12.2.1 Мікроклімат

Відповідно до [22] параметри мікроклімату, що нормуються: температура ( $t$  °C) і відносна вологість повітря ( $W$ , %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ( $Вт/м^2$ ).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Пб) відповідно до [22] наведені в таблиці 12.1.

Таблиця 12.1 – Параметри мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Допустима температура на робочих місцях, °C		Допустима відносна вологість на постійних та непостійних робочих місцях	Допустима швидкість руху кисню на постійних та непостійних робочих місцях, м/с
		Постійних	Непостійних		
Холодний	Середньої важкості Пб	15-21	13-23	75	не більш 0,4
Теплий	Середньої важкості Пб	16-27	15-29	70 при 25 °C	0,2-0,5

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату у приміщенні влаштовується припливно-витяжна вентиляція.

### 12.2.2 Освітлення робочої зони

Приміщення котельні повинно бути забезпечене природнім освітленням, а в нічний час – електричним освітленням.

Місця, які з технічних причин не можна забезпечити природнім освітленням, повинні мати електричне освітлення. Освітленість повинна відповідати ДБН В.2.5-28-2006 “Природне та штучне освітлення” [22].

Крім робочого освітлення на станціях повинно бути аварійне електричне освітлення.

Робоче і аварійне освітлення, електричне устаткування і його заземлення повинні відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок.

Характеристика зорової роботи – загальні спостереження за проведенням виробничого процесу (постійне).

Природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення – КПО або  $e$ :

$$e = E_{\text{вн}} / E_{\text{зов}} \cdot 100\%,$$

де  $E_{\text{вн}}$  – внутрішня природна освітленість у приміщенні в місці, що розглядається, лк;

$E_{\text{зов}}$  – зовнішня природна освітленість дифузним світлом всього небосхилу, виміряна одночасно з  $E_{\text{вн}}$ , лк.

Нормоване значення коефіцієнта природної освітленості визначається за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N,$$

де  $e_N$  – значення КПО;

$m_N$  – коефіцієнт теплового клімату;

$N$  – номер групи забезпеченості природним світлом.

$$e_N = 2 \cdot 0,9 = 1,8\%.$$

Оперативно-ремонтний персонал здійснює експлуатацію обладнання і веде постійний нагляд за показаннями приладів. Характеристика зорової роботи персоналу – середньої точності. Контраст об'єкту розпізнавання з фоном – середній, фон – світлий. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, розряд зорової роботи VI, підрозряд «г». При штучному загальному освітлені освітленість – 150 лк, при комбінованому освітлені – освітленість – 300 лк.

В приміщеннях на станціях природне освітлення: верхнє і бокове. Штучне



освітлення загальне і здійснюється за допомогою газорозрядних ламп.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, люмінесцентні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Світильники з люмінесцентними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості. Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення грає важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення.

Експлуатація електричних пристроїв включає [21, 22]:

- регулярне очищення віконних проїм будівель від забруднень;
- своєчасну заміну перегорілих ламп і контроль за рівнем напруги в освітлювальній мережі;
- реалізацію заходів, що сприяють зменшенню забруднення скла, як, наприклад, покриття скла спеціальними прозорими плівками, що легко видаляються при очищенні тощо;
- підвищення загального рівня культури експлуатації будівель, що забезпечує чистоту повітря у приміщенні і відсутність викиду в атмосферу пилу, а також регулярне фарбування та побілку.

Очищення скла у приміщеннях, де ведуться роботи з незначними виділеннями

пилу, провадяться не рідше одного разу в рік, а побілка стелі і стін приміщень не рідше одного разу в три роки [22].

Очистку світильників рекомендується проводити не рідше двох разів на місяць. Ця робота може бути доручена тільки електрикам і повинна провадитися при відключеній напрузі в електромережі.

### 12.2.3 Виробничий шум

Джерелом шуму в приміщеннях станцій є шум від двигунів і вентиляторів.

В таблиці 12.2 наведено допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочому місці

Таблиця 12.2 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку на робочому місці.

Робоче місце	Рівні звуку тиску, в дБ в октавних полосах з середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Діючий рівень звуку в приміщенні становить 76 – 78 (А), що знаходиться в межах норми. Захист від шуму повинен досягатись розробкою шумобезпечної техніки застосуванням засобів індивідуального захисту, а також будівельно-акустичними методами.

Основні технічні міри по зменшенню шуму:

- правильність проектування масивних фундаментів під віброактивне обладнання (дробарки, сепаратори, нагнітачі) з урахуванням динамічних навантажень;
- ізоляція фундаментів під віброактивне обладнання від несучих конструкцій та інженерних комунікацій;
- застосування віброзатримуючих гнучких вставок на вихлопі з нагнітачів;
- застосування вібропоглинаючого резинового покриття;
- звукоізоляція шумних машин кожухами.

### 12.2.4 Вібрація

Джерелом вібрації в першу чергу є насоси, вентиляційні установки. Від працюючого устаткування, системи вентиляції на працюючих може діяти негативний виробничий фактор – вібрація.

Систематичний вплив вібрації призводить до різноманітних порушень здоров'я і може стати причиною погіршення здоров'я. Вона впливає на нервову систему, серце, вестибулярний апарат, може порушити обмін речовин, сон людини і т.д.

Загальна вібрація на виробничій дільниці по джерелу виникнення відноситься до категорії третього типу «а» – технологічна, критерій оцінки – межа зниження продуктивності праці. Ця вібрація діє на операторів стаціонарних машин і обладнання або передається на робочі місця, де немає джерела вібрації. Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях приведені в таблиці 12.3.

Таблиця 12.3 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3^*}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

\* В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації,  $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$ , в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами боротьби з вібрацією устаткування є зниження вібрації впливом на джерело збудження, відхилення від режиму резонансу, динамічне гасіння коливань. Для зменшення вібрації обладнання встановлюється на гумові віброізолятори.

Існують наступні методи боротьби з вібрацією [22]:

- віброізоляційний захист (зменшення передачі вібрації від джерела збудження за

допомогою віброізоляторів);

- віброгасіння (зменшення рівня вібрації від джерела збудження за допомогою введення в систему додаткових реактивних опорів);

- вібропоглинання (застосовується для зменшення вібрації кожухів, коливання яких виникає в резонансовому режимі).

Вентилятори з електроприводом установлені поза будівлями на масивні фундаменти.

### 12.3 Пожежна безпека

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

Будівля підстанції характеризується III ступенем вогнестійкості.

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

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 12.4.

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

Таблиця 12.4 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

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

В таблиці 12.5 приведені протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх огнестійкості.

Таблиця 12.5 – Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості

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

В таблиці 12.6 приведена допустима кількість поверхів і площа поверху і межах пожежного відсіку будівлі відповідно до ступеня вогнестійкості.

Таблиця 12.6 – Допустима кількість поверхів і площа поверху в межах пожежного

відсіку будівлі.

Категорія будівлі (пожежних відсіків)	Допустима кількість поверхів	Ступінь вог- нестійкості будівлі	Площа поверху в межах пожежного відсіку, м <sup>2</sup> , будівель		
			Одноповер- хових	багатоповерхових	
				2 поверхи	3 поверхи і більше
Д	1	III	не обмежується		
				-	-

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

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

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

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

#### 12.4 Оцінка стійкості роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників НС надзвичайних ситуацій

Розроблена підстанція може отримати впливи від надзвичайних ситуацій техногенного, природного, військового походження, яких в країні виникає тисячі. Вони наносять непоправну шкоду на об'єкти енергетичного господарства. Серед НС можна виділити найбільш небезпечні: наявність у докільлі шкідливих речовин

понад ГДК, аварії зі загрозою викиду ХНР і біологічних небезпечних засобів, радіоактивне забруднення, вплив ЕМІ.

Головну небезпеку для підстанцій становить землетрус, буревій, ударна хвиля, вторинні вражаючі фактори і радіоактивне зараження місцевості. Проте іноді доводиться враховувати і вплив проникаючої радіації та електромагнітного імпульсу.

Приймачами ЕМІ являються предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, конденсаторні батареї, кабельні лінії, системи релейного захисту. Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом може бути пошкоджена внаслідок ЕМІ.

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури. Внаслідок переміщення вільних зарядів може виникнути імпульс який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином підстанція може раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації. Визначимо два фактори найнебезпечніших.

Отже існує актуальна проблема розрахунку і підвищення стійкості електричних станцій. Для цього на об'єкті завчасно на основі розрахунків планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи. Досягнення науки і техніки дозволяють реалізувати такі рішення, при яких підприємство буде стійке.

#### 12.4.1 Оцінка стійкості роботи підстанції в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 12.7

Таблиця 12.7 – Експозиційні дози

№	- Підсистеми	- Елементи електричної частини ПІДСТАНЦІЯ	$D_{грн i}$ , - (P)	$D_{гр}$ , P
1	- Система живлення	- Дросель ФРОС-1000/0,5УЗ	- $10^6$	$10^3$
		- Контролер SP 3,5 DC	- $10^6$	
		- Діод Д151-25	- $10^4$	
		- Діод D0805-0.05 56	- $10^6$	
		- Перетворювач струму MC44603P	- $10^5$	
		- Нормативний перетворювач швидкості NSP1207	- $10^5$	
2	- Система керування	- Магнітний пускач КМИ-57012	- $10^5$	
		- Тумблер ASW-13-102	- $10^4$	
		- Транзистори Т143-2	- $10^4$	
		- Конденсатор К73-16-8,2 мкФ 250В	- $10^7$	
		- Резистори CR-2W-130, 0,25W-36	- $10^3$	
3	- Мікропроцесорна система	- Мікросхема П1 регулятор струму КТ40УД7	- $10^4$	
		- Блок обмеження струму К342ЕН8Б	- $10^5$	
		- Тахогенератор ТП212-0,20-0,5-01	- $10^5$	

Самі уразливі елементи РЕА – резистори CR-2W-130, 0,25W-36 системи керування,  $D_{гр}=10^3$  P.

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{посл}}, \quad (12.1)$$

де  $K_{посл}$  - коефіцієнт послаблення, 1

$t_K$  - час початку опромінення, 1 год

$t_{II}$  - максимальна тривалість роботи, 20 років

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,91(\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 3257(P) .$$



Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\text{дон}} = \left( \frac{D_{\text{зр}} \cdot K_{\text{носл}} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 t$$

$$t_{\text{дон}} = \left( \frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,91 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,91} \right)^2 = 16693,96 \text{ (год)} . \quad (12.2)$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{зр}} = 10^3 < D_M = 3257.$$

Отже, так як  $D_{\text{зр}} = 10^3 < D_M = 3257$ , то для забезпечення стійкості роботи  $K_{\text{носл}}$  потрібно збільшити в 3 рази. Робота РЕА буде стійкою протягом 16693,96 годин .

#### 12.4.2 Оцінка стійкості роботи підстанції в умовах дії ЕМІ

При оцінці впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному  $K_B = 40$  дБ.

На об'єкті розподіляються на різні блоки:

1. Система живлення
2. Система керування
3. Мікропроцесорна система

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини:  $l_{61} = 4$  м,  $l_{62} = 4,3$  м,  $l_{63} = 5,5$  м,  $l_{21} = 4,8$  м,  $l_{22} = 4,2$  м,  $l_{23} = 5,3$  м.

Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\delta(e,z)} = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{(e,z)}} \geq 40 (\text{дБ}). \quad (5.3)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_e = E_e \cdot l_e, U_z = E_z \cdot l_z. \quad (12.4)$$

$$E_z = E_e \cdot 10^{-3} (\kappa B / \text{м}).$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

$$\text{При } U_{\text{дон1}} = 12(B), U_{\text{дон1}} = 12.6(B);$$

$$\text{При } U_{\text{дон2}} = 380(B), U_{\text{дон2}} = 399(B);$$

$$\text{При } U_{\text{дон3}} = 127(B), U_{\text{дон3}} = 132(B).$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 12.8

Таблиця 12.8 - Результати розрахунків

№	Елемент системи	$l_e$ (м)	$l_z$ (м)	$U_e$ (В)	$U_z$ (В)	$K_{\delta}^z$ (дБ)	$K_{\delta}^e$ (дБ)	Результат дії
1	Система живлення	4	4,8	42,4	50880	-10,54	-72,12	не стійкий
2	Система керування	4,3	4,2	45,58	44520	-11,16	-70,96	не стійкий
3	Мікропроцесорна система	5,5	5,3	88	56180	-16,88	-72,98	не стійкий

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, тобто потрібно проводити екранування.

### 12.4.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи ПС при НС

Для забезпечення якомога швидшого відновлення виробництва на випадок виходу з ладу основних джерел енергоживлення повин бути створений резерв джерел енерго- і водопостачання (пересувні електростанції і насосні агрегати з автономними двигунами).

Стійкість систем електропостачання об'єкта підвищують, підключаючи його до декількох джерел живлення, віддалених одне від одного на відстань, що виключає можливість їх одночасного ураження одним ядерним вибухом.

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного і воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно-кабельні. Стійкість засобів зв'язку можна підвищити прокладанням енергопостачальних фідерів на автоматичну телефонну станцію (АТС) та радіовузлу об'єкта, підготовкою пересувних електростанцій для заряджання акумуляторів АТМ і для живлення радіовузла при відключенні основних джерел електропостачання. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокладати дводротові, захищені екранами від впливу ЕМІ.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран  $K_e = 5,2$ .

Система живлення:

$$t_1 = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}. \quad (12.5)$$

$$t_1 = \frac{-72,12 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,176 \text{ (см)}.$$

Система керування:

$$t_2 = \frac{-70,96 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,174 \text{ (см)}.$$

Мікропроцесорна система:

$$t_3 = \frac{-72,98 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,177 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні системи живлення з використанням екрану товщиною 0,176 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні схем релейного захисту використанням екрану товщиною 0,174 см з сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,177 см.

Для безпечної роботи на підстанції в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Розрахунки показали, що в умовах дії електромагнітних випромінювань, безпечна робота працівників гарантується при розрахованих значеннях горизонтальних і вертикальних складових напруженості електричного поля.

За умови застосування всіх розроблених заходів по підвищенню стійкості роботи підстанції в умовах надзвичайних ситуацій робота електричної станції буде стійкою, а виробничий процес не буде перериватись.

## ВИСНОВКИ

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

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

Для вузлової підстанції Бутівці (вузол 12) було реконструйовано схему РП на одну секціоновану систему шин з обхідною, і визначене математичне очікування збитку.

Для діючих підстанцій Медведівка та Кустівці (вузли 10,8) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, і вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 301, 302, 303 та 304 було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ”.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шини станції на період 5 років, та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги.

Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільш завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроекована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 3,39 МВт при сумарній активній потужності генерації 103,01 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 347077,97 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки  $E < E_a'$ , та швидкий термін окупності 7,5 років.

Втрати електроенергії в електричних мережах є важливим показником економічності їх роботи, наочним індикатором стану системи. На різних етапах проектування розвитку мережі, планування режимів і ведення режимів системи постійно вирішується задача зменшення втрат електроенергії.

В роботі розглянуті основні заходи зменшення втрат електроенергії та представлений вибір стратегії зменшення втрат електричної енергії; також був запропонований перехід від площі поперечного перерізу  $120 \text{ мм}^2$ , розрахованого за допомогою методу економічних інтервалів, до  $240 \text{ мм}^2$ , рекомендованого за нормами встановленими у ПУЕ, що показав рівноцінність варіантів схем мережі з різними поперечними перерізами проводу з боку затрат та значне зниження втрат електроенергії у мережі з поперечним перерізом проводу  $2400 \text{ мм}^2$ .

Отже вибір заходів зменшення втрат електричної енергії при проектуванні електричних мереж вимагає комплексного підходу зменшення втрат у певній послідовності, з метою досягнення максимального ефекту зменшення втрат та забезпечення споживача якісною енергією, яка б відповідала встановленим нормам.

## ЛІТЕРАТУРА

2. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
3. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
4. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
5. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми», – СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
7. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
8. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
10. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
11. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
12. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
13. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;

14. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектно-документації на будівництво;
15. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
16. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;
17. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
18. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
19. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
20. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
21. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.
22. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
23. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення (ГКД 340.000.001-95). – К: Міненерго України, 1995. – 34 с.



Додаток А

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 Лежнюк П.Д.  
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

\_\_\_\_\_ 2020 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЗМІНА ПОПЕРЕЧНОГО ПЕРЕРІЗУ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ ЯК ЗАСІБ  
ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ПРИ РОЗВИТКУ  
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ  
08-13.МКР.004.00.120 ТЗ**

Виконав: студент 2 курсу ОПП магістра,  
групи ЕСМ-18м

Кашук А. С. \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., ст. викл. каф. ЕСС

Казьмірук О. І. \_\_\_\_\_

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Вінниця – 2020 року

## 1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження елементів ліній електропередачі, як основного елемента при транспортуванні електроенергії.

б) наказ № 76 від 6 березня 2020р про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## 2. Мета і призначення МКР

а) мета – аналіз перспектив розвитку та модернізації існуючих електричних мереж та елементів ліній електропередачі в електричній системі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## 3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

## 4. Вимоги до виконання МКР

## 5. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання	06.03.20	08.03.20	Формування технічного завдання
2	Переріз ліній електропередач згідно з ПУЕ, методи розрахунку	09.03.20	25.03.20	Аналітичний огляд літературних джерел
3	Розвиток фрагменту електричних мереж	26.03.20	10.04.20	розділ 1
4	Техніко-економічні розрахунки	11.04.20	25.04.20	розділ 2
5	Розробка заходів безпеки життєдіяльності	09.05.20	19.05.20	розділ 4
6	Оформлення пояснювальної записки та презентації	20.05.20	31.05.20	пояснювальна записка, презентація

## **6. 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.

## **7. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

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

## **8. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

## **9. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

Для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів використовується схема існуючої мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів подані на рис. Т1

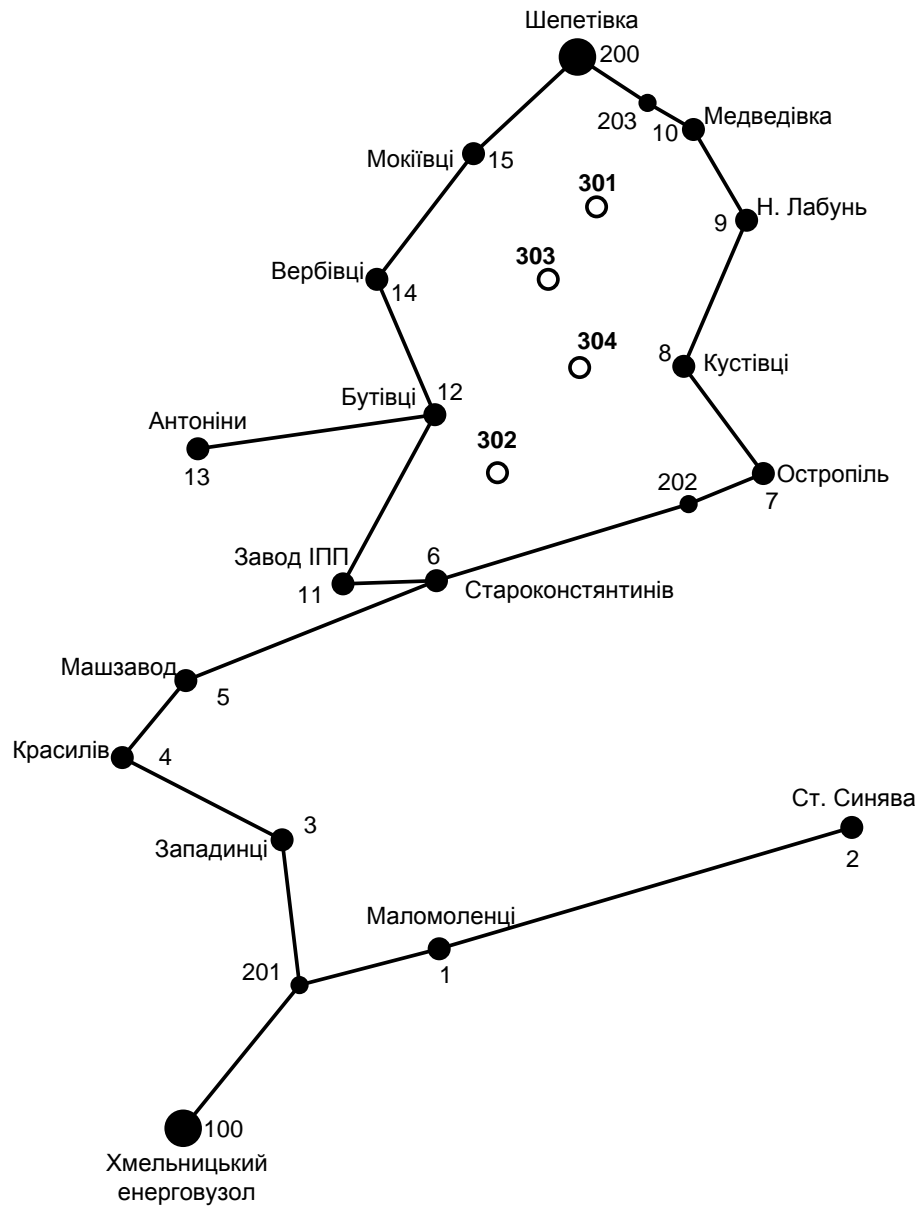


Рисунок Т1 - Схема існуючої системи

Таблиця - Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії, км	Марка проводу
100	101	Хмельницький енерговузол – 101	2×5,8	АС-185
101	1	101 – Аеропорт	2×1,1	АС-95
101	102	101 – 102	2×18	АС-185
102	2	102 – Ярмоленці	2×2,6	АС-120
2	103	Ярмоленці – 103	2×4,6	АС-185
103	104	103 – 104	4,9	АС-185
104	105	104 – 105	1,8	АС-95
105	3	105 – Солобківці	4	АС-120
104	106	104 – 106	4,9	АС-185
2	107	Ярмоленці – 107	24,3	АС-185
106	4	106 – Томашівка	3,5	АС-120
107	4	107 – Томашівка	3,5	АС-120
5	106	Дунаївці – 106	2×2,6	АС-120
5	107	Дунаївці – 107	2×13,4	АС-185
108	5	108 – Дунаївці	2×16,3	АС-120
108	6	108 – Маків	2×1,7	АС-120
200	108	Хмельницький енерговузол – 108	2×18,57	АС-120
2	7	Ярмоленці – Віньківці	35,77	АС-150
7	8	Віньківці – Пилипківці	21,1	АС-150
8	9	Пилипківці – Нова Ушиця	11,78	АС-150
9	10	Нова Ушиця – Ставчани	15,0	АС-150
10	11	Ставчани – Мур.Курилівці	18,14	АС-150
109	11	109 – Мур.Курилівці	4,92	АС-150
110	109	110 – 109	5,1	АС-120
12	110	Жван – 110	4,3	АС-120
300	12	Дністровська ГЕС – Жван	5,11	АС-150
300	13	Дністровська ГЕС – Новодністровськ	4,0	АС-185
13	14	Новодністровськ – Романківці	22,44	АС-150
14	15	Романківці – Струмок	7,13	АС-120
15	16	Струмок – Іванівці	17,57	АС-120
16	17	Іванівці – Кельменці	22,96	АС-120
18	17	НС-1 – Кельменці	22,6	АС-120
19	18	Жванець – НС-1	11,31	АС-120
111	19	111 – Жванець	15,15	АС-120
111	20	111 – Устьє	0,5	АС-150
21	111	НС-3 – 111	2,62	АС-120
200	21	Кам.Подільський енерговузол – НС-3	5,43	АС-120

Таблиця 3 - Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S <sub>н</sub> , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансфор-в
100	Хмельницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Кам.Подільський енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Дністровська ГЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Аеропорт	0,88	3,4 + j1,84	ТМН-6300/110/10 ТМН-2500/110/10	2
2	Ярмоленці	0,9	6,3 + j3,05	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
3	Солобківці	0,88	3,8 + j2,05	ТДТН-10000/110/35/10	1
4	Томашівка	0,87	3,2 + j1,81	ТМН-6300/110/10 ТДН-10000/110/10	2
5	Дунаївці	0,88	14,0 + j7,56	ТДТН-25000/110/35/10	2
6	Маків	0,89	4,1 + j2,1	ТМН-6300/110/10	2
7	Віньківці	0,87	4,2 + j2,38	ТДТН-10000/110/35/10	2
8	Пилипівці	0,9	2,9 + j1,4	ТМН-6300/110/10	1
9	Нова Ушиця	0,87	5,3 + j3,0	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
10	Ставчани	0,89	2,5 + j1,28	ТМН-6300/110/10	1
11	Мур.Курилівці	0,88	3,6 + j1,94	ТДТН-10000/110/35/10	1
12	Жван	0,87	2,7 + j1,53	ТМН-6300/110/10	1
13	Новодністровськ	0,86	5,7 + j3,38	ТДН-10000/110/10	2
14	Романківці	0,9	2,8 + j1,36	ТМН-6300/110/10	1
15	Струмок	0,87	3,6 + j2,04	ТДТН-10000/110/35/10	1
16	Іванівці	0,89	2,8 + j1,43	ТМН-6300/110/10	1
17	Кельменці	0,88	4,4 + j2,37	ТДН-10000/110/10	1
18	НС-1	0,86	3,6 + j2,14	ТМН-6300/110/10	2
19	Жванець	0,88	2,2 + j1,19	ТМН-6300/110/10	1
20	Устьє	0,87	1,7 + j0,96	ТМН-2500/110/10	1
21	НС-3	0,89	3,2 + j1,64	ТМН-6300/110/10	2

# РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД  
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 70.206 МВТ / 616.976 МЛН.КВТ\*Г  
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 68.210 МВТ / 597.520 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.401 МВТ / 13.888 МЛН.КВТ\*Г  
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.401 МВТ / 13.888 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.285 МВТ / 2.498 МЛН.КВТ\*Г  
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.310 МВТ / 3.071 МЛН.КВТ\*Г  
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.595 МВТ / 5.569 МЛН.КВТ\*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 1.996 МВТ / 19.457 МЛН.КВТ\*Г (3.2%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-24.761	-11.521	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.152	-0.55
1	МАЛОМОЛЕНЦІ	0.000	0.000	112.798	-0.69
2	СТ. СИНЯВА	0.000	0.000	112.126	-0.94
3	ЗАПАДИНЦІ	0.000	0.000	112.324	-0.78
4	КРАСИЛІВ	0.000	0.000	111.309	-1.06
5	МАШЗАВОД	0.000	0.000	110.783	-1.22
6	СТАРОКОНСТЯНТИНИ	0.000	0.000	110.782	-1.21
202	202	0.000	0.000	111.431	-1.09
7	ОСТРОПІЛЬ	0.000	0.000	111.554	-1.06
8	КУСТІВЦІ	0.000	0.000	112.288	-0.83
9	Н. ЛАВУНЬ	0.000	0.000	112.820	-0.67
10	МЕДВЕДІВКА	0.000	0.000	113.833	-0.36
203	203	0.000	0.000	113.909	-0.34
200	ШЕПЕТІВКА	-45.409	-24.394	115.000	0.00
11	ЗАВОД ІПП	0.000	0.000	110.862	-1.17
12	БУТІВЦІ	0.000	0.000	111.532	-0.97
13	АНТОНІНИ	0.000	0.000	111.118	-1.07
14	ВЕРБІВЦІ	0.000	0.000	112.305	-0.74
15	МОКІЇВЦІ	0.000	0.000	113.436	-0.43
1110		3.210	1.820	10.377	-3.88
2110		0.000	0.000	108.521	-4.01
235		0.000	0.000	36.331	-4.01
210		4.660	2.260	10.184	-5.86
310		3.210	1.730	10.348	-4.00
61101		0.000	0.000	108.285	-3.14
6351		0.000	0.000	36.221	-3.12
6101		8.490	5.040	10.286	-3.55
61102		0.000	0.000	107.736	-3.60
6352		0.000	0.000	36.221	-3.12
6102		0.000	0.000	10.287	-3.55
7110		0.000	0.000	107.610	-4.01
735		0.000	0.000	36.026	-4.01
710		2.800	1.580	10.077	-5.80
8110		0.000	0.000	107.489	-4.47
835		0.000	0.000	35.986	-4.47
810		5.490	2.960	10.023	-6.70
9110		3.420	1.750	10.388	-4.08
10110		3.210	1.910	10.462	-3.49
12110		2.800	1.580	10.309	-3.80
131101		0.000	0.000	107.886	-3.87
13351		0.000	0.000	36.118	-3.87
13101		5.280	2.560	10.142	-5.55
131102		0.000	0.000	107.886	-3.87
13352		0.000	0.000	36.118	-3.87
13102		0.000	0.000	10.143	-5.55
14110		0.000	0.000	108.055	-3.66
1435		0.000	0.000	36.175	-3.66
1410		2.800	1.730	10.103	-5.43
15110		3.210	1.650	10.475	-3.58
4101		8.240	4.470	10.332	-3.70
4102		0.000	0.000	10.333	-3.71
5101		4.970	2.550	10.439	-2.65
5102		0.000	0.000	10.439	-2.65
11101		6.420	3.470	10.362	-3.23
11102		0.000	0.000	10.363	-3.24

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
13	131101	2.652	1.552	2.645	1.380	0.007	0.172	0.016	3.459
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.652	1.552	2.645	1.380	0.007	0.172	0.016	3.459
131102	13102	2.645	1.378	2.639	1.278	0.007	0.100	0.016	2.095
13102	13101	2.639	1.278	2.639	1.278	0.000	0.000	0.167	0.000
131101	13101	2.645	1.381	2.638	1.280	0.007	0.100	0.016	2.098
100	201	24.761	11.521	24.472	11.101	0.289	0.418	0.137	1.853
201	3	16.499	8.416	16.412	8.289	0.087	0.126	0.094	0.833
5	6	-0.223	0.160	-0.223	0.160	0.000	0.000	-0.001	-0.000
6	11	-3.997	-1.154	-3.999	-1.157	0.002	0.003	-0.022	-0.082
11	12	-10.461	-4.765	-10.507	-4.832	0.046	0.066	-0.060	-0.677
12	14	-18.672	-8.915	-18.766	-9.051	0.094	0.135	-0.107	-0.780
14	15	-21.594	-10.814	-21.751	-11.042	0.157	0.227	-0.124	-1.137
15	200	-24.986	-12.516	-25.235	-12.877	0.248	0.359	-0.142	-1.567
11	11101	3.216	1.893	3.207	1.735	0.009	0.157	0.019	2.674
11101	11102	-3.209	-1.733	-3.209	-1.733	0.000	0.000	-0.203	-0.000
11	11102	3.217	1.890	3.209	1.733	0.009	0.157	0.019	2.671
61102	6352	-1.866	-0.814	-1.867	-0.834	0.001	0.019	-0.011	-0.510
6352	6351	-1.867	-0.834	-1.867	-0.834	0.000	0.000	-0.033	-0.000
61101	6351	1.869	0.834	1.867	0.834	0.002	0.000	0.011	0.089
61101	6101	1.048	0.911	1.047	0.897	0.001	0.014	0.007	0.787
6101	6102	-7.437	-4.140	-7.438	-4.140	0.000	0.000	-0.477	-0.001
61102	6102	7.455	4.140	7.438	4.140	0.017	0.000	0.046	0.181
6	61102	5.599	3.657	5.589	3.325	0.010	0.330	0.035	3.235
6	61101	2.922	1.884	2.917	1.744	0.005	0.140	0.018	2.636
3	4	13.177	6.761	13.090	6.636	0.086	0.125	0.076	1.024
4	5	4.798	2.220	4.781	2.196	0.016	0.024	0.027	0.533
6	202	-4.793	-3.568	-4.814	-3.598	0.021	0.030	-0.031	-0.653
202	7	-4.814	-3.045	-4.818	-3.051	0.003	0.006	-0.029	-0.125
7	8	-7.645	-4.509	-7.677	-4.569	0.032	0.059	-0.046	-0.741
8	9	-13.221	-7.836	-13.262	-7.911	0.040	0.074	-0.079	-0.536
9	10	-16.708	-9.545	-16.806	-9.722	0.097	0.177	-0.098	-1.019
10	203	-20.041	-11.603	-20.050	-11.618	0.009	0.016	-0.117	-0.076
203	200	-20.050	-11.290	-20.174	-11.517	0.124	0.226	-0.116	-1.092
5	5102	3.563	1.961	3.557	1.844	0.006	0.117	0.021	1.736
5102	5101	3.557	1.844	3.557	1.844	0.000	0.000	0.221	0.000
5	5101	1.413	0.751	1.410	0.705	0.003	0.046	0.008	1.739
4	4101	4.131	2.497	4.117	2.235	0.014	0.260	0.025	3.493
4101	4102	-4.118	-2.232	-4.118	-2.232	0.000	0.000	-0.261	-0.000
4	4102	4.133	2.493	4.118	2.232	0.014	0.260	0.025	3.489
1	2	4.720	2.232	4.702	2.199	0.018	0.034	0.027	0.678
7	7110	2.814	1.911	2.806	1.701	0.008	0.209	0.018	4.189
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	2.806	1.701	2.798	1.579	0.008	0.122	0.018	2.526
2	2110	4.682	2.790	4.670	2.454	0.012	0.335	0.028	3.856
8	8110	5.524	3.754	5.505	3.251	0.019	0.501	0.034	5.115
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.505	3.251	5.487	2.958	0.019	0.291	0.034	3.082
2110	235	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	1	7.972	3.455	7.956	3.425	0.017	0.030	0.044	0.358
10	10110	3.225	2.166	3.208	1.909	0.017	0.256	0.020	4.649
2110	210	4.670	2.454	4.657	2.259	0.012	0.195	0.028	2.333
1	1110	3.225	2.074	3.208	1.819	0.017	0.254	0.020	4.547
9	9110	3.436	2.025	3.418	1.749	0.018	0.275	0.020	4.480
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	12110	2.811	1.775	2.798	1.579	0.013	0.195	0.017	3.969
12	13	5.343	2.973	5.329	2.952	0.014	0.021	0.032	0.417
14	14110	2.815	2.075	2.807	1.856	0.008	0.218	0.018	4.460
15	15110	3.224	1.888	3.208	1.649	0.016	0.238	0.019	4.133
14110	1410	2.807	1.856	2.798	1.729	0.008	0.127	0.018	2.683
3	310	3.225	1.979	3.208	1.729	0.017	0.249	0.019	4.390



## ДОДАТОК Б

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД  
 ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 103.010 МВТ / 905.829 МЛН.КВТ\*Г  
 ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 99.620 МВТ / 872.671 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.554 МВТ / 25.320 МЛН.КВТ\*Г  
 ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.554 МВТ / 25.320 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.394 МВТ / 3.451 МЛН.КВТ\*Г  
 ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.442 МВТ / 4.387 МЛН.КВТ\*Г  
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.836 МВТ / 7.838 МЛН.КВТ\*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.390 МВТ / 33.158 МЛН.КВТ\*Г (3.7%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-27.773	-13.350	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	112.900	-0.61
1	МАЛОМОЛЕНЦІ	0.000	0.000	112.544	-0.75
2	СТ. СИНЯВА	0.000	0.000	111.871	-1.00
3	ЗАПАДИНЦІ	0.000	0.000	111.915	-0.88
4	КРАСИЛІВ	0.000	0.000	110.662	-1.22
5	МАШЗАВОД	0.000	0.000	109.797	-1.47
6	СТАРОКОНСТЯНТИНІ	0.000	0.000	109.496	-1.53
202	202	0.000	0.000	110.272	-1.40
7	ОСТРОПІЛЬ	0.000	0.000	110.423	-1.37
8	КУСТІВЦІ	0.000	0.000	111.267	-1.12
9	Н. ЛАБУНЬ	0.000	0.000	111.827	-0.93
10	МЕДВЕДІВКА	0.000	0.000	112.888	-0.57
203	203	0.000	0.000	113.025	-0.53
200	ШЕПЕТІВКА	-68.993	-41.242	115.000	0.00
11	ЗАВОД ІПП	0.000	0.000	109.481	-1.52
12	БУТІВЦІ	0.000	0.000	109.895	-1.37
13	АНТОНІНИ	0.000	0.000	109.474	-1.48
14	ВЕРВІВЦІ	0.000	0.000	111.100	-1.03
15	МОКІЇВЦІ	0.000	0.000	112.775	-0.58
1110		3.210	1.820	10.352	-3.95
2110		0.000	0.000	108.254	-4.08
235		0.000	0.000	36.242	-4.08
210		4.660	2.260	10.158	-5.94
310		3.210	1.730	10.307	-4.12
61101		0.000	0.000	106.965	-3.52
6351		0.000	0.000	35.779	-3.50
6101		8.490	5.040	10.159	-3.93
61102		0.000	0.000	106.409	-3.99
6352		0.000	0.000	35.779	-3.50
6102		0.000	0.000	10.160	-3.93
7110		0.000	0.000	106.426	-4.38
735		0.000	0.000	35.630	-4.38
710		2.800	1.580	9.962	-6.21
8110		0.000	0.000	106.406	-4.83
835		0.000	0.000	35.623	-4.83
810		5.490	2.960	9.917	-7.11
9110		3.420	1.750	10.289	-4.40
10110		3.210	1.900	10.370	-3.75
12110		2.800	1.580	10.147	-4.29
131101		0.000	0.000	106.178	-4.36
13351		0.000	0.000	35.547	-4.36
13101		5.280	2.560	9.976	-6.10
131102		0.000	0.000	106.178	-4.36
13352		0.000	0.000	35.547	-4.36
13102		0.000	0.000	9.976	-6.10
14110		0.000	0.000	106.790	-4.01
1435		0.000	0.000	35.751	-4.01
1410		2.800	1.730	9.979	-5.83
15110		3.210	1.640	10.411	-3.77
4101		8.280	4.470	10.268	-3.91
4102		0.000	0.000	10.268	-3.91
5101		4.970	2.550	10.343	-2.92
5102		0.000	0.000	10.343	-2.92
11101		6.420	3.460	10.227	-3.64
11102		0.000	0.000	10.228	-3.64
301	СЕС1	0.000	0.000	112.225	-0.75
303	НОВА 3	0.000	0.000	111.690	-0.98
304	НОВА 4	0.000	0.000	111.290	-1.15
302	НОВА 2	0.000	0.000	109.611	-1.44
301101		-6.200	0.000	10.757	2.35
301102		0.000	0.000	10.757	2.35

302101	0.000	0.000	10.177	-4.10
302102	12.840	6.930	10.177	-4.10
303101	0.000	0.000	10.352	-3.97
303102	5.900	2.860	10.352	-3.97
304101	0.000	0.000	10.376	-3.69
304102	12.630	6.120	10.375	-3.69

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	PP, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
13	131101	2.652	1.561	2.645	1.383	0.007	0.178	0.016	3.567
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.652	1.561	2.645	1.383	0.007	0.178	0.016	3.567
131102	13102	2.646	1.382	2.639	1.278	0.007	0.103	0.016	2.159
13102	13101	2.639	1.278	2.639	1.278	0.000	0.000	0.169	0.000
131101	13101	2.645	1.384	2.638	1.280	0.007	0.103	0.016	2.162
100	201	27.773	13.350	27.404	12.816	0.368	0.532	0.154	2.106
201	3	19.431	10.116	19.308	9.938	0.123	0.178	0.112	0.992
5	6	2.562	1.669	2.557	1.662	0.005	0.007	0.016	0.305
6	11	-0.452	1.052	-0.452	1.052	0.000	0.000	-0.006	0.015
11	12	-6.914	-2.559	-6.933	-2.587	0.019	0.028	-0.039	-0.422
12	14	-28.032	-14.097	-28.255	-14.419	0.222	0.321	-0.165	-1.218
14	15	-31.083	-16.197	-31.422	-16.688	0.337	0.489	-0.182	-1.687
15	200	-34.657	-18.159	-35.151	-18.875	0.492	0.713	-0.200	-2.231
302	302101	6.439	3.866	6.418	3.459	0.021	0.406	0.039	3.444
302101	302102	6.418	3.459	6.418	3.459	0.000	0.000	0.413	0.001
302	302102	6.435	3.875	6.414	3.467	0.021	0.406	0.039	3.451
11	11101	3.216	1.892	3.207	1.730	0.009	0.161	0.020	2.730
11101	11102	-3.209	-1.728	-3.209	-1.728	0.000	0.000	-0.205	-0.000
11	11102	3.218	1.889	3.209	1.728	0.009	0.161	0.020	2.727
6	61102	5.600	3.665	5.590	3.325	0.010	0.339	0.035	3.305
61102	6102	7.456	4.140	7.438	4.140	0.017	0.000	0.046	0.182
6102	6101	7.438	4.140	7.437	4.140	0.000	0.000	0.483	0.001
61101	6101	1.048	0.911	1.047	0.897	0.001	0.014	0.007	0.802
6	61101	2.922	1.889	2.917	1.745	0.005	0.143	0.018	2.693
61101	6351	1.869	0.834	1.867	0.834	0.002	0.000	0.011	0.090
6351	6352	1.867	0.834	1.867	0.834	0.000	0.000	0.033	0.000
61102	6352	-1.866	-0.814	-1.867	-0.834	0.001	0.020	-0.011	-0.522
3	4	16.073	8.405	15.942	8.216	0.130	0.188	0.093	1.265
4	5	7.609	3.783	7.566	3.720	0.043	0.062	0.044	0.876
6	202	-5.557	-4.299	-5.587	-4.342	0.030	0.043	-0.037	-0.783
202	7	-5.587	-3.801	-5.592	-3.810	0.005	0.009	-0.035	-0.152
7	8	-8.419	-5.284	-8.461	-5.361	0.042	0.076	-0.052	-0.854
8	9	-14.726	-7.672	-14.774	-7.760	0.048	0.088	-0.086	-0.567
9	10	-18.221	-9.407	-18.333	-9.612	0.112	0.205	-0.106	-1.070
10	203	-33.437	-21.949	-33.463	-21.997	0.026	0.048	-0.204	-0.138
203	200	-33.463	-21.674	-33.842	-22.367	0.378	0.690	-0.203	-1.980
10	301	11.868	10.705	11.832	10.605	0.036	0.100	0.082	0.667
301	303	17.985	10.555	17.941	10.432	0.043	0.122	0.107	0.541
303	304	11.998	7.395	11.976	7.334	0.022	0.061	0.073	0.406
304	8	-0.720	0.715	-0.720	0.714	0.000	0.000	-0.005	0.022
304	304101	6.332	3.417	6.313	3.054	0.018	0.361	0.037	3.012
304101	304102	6.313	3.054	6.313	3.054	0.000	0.000	0.390	0.001
304	304102	6.328	3.425	6.309	3.062	0.018	0.362	0.037	3.018
303	303101	2.962	1.630	2.949	1.428	0.013	0.201	0.017	3.705
303101	303102	2.949	1.428	2.948	1.428	0.000	0.000	0.182	0.000
303	303102	2.961	1.632	2.948	1.430	0.013	0.201	0.017	3.708
301	301101	-3.087	0.167	-3.098	-0.001	0.011	0.167	-0.016	-0.156
301101	301102	3.098	-0.001	3.098	-0.001	0.000	0.000	0.166	0.000
301	301102	-3.087	0.168	-3.098	0.001	0.011	0.167	-0.016	-0.153
5	5102	3.563	1.963	3.557	1.844	0.006	0.119	0.021	1.765
5102	5101	3.557	1.844	3.557	1.844	0.000	0.000	0.223	0.000
5	5101	1.413	0.752	1.410	0.705	0.003	0.047	0.008	1.768
4	4101	4.151	2.502	4.137	2.235	0.015	0.265	0.025	3.536
4101	4102	-4.138	-2.232	-4.138	-2.232	0.000	0.000	-0.264	-0.000
4	4102	4.153	2.498	4.138	2.232	0.015	0.265	0.025	3.532
201	1	7.973	3.466	7.956	3.436	0.017	0.030	0.044	0.359
15	15110	3.224	1.881	3.208	1.639	0.016	0.241	0.019	4.159
14	14110	2.815	2.084	2.807	1.859	0.009	0.224	0.018	4.554
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14110	1410	2.807	1.859	2.798	1.729	0.009	0.130	0.018	2.739
2	2110	4.682	2.793	4.670	2.455	0.013	0.336	0.028	3.874
2110	235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.815	1.919	2.806	1.704	0.008	0.214	0.018	4.277
7110	710	2.806	1.704	2.798	1.579	0.008	0.124	0.018	2.578
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2110	210	4.670	2.455	4.657	2.259	0.013	0.196	0.028	2.344
1	1110	3.225	2.075	3.208	1.819	0.017	0.255	0.020	4.566
8	8110	5.525	3.771	5.506	3.257	0.019	0.512	0.035	5.218
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.506	3.257	5.487	2.958	0.019	0.298	0.035	3.142
9	9110	3.437	2.030	3.418	1.749	0.019	0.280	0.021	4.559
1	2	4.720	2.238	4.702	2.204	0.018	0.034	0.027	0.681
10	10110	3.225	2.160	3.208	1.899	0.017	0.260	0.020	4.698
12	12110	2.812	1.781	2.798	1.579	0.013	0.202	0.017	4.078
12	13	5.344	2.996	5.329	2.975	0.015	0.021	0.032	0.426
12	302	12.934	7.689	12.909	7.653	0.024	0.035	0.079	0.287
3	310	3.225	1.981	3.208	1.729	0.017	0.251	0.019	4.420

## ДОДАТОК В

# РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД  
 ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 35.556 МВТ / 311.838 МЛН.КВТ\*Г  
 ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 34.857 МВТ / 305.347 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.241 МВТ / 2.385 МЛН.КВТ\*Г  
 ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.241 МВТ / 2.385 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.382 МВТ / 3.347 МЛН.КВТ\*Г  
 ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.077 МВТ / 0.759 МЛН.КВТ\*Г  
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.459 МВТ / 4.106 МЛН.КВТ\*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 0.699 МВТ / 6.491 МЛН.КВТ\*Г (2.1%)

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-9.283	-1.266	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	109.482	-0.30
1	МАЛОМОЛЕНЦІ	0.000	0.000	109.404	-0.36
2	СТ. СИНЯВА	0.000	0.000	109.231	-0.48
3	ЗАПАДИНЦІ	0.000	0.000	109.212	-0.42
4	КРАСИЛІВ	0.000	0.000	108.867	-0.56
5	МАШЗАВОД	0.000	0.000	108.662	-0.67
6	СТАРОКОНСТЯНТИНІ	0.000	0.000	108.608	-0.69
202	202	0.000	0.000	109.034	-0.64
7	ОСТРОПІЛЬ	0.000	0.000	109.112	-0.62
8	КУСТІВЦІ	0.000	0.000	109.477	-0.51
9	Н. ЛАВУНЬ	0.000	0.000	109.563	-0.41
10	МЕДВЕДІВКА	0.000	0.000	109.749	-0.24
203	203	0.000	0.000	109.766	-0.22
200	ШЕПЕТІВКА	-20.057	-3.155	110.000	0.00
11	ЗАВОД ІПП	0.000	0.000	108.571	-0.68
12	БУТІВЦІ	0.000	0.000	108.621	-0.61
13	АНТОНІНИ	0.000	0.000	108.487	-0.66
14	ВЕРВІВЦІ	0.000	0.000	108.945	-0.47
15	МОКІЇВЦІ	0.000	0.000	109.398	-0.27
1110		1.123	0.638	10.323	-1.52
2110		0.000	0.000	108.061	-1.58
235		0.000	0.000	36.177	-1.58
210		1.631	0.790	10.269	-2.23
310		1.123	0.605	10.311	-1.58
61101		0.000	0.000	107.753	-1.38
6351		0.000	0.000	36.063	-1.38
6101		2.971	1.765	10.282	-1.52
61102		0.000	0.000	107.561	-1.55
6352		0.000	0.000	36.063	-1.38
6102		0.000	0.000	10.282	-1.53
7110		0.000	0.000	107.825	-1.67
735		0.000	0.000	36.098	-1.67
710		0.978	0.554	10.240	-2.29
8110		0.000	0.000	111.425	-1.83
835		0.000	0.000	37.303	-1.83
810		1.921	-1.663	10.765	-2.60
9110		1.196	0.612	10.342	-1.64
10110		1.123	0.667	10.351	-1.39
12110		0.978	0.554	10.266	-1.63
131101		0.000	0.000	107.430	-1.66
13351		0.000	0.000	35.966	-1.66
13101		1.848	0.895	10.215	-2.25
131102		0.000	0.000	107.430	-1.66
13352		0.000	0.000	35.966	-1.66
13102		0.000	0.000	10.215	-2.25
14110		0.000	0.000	107.547	-1.52
1435		0.000	0.000	36.005	-1.52

1410		0.978	0.605	10.207	-2.13
15110		1.123	0.576	10.335	-1.43
4101		2.899	1.565	10.305	-1.52
4102		0.000	0.000	10.305	-1.52
5101		1.739	0.891	10.338	-1.18
5102		0.000	0.000	10.339	-1.18
11101		2.247	1.214	10.301	-1.42
11102		0.000	0.000	10.301	-1.42
301	СЕС1	0.000	0.000	109.728	-0.27
303	НОВА 3	0.000	0.000	109.646	-0.40
304	НОВА 4	0.000	0.000	109.502	-0.48
302	НОВА 2	0.000	0.000	108.525	-0.64
301101		-6.200	0.000	10.518	2.98
301102		0.000	0.000	10.518	2.98
302101		0.000	0.000	10.276	-1.57
302102		4.493	2.425	10.276	-1.57
303101		0.000	0.000	10.675	-1.54
303102		2.065	-2.150	10.675	-1.54
304101		0.000	0.000	10.382	-1.38
304102		4.421	2.141	10.382	-1.38

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
13	131101	0.925	0.480	0.924	0.459	0.001	0.021	0.006	1.095
131101	13351	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	0.925	0.480	0.924	0.459	0.001	0.021	0.006	1.095
131102	13102	0.924	0.459	0.924	0.447	0.001	0.012	0.006	0.667
13102	13101	0.924	0.447	0.924	0.447	0.000	0.000	0.058	0.000
131101	13101	0.924	0.460	0.923	0.448	0.001	0.012	0.006	0.668
100	201	9.283	1.266	9.245	1.212	0.037	0.054	0.049	0.520
201	3	6.456	1.794	6.443	1.776	0.012	0.018	0.035	0.272
5	6	0.598	0.203	0.598	0.203	0.000	0.000	0.003	0.055
6	11	0.319	1.550	0.319	1.549	0.000	0.000	0.008	0.037
11	12	-1.956	0.464	-1.957	0.462	0.001	0.002	-0.011	-0.052
12	14	-9.355	-2.438	-9.377	-2.470	0.022	0.031	-0.051	-0.327
14	15	-10.369	-2.821	-10.402	-2.869	0.033	0.048	-0.057	-0.455
15	200	-11.536	-3.090	-11.585	-3.161	0.049	0.071	-0.063	-0.603
302	302101	2.248	1.259	2.246	1.210	0.002	0.049	0.014	1.118
302101	302102	2.246	1.210	2.246	1.210	0.000	0.000	0.143	0.000
302	302102	2.247	1.262	2.244	1.213	0.002	0.049	0.014	1.120
11	11101	1.124	0.627	1.123	0.607	0.001	0.019	0.007	0.898
11101	11102	-1.123	-0.606	-1.123	-0.606	0.000	0.000	-0.071	-0.000
11	11102	1.124	0.626	1.123	0.606	0.001	0.019	0.007	0.897
6	61102	1.954	1.205	1.953	1.164	0.001	0.040	0.012	1.078
61102	6102	2.605	1.450	2.603	1.450	0.002	0.000	0.016	0.065
6102	6101	2.603	1.450	2.603	1.450	0.000	0.000	0.167	0.000
61101	6101	0.367	0.316	0.366	0.314	0.000	0.002	0.003	0.267
6	61101	1.019	0.621	1.019	0.603	0.001	0.017	0.006	0.878
61101	6351	0.652	0.288	0.652	0.288	0.000	0.000	0.004	0.032
6351	6352	0.652	0.288	0.652	0.288	0.000	0.000	0.011	0.000
61102	6352	-0.652	-0.285	-0.652	-0.288	0.000	0.002	-0.004	-0.168
3	4	5.309	1.568	5.296	1.549	0.013	0.018	0.029	0.347
4	5	2.368	0.469	2.365	0.464	0.004	0.005	0.013	0.207
6	202	-2.739	-2.539	-2.747	-2.551	0.008	0.012	-0.020	-0.427
202	7	-2.747	-2.022	-2.749	-2.024	0.001	0.002	-0.018	-0.079
7	8	-3.740	-2.183	-3.748	-2.198	0.008	0.015	-0.023	-0.367
8	9	-4.773	0.232	-4.777	0.224	0.004	0.008	-0.025	-0.088
9	10	-5.984	-0.054	-5.994	-0.072	0.010	0.018	-0.031	-0.188
10	203	-8.453	-0.264	-8.454	-0.266	0.001	0.002	-0.044	-0.017
203	200	-8.454	0.039	-8.472	0.006	0.018	0.033	-0.044	-0.234
10	301	1.324	-0.008	1.324	-0.009	0.000	0.001	0.007	0.021
301	303	7.477	-0.086	7.471	-0.103	0.006	0.016	0.039	0.084
303	304	5.382	2.185	5.378	2.174	0.004	0.011	0.031	0.145
304	8	0.920	0.161	0.920	0.160	0.000	0.000	0.005	0.025
304	304101	2.212	1.113	2.210	1.068	0.002	0.044	0.013	0.986
304101	304102	2.210	1.068	2.210	1.068	0.000	0.000	0.136	0.000
304	304102	2.211	1.116	2.209	1.071	0.002	0.044	0.013	0.988
303	303101	1.034	-1.035	1.032	-1.075	0.003	0.039	0.008	-1.929
303101	303102	1.032	-1.075	1.032	-1.075	0.000	0.000	0.080	0.000
303	303102	1.035	-1.035	1.032	-1.074	0.003	0.039	0.008	-1.928
301	301101	-3.086	0.174	-3.098	-0.001	0.012	0.174	-0.016	-0.092
301101	301102	3.098	-0.001	3.098	-0.001	0.000	0.000	0.170	0.000
301	301102	-3.086	0.176	-3.098	0.001	0.012	0.174	-0.016	-0.089

5	5102	1.245	0.659	1.245	0.644	0.001	0.015	0.007	0.588
5102	5101	1.245	0.644	1.245	0.644	0.000	0.000	0.078	0.000
5	5101	0.494	0.252	0.493	0.246	0.000	0.006	0.003	0.589
4	4101	1.450	0.815	1.448	0.783	0.002	0.032	0.009	1.160
4101	4102	-1.449	-0.781	-1.449	-0.781	0.000	0.000	-0.092	-0.000
4	4102	1.451	0.814	1.449	0.781	0.002	0.032	0.009	1.159
201	1	2.790	0.139	2.788	0.136	0.002	0.003	0.015	0.079
15	15110	1.124	0.606	1.122	0.576	0.002	0.030	0.007	1.382
14	14110	0.979	0.646	0.978	0.620	0.001	0.026	0.006	1.433
14110	1435	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14110	1410	0.978	0.620	0.977	0.605	0.001	0.015	0.006	0.866
2	2110	1.633	0.854	1.631	0.813	0.002	0.040	0.010	1.208
2110	235	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	7110	0.979	0.593	0.978	0.568	0.001	0.025	0.006	1.326
7110	710	0.978	0.568	0.977	0.554	0.001	0.014	0.006	0.803
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2110	210	1.631	0.813	1.630	0.790	0.002	0.023	0.010	0.735
1	1110	1.124	0.669	1.122	0.638	0.002	0.031	0.007	1.514
8	8110	1.925	-1.547	1.922	-1.620	0.003	0.072	0.013	-1.895
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	1.922	-1.620	1.920	-1.662	0.003	0.042	0.013	-1.062
9	9110	1.198	0.646	1.195	0.612	0.002	0.034	0.007	1.477
1	2	1.654	0.296	1.652	0.292	0.002	0.004	0.009	0.174
10	10110	1.124	0.699	1.122	0.667	0.002	0.032	0.007	1.563
12	12110	0.979	0.578	0.977	0.554	0.002	0.024	0.006	1.326
12	13	1.876	0.818	1.874	0.815	0.002	0.002	0.011	0.136
12	302	4.533	2.440	4.530	2.435	0.003	0.004	0.027	0.097
3	310	1.124	0.635	1.122	0.605	0.002	0.031	0.007	1.450

---

## ДОДАТОК Г

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД  
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 102.886 МВТ / 904.545 МЛН.КВТ\*Г  
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 99.620 МВТ / 872.671 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.449 МВТ / 24.278 МЛН.КВТ\*Г  
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.449 МВТ / 24.278 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.437 МВТ / 3.827 МЛН.КВТ\*Г  
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.380 МВТ / 3.770 МЛН.КВТ\*Г  
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.817 МВТ / 7.596 МЛН.КВТ\*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.266 МВТ / 31.874 МЛН.КВТ\*Г (3.5%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-28.533	-12.752	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	119.009	-0.58
1	МАЛОМОЛЕНЦІ	0.000	0.000	118.683	-0.71
2	СТ. СИНЯВА	0.000	0.000	118.062	-0.94
3	ЗАПАДИНЦІ	0.000	0.000	118.061	-0.84
4	КРАСИЛІВ	0.000	0.000	116.848	-1.18
5	МАШЗАВОД	0.000	0.000	115.978	-1.44
6	СТАРОКОНСТЯНТИНІ	0.000	0.000	115.640	-1.52
202	202	0.000	0.000	116.234	-1.50
7	ОСТРОПІЛЬ	0.000	0.000	116.350	-1.49
8	КУСТІВЦІ	0.000	0.000	117.035	-1.35
9	Н. ЛАБУНЬ	0.000	0.000	117.881	-1.05
10	МЕДВЕДІВКА	0.000	0.000	119.373	-0.54
203	203	0.000	0.000	119.479	-0.51
200	ШЕПЕТІВКА	-68.108	-34.360	121.000	0.00
11	ЗАВОД ІПП	0.000	0.000	115.640	-1.50
12	БУТІВЦІ	0.000	0.000	116.072	-1.32
13	АНТОНІНИ	0.000	0.000	115.678	-1.42
14	ВЕРВІВЦІ	0.000	0.000	117.240	-1.00
15	МОКІЇВЦІ	0.000	0.000	118.858	-0.56
1110		3.210	1.820	10.964	-3.58
2110		0.000	0.000	114.692	-3.70
235		0.000	0.000	38.397	-3.70
210		4.660	2.260	10.786	-5.35
310		3.210	1.730	10.919	-3.74
61101		0.000	0.000	113.261	-3.30
6351		0.000	0.000	37.889	-3.28
6101		8.490	5.040	10.765	-3.67
61102		0.000	0.000	112.737	-3.72
6352		0.000	0.000	37.889	-3.28
6102		0.000	0.000	10.766	-3.67
7110		0.000	0.000	112.615	-4.19
735		0.000	0.000	37.702	-4.19
710		2.800	1.580	10.567	-5.82
8110		0.000	0.000	116.043	-4.64
835		0.000	0.000	38.849	-4.64
810		5.490	0.260	11.051	-6.57
9110		3.420	1.750	10.892	-4.16
10110		3.210	1.900	11.017	-3.38
12110		2.800	1.580	10.760	-3.93
131101		0.000	0.000	112.609	-4.00
13351		0.000	0.000	37.700	-4.00
13101		5.280	2.560	10.602	-5.54
131102		0.000	0.000	112.609	-4.00
13352		0.000	0.000	37.700	-4.00
13102		0.000	0.000	10.602	-5.54
14110		0.000	0.000	113.220	-3.66
1435		0.000	0.000	37.904	-3.66
1410		2.800	1.730	10.608	-5.27
15110		3.210	1.640	11.015	-3.42
4101		8.280	4.470	10.879	-3.58
4102		0.000	0.000	10.879	-3.58
5101		4.970	2.550	10.943	-2.73
5102		0.000	0.000	10.943	-2.74
11101		6.420	3.460	10.831	-3.39
11102		0.000	0.000	10.831	-3.39
301	СЕС1	0.000	0.000	116.564	-1.49
303	НОВА 3	0.000	0.000	116.506	-1.58
304	НОВА 4	0.000	0.000	116.504	-1.59
302	НОВА 2	0.000	0.000	115.531	-1.45
301101		-6.200	0.000	11.172	1.39
301102		0.000	0.000	11.172	1.39



## ДОДАТОК Д

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД  
 ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 102.839 МВТ / 904.129 МЛН.КВТ\*Г  
 ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 99.620 МВТ / 872.671 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.402 МВТ / 23.812 МЛН.КВТ\*Г  
 ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.402 МВТ / 23.812 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.396 МВТ / 3.468 МЛН.КВТ\*Г  
 ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.421 МВТ / 4.178 МЛН.КВТ\*Г  
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.817 МВТ / 7.646 МЛН.КВТ\*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.219 МВТ / 31.458 МЛН.КВТ\*Г (3.5%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-27.692	-12.502	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	112.959	-0.63
1	МАЛОМОЛЕНЦІ	0.000	0.000	112.604	-0.77
2	СТ. СИНЯВА	0.000	0.000	111.931	-1.02
3	ЗАПАДИНЦІ	0.000	0.000	112.011	-0.90
4	КРАСИЛІВ	0.000	0.000	110.816	-1.26
5	МАШЗАВОД	0.000	0.000	110.033	-1.54
6	СТАРОКОНСТЯНТИНІ	0.000	0.000	109.806	-1.62
202	202	0.000	0.000	110.592	-1.49
7	ОСТРОПІЛЬ	0.000	0.000	110.744	-1.45
8	КУСТІВЦІ	0.000	0.000	111.595	-1.21
9	Н. ЛАБУНЬ	0.000	0.000	112.087	-1.00
10	МЕДВЕДІВКА	0.000	0.000	113.044	-0.61
203	203	0.000	0.000	113.171	-0.57
200	ШЕПЕТІВКА	-68.902	-35.527	115.000	0.00
11	ЗАВОД ІПП	0.000	0.000	109.806	-1.62
12	БУТІВЦІ	0.000	0.000	110.258	-1.48
13	АНТОНІНИ	0.000	0.000	109.839	-1.59
14	ВЕРВІВЦІ	0.000	0.000	111.366	-1.11
15	МОКІЇВЦІ	0.000	0.000	112.919	-0.63
1110		3.210	1.820	10.358	-3.97
2110		0.000	0.000	108.317	-4.10
235		0.000	0.000	36.263	-4.10
210		4.660	2.260	10.165	-5.95
310		3.210	1.730	10.317	-4.14
61101		0.000	0.000	107.284	-3.60
6351		0.000	0.000	35.886	-3.57
6101		8.490	5.040	10.190	-4.01
61102		0.000	0.000	106.730	-4.07
6352		0.000	0.000	35.886	-3.57
6102		0.000	0.000	10.190	-4.01
7110		0.000	0.000	106.762	-4.45
735		0.000	0.000	35.742	-4.45
710		2.800	1.580	9.995	-6.27
8110		0.000	0.000	110.508	-4.83
835		0.000	0.000	36.996	-4.83
810		5.490	0.260	10.519	-6.97
9110		3.420	1.750	10.315	-4.45
10110		3.210	1.900	10.385	-3.79
12110		2.800	1.580	10.183	-4.38
131101		0.000	0.000	106.557	-4.45
13351		0.000	0.000	35.674	-4.46
13101		5.280	2.560	10.013	-6.18
131102		0.000	0.000	106.557	-4.46
13352		0.000	0.000	35.674	-4.46
13102		0.000	0.000	10.013	-6.18
14110		0.000	0.000	107.069	-4.08
1435		0.000	0.000	35.845	-4.08
1410		2.800	1.730	10.006	-5.88
15110		3.210	1.640	10.425	-3.81
4101		8.280	4.470	10.283	-3.94
4102		0.000	0.000	10.284	-3.95
5101		4.970	2.550	10.366	-2.98
5102		0.000	0.000	10.366	-2.98
11101		6.420	3.460	10.259	-3.72
11102		0.000	0.000	10.260	-3.72
301	СЕС1	0.000	0.000	112.429	-0.81
303	НОВА 3	0.000	0.000	111.929	-1.04
304	НОВА 4	0.000	0.000	111.566	-1.22
302	НОВА 2	0.000	0.000	110.032	-1.57
301101		-6.200	0.000	10.777	2.29
301102		0.000	0.000	10.776	2.29



302101	0.000	0.000	10.343	-4.21
302102	12.840	3.780	10.343	-4.21
303101	0.000	0.000	10.375	-4.02
303102	5.900	2.860	10.375	-4.01
304101	0.000	0.000	10.403	-3.74
304102	12.630	6.120	10.402	-3.74

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	PP, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
13	131101	2.652	1.559	2.645	1.382	0.007	0.176	0.016	3.561
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.652	1.559	2.645	1.382	0.007	0.176	0.016	3.561
131102	13102	2.646	1.381	2.639	1.278	0.007	0.103	0.016	2.155
13102	13101	2.639	1.278	2.639	1.278	0.000	0.000	0.169	0.000
131101	13101	2.645	1.383	2.638	1.280	0.007	0.103	0.016	2.158
100	201	27.692	12.502	27.333	11.982	0.357	0.518	0.152	2.047
201	3	19.360	9.286	19.242	9.115	0.118	0.170	0.110	0.955
5	6	2.507	0.869	2.503	0.863	0.004	0.006	0.014	0.232
6	11	-0.410	0.314	-0.410	0.314	0.000	0.000	-0.003	0.000
11	12	-6.872	-3.294	-6.892	-3.324	0.020	0.030	-0.040	-0.460
12	14	-27.979	-11.514	-28.185	-11.812	0.205	0.296	-0.158	-1.123
14	15	-31.013	-13.586	-31.328	-14.042	0.313	0.454	-0.175	-1.568
15	200	-34.562	-15.512	-35.024	-16.181	0.460	0.667	-0.193	-2.087
302	302101	6.434	2.217	6.417	1.885	0.017	0.331	0.036	2.143
302101	302102	6.417	1.885	6.417	1.885	0.000	0.000	0.373	0.001
302	302102	6.432	2.225	6.415	1.893	0.017	0.331	0.036	2.149
11	11101	3.216	1.891	3.207	1.730	0.009	0.160	0.020	2.727
11101	11102	-3.209	-1.728	-3.209	-1.728	0.000	0.000	-0.205	-0.000
11	11102	3.218	1.888	3.209	1.728	0.009	0.160	0.020	2.724
6	61102	5.600	3.663	5.590	3.325	0.010	0.337	0.035	3.301
61102	6102	7.455	4.140	7.438	4.140	0.017	0.000	0.046	0.182
6102	6101	7.438	4.140	7.437	4.140	0.000	0.000	0.481	0.001
61101	6101	1.048	0.911	1.047	0.897	0.001	0.014	0.007	0.800
6	61101	2.922	1.888	2.917	1.745	0.005	0.142	0.018	2.690
61101	6351	1.869	0.834	1.867	0.834	0.002	0.000	0.011	0.089
6351	6352	1.867	0.834	1.867	0.834	0.000	0.000	0.033	0.000
61102	6352	-1.866	-0.814	-1.867	-0.834	0.001	0.019	-0.011	-0.522
3	4	16.007	7.584	15.883	7.404	0.124	0.179	0.091	1.209
4	5	7.550	2.973	7.511	2.916	0.039	0.057	0.042	0.795
6	202	-5.654	-4.353	-5.684	-4.397	0.030	0.044	-0.037	-0.792
202	7	-5.684	-3.852	-5.690	-3.862	0.005	0.009	-0.036	-0.154
7	8	-8.517	-5.331	-8.559	-5.409	0.042	0.077	-0.052	-0.861
8	9	-14.674	-5.848	-14.717	-5.928	0.043	0.079	-0.082	-0.500
9	10	-18.164	-7.571	-18.267	-7.759	0.103	0.188	-0.101	-0.967
10	203	-33.503	-18.984	-33.527	-19.029	0.024	0.044	-0.196	-0.128
203	200	-33.527	-18.705	-33.878	-19.346	0.349	0.639	-0.196	-1.835
10	301	12.000	9.596	11.967	9.503	0.033	0.092	0.078	0.620
301	303	18.120	9.455	18.078	9.338	0.041	0.117	0.105	0.507
303	304	12.134	6.304	12.114	6.247	0.020	0.057	0.070	0.370
304	8	-0.582	-0.368	-0.582	-0.368	0.000	0.000	-0.004	-0.029
304	304101	6.331	3.415	6.313	3.054	0.018	0.360	0.037	3.009
304101	304102	6.313	3.054	6.313	3.054	0.000	0.000	0.389	0.001
304	304102	6.328	3.423	6.309	3.062	0.018	0.360	0.037	3.015
303	303101	2.962	1.630	2.949	1.428	0.013	0.200	0.017	3.701
303101	303102	2.949	1.428	2.948	1.428	0.000	0.000	0.182	0.000
303	303102	2.961	1.631	2.948	1.430	0.013	0.200	0.017	3.704
301	301101	-3.087	0.166	-3.098	-0.001	0.011	0.166	-0.016	-0.163
301101	301102	3.098	-0.001	3.098	-0.001	0.000	0.000	0.166	0.000
301	301102	-3.087	0.168	-3.098	0.001	0.011	0.166	-0.016	-0.160
5	5102	3.563	1.962	3.557	1.844	0.006	0.118	0.021	1.764
5102	5101	3.557	1.844	3.557	1.844	0.000	0.000	0.223	0.000
5	5101	1.413	0.751	1.410	0.705	0.003	0.046	0.008	1.767
4	4101	4.151	2.501	4.137	2.235	0.015	0.265	0.025	3.533
4101	4102	-4.138	-2.232	-4.138	-2.232	0.000	0.000	-0.264	-0.000
4	4102	4.153	2.498	4.138	2.232	0.015	0.265	0.025	3.529
201	1	7.973	3.464	7.956	3.433	0.017	0.030	0.044	0.359
15	15110	3.224	1.880	3.208	1.639	0.016	0.240	0.019	4.157
14	14110	2.815	2.082	2.807	1.859	0.009	0.222	0.018	4.547
14110	1435	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14110	1410	2.807	1.859	2.798	1.729	0.009	0.129	0.018	2.734
2	2110	4.682	2.792	4.670	2.455	0.013	0.336	0.028	3.873
2110	235	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7110	2.815	1.917	2.806	1.703	0.008	0.213	0.018	4.269
7110	710	2.806	1.703	2.798	1.579	0.008	0.124	0.018	2.572
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2110	210	4.670	2.455	4.657	2.259	0.013	0.195	0.028	2.343
1	1110	3.225	2.075	3.208	1.819	0.017	0.255	0.020	4.564
8	8110	5.513	0.821	5.500	0.466	0.013	0.353	0.029	1.455
8110	835	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.500	0.466	5.487	0.260	0.013	0.205	0.029	0.955
9	9110	3.436	2.028	3.418	1.749	0.019	0.278	0.021	4.554
1	2	4.720	2.237	4.702	2.203	0.018	0.034	0.027	0.681
10	10110	3.225	2.159	3.208	1.899	0.017	0.259	0.020	4.694
12	12110	2.812	1.780	2.798	1.579	0.013	0.200	0.017	4.072
12	13	5.344	2.991	5.329	2.970	0.015	0.021	0.032	0.425
12	302	12.922	4.382	12.902	4.354	0.020	0.029	0.071	0.231
3	310	3.225	1.981	3.208	1.729	0.017	0.251	0.019	4.418

## ДОДАТОК Е

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

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 31.603 МВт / 277.111 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 31.370 МВт / 274.801 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.114 МВт / 1.134 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.114 МВт / 1.134 млн.кВт\*г

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

Втрати нав. в трансформаторах: 0.119 МВт / 1.176 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.119 МВт / 1.176 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "Нові": 0.233 МВт / 2.310 млн.кВт\*г (0.8%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
303	Нова 3	0.000	0.000	111.929	-1.04
304	Нова 4	0.000	0.000	111.566	-1.22
301	СЕС1	0.000	0.000	112.429	-0.81
8	Кустівці	0.000	0.000	111.595	-1.21
10	Медведівка	0.000	0.000	113.044	-0.61
12	Бутівці	0.000	0.000	110.258	-1.48
302	Нова 2	0.000	0.000	110.032	-1.57
304102		12.630	6.120	10.561	-3.74
304101		0.000	0.000	10.562	-3.74
303102		5.900	2.860	10.533	-4.01
303101		0.000	0.000	10.534	-4.02
302102		12.840	3.780	10.500	-4.21
302101		0.000	0.000	10.501	-4.21
301102		0.000	0.000	10.618	2.29
301101		-6.200	0.000	10.618	2.29

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
303	304	12.134	6.304	12.114	6.247	0.020	0.057	0.070	0.370
301	303	18.120	9.455	18.078	9.338	0.041	0.117	0.105	0.507
304	8	-0.582	-0.368	-0.582	-0.368	0.000	0.000	-0.004	-0.029
10	301	12.000	9.596	11.967	9.503	0.033	0.092	0.078	0.620
12	302	12.922	4.382	12.902	4.354	0.020	0.029	0.071	0.231
304	304102	6.328	3.423	6.309	3.062	0.018	0.360	0.037	3.015
304	304101	6.331	3.415	6.313	3.054	0.018	0.360	0.037	3.009
303	303102	2.961	1.631	2.948	1.430	0.013	0.200	0.017	3.704
303	303101	2.962	1.630	2.949	1.428	0.013	0.200	0.017	3.701
302	302102	6.432	2.225	6.415	1.893	0.017	0.331	0.036	2.149
302	302101	6.434	2.217	6.417	1.885	0.017	0.331	0.036	2.143
301	301102	-3.087	0.168	-3.098	0.001	0.011	0.166	-0.016	-0.160
301	301101	-3.087	0.166	-3.098	-0.001	0.011	0.166	-0.016	-0.163

## ДОДАТОК Є

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

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД  
 ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 102.839 МВТ / 904.129 МЛН.КВТ\*Г  
 ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 99.620 МВТ / 872.671 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.402 МВТ / 23.812 МЛН.КВТ\*Г  
 ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.402 МВТ / 23.812 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.396 МВТ / 3.468 МЛН.КВТ\*Г  
 ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.421 МВТ / 4.178 МЛН.КВТ\*Г  
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.817 МВТ / 7.646 МЛН.КВТ\*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.219 МВТ / 31.458 МЛН.КВТ\*Г (3.5%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-27.692	-12.502	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	112.959	-0.63
1	МАЛОМОЛЕНЦІ	0.000	0.000	112.604	-0.77
2	СТ. СИНЯВА	0.000	0.000	111.931	-1.02
3	ЗАПАДИНЦІ	0.000	0.000	112.011	-0.90
4	КРАСИЛІВ	0.000	0.000	110.816	-1.26
5	МАШЗАВОД	0.000	0.000	110.033	-1.54
6	СТАРОКОНСТЯНТИНІ	0.000	0.000	109.806	-1.62
202	202	0.000	0.000	110.592	-1.49
7	ОСТРОПІЛЬ	0.000	0.000	110.744	-1.45
8	КУСТІВЦІ	0.000	0.000	111.595	-1.21
9	Н. ЛАВУНЬ	0.000	0.000	112.087	-1.00
10	МЕДВЕДІВКА	0.000	0.000	113.044	-0.61
203	203	0.000	0.000	113.171	-0.57
200	ШЕПЕТІВКА	-68.902	-35.527	115.000	0.00
11	ЗАВОД ІПП	0.000	0.000	109.806	-1.62
12	БУТІВЦІ	0.000	0.000	110.258	-1.48
13	АНТОНІНИ	0.000	0.000	109.839	-1.59
14	ВЕРВІВЦІ	0.000	0.000	111.366	-1.11
15	МОКІЇВЦІ	0.000	0.000	112.919	-0.63
1110		3.210	1.820	10.358	-3.97
2110		0.000	0.000	108.317	-4.10
235		0.000	0.000	36.263	-4.10
210		4.660	2.260	10.165	-5.95
310		3.210	1.730	10.317	-4.14
61101		0.000	0.000	107.284	-3.60
6351		0.000	0.000	35.886	-3.57
6101		8.490	5.040	10.190	-4.01
61102		0.000	0.000	106.730	-4.07
6352		0.000	0.000	35.886	-3.57
6102		0.000	0.000	10.190	-4.01
7110		0.000	0.000	106.762	-4.45
735		0.000	0.000	35.742	-4.45
710		2.800	1.580	9.995	-6.27
8110		0.000	0.000	110.508	-4.83
835		0.000	0.000	36.996	-4.83
810		5.490	0.260	10.519	-6.97
9110		3.420	1.750	10.315	-4.45
10110		3.210	1.900	10.385	-3.79
12110		2.800	1.580	10.183	-4.38
131101		0.000	0.000	106.557	-4.45
13351		0.000	0.000	35.674	-4.46
13101		5.280	2.560	10.013	-6.18
131102		0.000	0.000	106.557	-4.46
13352		0.000	0.000	35.674	-4.46
13102		0.000	0.000	10.013	-6.18
14110		0.000	0.000	107.069	-4.08

1435		0.000	0.000	35.845	-4.08
1410		2.800	1.730	10.006	-5.88
15110		3.210	1.640	10.425	-3.81
4101		8.280	4.470	10.283	-3.94
4102		0.000	0.000	10.284	-3.95
5101		4.970	2.550	10.366	-2.98
5102		0.000	0.000	10.366	-2.98
11101		6.420	3.460	10.259	-3.72
11102		0.000	0.000	10.260	-3.72
301	СЕС1	0.000	0.000	112.429	-0.81
303	НОВА 3	0.000	0.000	111.929	-1.04
304	НОВА 4	0.000	0.000	111.566	-1.22
302	НОВА 2	0.000	0.000	110.032	-1.57
301101		-6.200	0.000	10.618	2.29
301102		0.000	0.000	10.618	2.29
302101		0.000	0.000	10.501	-4.21
302102		12.840	3.780	10.500	-4.21
303101		0.000	0.000	10.534	-4.02
303102		5.900	2.860	10.533	-4.01
304101		0.000	0.000	10.562	-3.74
304102		12.630	6.120	10.561	-3.74

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	РК, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
13	131101	2.652	1.559	2.645	1.382	0.007	0.176	0.016	3.561
131101	13351	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
13351	13352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
131102	13352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13	131102	2.652	1.559	2.645	1.382	0.007	0.176	0.016	3.561
131102	13102	2.646	1.381	2.639	1.278	0.007	0.103	0.016	2.155
13102	13101	2.639	1.278	2.639	1.278	0.000	0.000	0.169	0.000
131101	13101	2.645	1.383	2.638	1.280	0.007	0.103	0.016	2.158
100	201	27.692	12.502	27.333	11.982	0.357	0.518	0.152	2.047
201	3	19.360	9.286	19.242	9.115	0.118	0.170	0.110	0.955
5	6	2.507	0.869	2.503	0.863	0.004	0.006	0.014	0.232
6	11	-0.410	0.314	-0.410	0.314	0.000	0.000	-0.003	0.000
11	12	-6.872	-3.294	-6.892	-3.324	0.020	0.030	-0.040	-0.460
12	14	-27.979	-11.514	-28.185	-11.812	0.205	0.296	-0.158	-1.123
14	15	-31.013	-13.586	-31.328	-14.042	0.313	0.454	-0.175	-1.568
15	200	-34.562	-15.512	-35.024	-16.181	0.460	0.667	-0.193	-2.087
302	302101	6.434	2.217	6.417	1.885	0.017	0.331	0.036	2.143
302101	302102	6.417	1.885	6.417	1.885	0.000	0.000	0.367	0.001
302	302102	6.432	2.225	6.415	1.893	0.017	0.331	0.036	2.149
11	11101	3.216	1.891	3.207	1.730	0.009	0.160	0.020	2.727
11101	11102	-3.209	-1.728	-3.209	-1.728	0.000	0.000	-0.205	-0.000
11	11102	3.218	1.888	3.209	1.728	0.009	0.160	0.020	2.724
6	61102	5.600	3.663	5.590	3.325	0.010	0.337	0.035	3.301
61102	6102	7.455	4.140	7.438	4.140	0.017	0.000	0.046	0.182
6102	6101	7.438	4.140	7.437	4.140	0.000	0.000	0.481	0.001
61101	6101	1.048	0.911	1.047	0.897	0.001	0.014	0.007	0.800
6	61101	2.922	1.888	2.917	1.745	0.005	0.142	0.018	2.690
61101	6351	1.869	0.834	1.867	0.834	0.002	0.000	0.011	0.089
6351	6352	1.867	0.834	1.867	0.834	0.000	0.000	0.033	0.000
61102	6352	-1.866	-0.814	-1.867	-0.834	0.001	0.019	-0.011	-0.522
3	4	16.007	7.584	15.883	7.404	0.124	0.179	0.091	1.209
4	5	7.550	2.973	7.511	2.916	0.039	0.057	0.042	0.795
6	202	-5.654	-4.353	-5.684	-4.397	0.030	0.044	-0.037	-0.792
202	7	-5.684	-3.852	-5.690	-3.862	0.005	0.009	-0.036	-0.154
7	8	-8.517	-5.331	-8.559	-5.409	0.042	0.077	-0.052	-0.861
8	9	-14.674	-5.848	-14.717	-5.928	0.043	0.079	-0.082	-0.500
9	10	-18.164	-7.571	-18.267	-7.759	0.103	0.188	-0.101	-0.967
10	203	-33.503	-18.984	-33.527	-19.029	0.024	0.044	-0.196	-0.128
203	200	-33.527	-18.705	-33.878	-19.346	0.349	0.639	-0.196	-1.835
10	301	12.000	9.596	11.967	9.503	0.033	0.092	0.078	0.620
301	303	18.120	9.455	18.078	9.338	0.041	0.117	0.105	0.507
303	304	12.134	6.304	12.114	6.247	0.020	0.057	0.070	0.370
304	8	-0.582	-0.368	-0.582	-0.368	0.000	0.000	-0.004	-0.029
304	304101	6.331	3.415	6.313	3.054	0.018	0.360	0.037	3.009
304101	304102	6.313	3.054	6.313	3.054	0.000	0.000	0.383	0.001
304	304102	6.328	3.423	6.309	3.062	0.018	0.360	0.037	3.015
303	303101	2.962	1.630	2.949	1.428	0.013	0.200	0.017	3.701
303101	303102	2.949	1.428	2.948	1.428	0.000	0.000	0.179	0.000
303	303102	2.961	1.631	2.948	1.430	0.013	0.200	0.017	3.704
301	301101	-3.087	0.166	-3.098	-0.001	0.011	0.166	-0.016	-0.163
301101	301102	3.098	-0.001	3.098	-0.001	0.000	0.000	0.168	0.000

301	301102	-3.087	0.168	-3.098	0.001	0.011	0.166	-0.016	-0.160
5	5102	3.563	1.962	3.557	1.844	0.006	0.118	0.021	1.764
5102	5101	3.557	1.844	3.557	1.844	0.000	0.000	0.223	0.000
5	5101	1.413	0.751	1.410	0.705	0.003	0.046	0.008	1.767
4	4101	4.151	2.501	4.137	2.235	0.015	0.265	0.025	3.533
4101	4102	-4.138	-2.232	-4.138	-2.232	0.000	0.000	-0.264	-0.000
4	4102	4.153	2.498	4.138	2.232	0.015	0.265	0.025	3.529
201	1	7.973	3.464	7.956	3.433	0.017	0.030	0.044	0.359
15	15110	3.224	1.880	3.208	1.639	0.016	0.240	0.019	4.157
14	14110	2.815	2.082	2.807	1.859	0.009	0.222	0.018	4.547
14110	1435	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14110	1410	2.807	1.859	2.798	1.729	0.009	0.129	0.018	2.734
2	2110	4.682	2.792	4.670	2.455	0.013	0.336	0.028	3.873
2110	235	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	7110	2.815	1.917	2.806	1.703	0.008	0.213	0.018	4.269
7110	710	2.806	1.703	2.798	1.579	0.008	0.124	0.018	2.572
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2110	210	4.670	2.455	4.657	2.259	0.013	0.195	0.028	2.343
1	1110	3.225	2.075	3.208	1.819	0.017	0.255	0.020	4.564
8	8110	5.513	0.821	5.500	0.466	0.013	0.353	0.029	1.455
8110	835	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8110	810	5.500	0.466	5.487	0.260	0.013	0.205	0.029	0.955
9	9110	3.436	2.028	3.418	1.749	0.019	0.278	0.021	4.554
1	2	4.720	2.237	4.702	2.203	0.018	0.034	0.027	0.681
10	10110	3.225	2.159	3.208	1.899	0.017	0.259	0.020	4.694
12	12110	2.812	1.780	2.798	1.579	0.013	0.200	0.017	4.072
12	13	5.344	2.991	5.329	2.970	0.015	0.021	0.032	0.425
12	302	12.922	4.382	12.902	4.354	0.020	0.029	0.071	0.231
3	310	3.225	1.981	3.208	1.729	0.017	0.251	0.019	4.418

---

## ДОДАТОК Ж

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 1РІК

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД  
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 31.583 МВт / 276.909 МЛН.КВТ\*Г  
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 31.370 МВт / 274.801 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.104 МВт / 1.035 МЛН.КВТ\*Г  
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.104 МВт / 1.035 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.108 МВт / 1.073 МЛН.КВТ\*Г  
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.108 МВт / 1.073 МЛН.КВТ\*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ "НОВІ": 0.213 МВт / 2.108 МЛН.КВТ\*Г (0.8%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
303	НОВА 3	0.000	0.000	108.649	-2.12
304	НОВА 4	0.000	0.000	108.838	-2.03
8	КУСТИВЦІ	0.000	0.000	109.693	-1.62
12	БУТІВЦІ	0.000	0.000	109.453	-1.49
302	НОВА 2	0.000	0.000	109.168	-1.56
304102		12.630	6.120	10.134	-4.69
304101		0.000	0.000	10.134	-4.69
303102		5.900	2.860	10.050	-5.28
303101		0.000	0.000	10.050	-5.28
302102		12.840	6.930	10.133	-4.24
302101		0.000	0.000	10.134	-4.25

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QП,МВАР	РК,МВТ	QК,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, КА	DU, КВ
304	303	5.950	3.250	5.944	3.235	0.005	0.015	0.036	0.195
8	304	18.721	10.126	18.646	9.914	0.075	0.210	0.112	0.880
12	302	12.934	7.697	12.910	7.661	0.024	0.035	0.079	0.289
304	304102	6.329	3.443	6.309	3.062	0.019	0.379	0.038	3.174
304	304101	6.332	3.434	6.313	3.054	0.019	0.379	0.038	3.168
303	303102	2.962	1.644	2.948	1.430	0.014	0.214	0.018	3.949
303	303101	2.963	1.643	2.949	1.428	0.014	0.214	0.018	3.946
302	302102	6.435	3.878	6.414	3.467	0.021	0.410	0.040	3.478
302	302101	6.439	3.870	6.418	3.459	0.021	0.410	0.040	3.472

## 2РІК

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 31.621 МВт / 277.295 МЛН.КВТ\*Г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 31.370 МВт / 274.801 МЛН.КВТ\*Г

Втрати в ЛЕП 220-35 КВ: 0.125 МВт / 1.238 МЛН.КВТ\*Г  
Втрати в ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.125 МВт / 1.238 МЛН.КВТ\*Г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ\*Г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.127 МВт / 1.256 млн.кВт\*г  
 Сумарні втрати в трансформаторах: 0.127 МВт / 1.256 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "Нові": 0.251 МВт / 2.494 млн.кВт\*г (0.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> ,МВт	Q <sub>нав</sub> ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
303	Нова 3	0.000	0.000	111.690	-0.98
304	Нова 4	0.000	0.000	111.290	-1.15
8	Кустівці	0.000	0.000	111.267	-1.12
12	Бутівці	0.000	0.000	109.895	-1.37
302	Нова 2	0.000	0.000	109.611	-1.44
301	СЕС1	0.000	0.000	112.225	-0.75
10	Медведівка	0.000	0.000	112.888	-0.57
304102		12.630	6.120	10.375	-3.69
304101		0.000	0.000	10.376	-3.69
303102		5.900	2.860	10.352	-3.97
303101		0.000	0.000	10.352	-3.97
302102		12.840	6.930	10.177	-4.10
302101		0.000	0.000	10.177	-4.10
301101		-6.200	0.000	10.757	2.35
301102		0.000	0.000	10.757	2.35

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	P <sub>п</sub> ,МВт	Q <sub>п</sub> ,МВАр	P <sub>к</sub> ,МВт	Q <sub>к</sub> ,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I, кА	dU,кВ
303	304	11.998	7.395	11.976	7.334	0.022	0.061	0.073	0.406
304	8	-0.720	0.715	-0.720	0.714	0.000	0.000	-0.005	0.022
12	302	12.934	7.689	12.909	7.653	0.024	0.035	0.079	0.287
301	303	17.985	10.555	17.941	10.432	0.043	0.122	0.107	0.541
10	301	11.868	10.705	11.832	10.605	0.036	0.100	0.082	0.667
304	304102	6.328	3.425	6.309	3.062	0.018	0.362	0.037	3.018
304	304101	6.332	3.417	6.313	3.054	0.018	0.361	0.037	3.012
303	303102	2.961	1.632	2.948	1.430	0.013	0.201	0.017	3.708
303	303101	2.962	1.630	2.949	1.428	0.013	0.201	0.017	3.705
302	302102	6.435	3.875	6.414	3.467	0.021	0.406	0.039	3.451
302	302101	6.439	3.866	6.418	3.459	0.021	0.406	0.039	3.444
301	301101	-3.087	0.167	-3.098	-0.001	0.011	0.167	-0.016	-0.156
301	301102	-3.087	0.168	-3.098	0.001	0.011	0.167	-0.016	-0.153