

MR-5740

621.31

P65

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

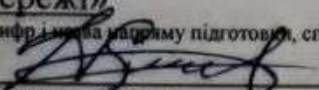
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розширення електричної мережі з дослідженням особливостей експлуатації електрообладнання підстанцій»

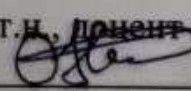
Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і мовна підготовка, спеціальності)


(прізвище та ініціали)

Фурман А.С.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС



Казьмірук О.І.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонент:

О.М. Ноніка
(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

к.т.н., доц. каф. КЕМСК.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
18.03 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Фурману Андрію Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розширення електричної мережі з дослідженням особливостей експлуатації електрообладнання підстанції

керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Казьмірук О.І.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 500 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

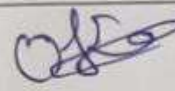
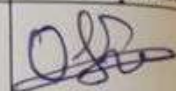
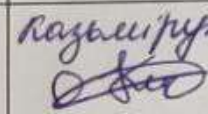
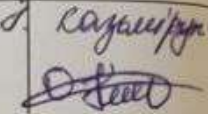
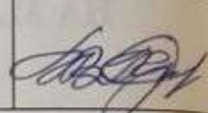
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110кВ. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ. 3. Вибір елементів ЕМ. 4. Розрахунок і аналіз усталених режимів. 5. Аналіз втрат електричної енергії. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Визначення

оптимального варіанту розвитку ЕМ. Висновки. Список використаних джерел.

Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної мережі. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів електроенергією першою категорією надійності. 4. Схема підключення нової генерувальної потужності до електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

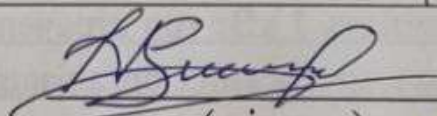
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Казьмірук О. І. к.т.н., доц. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина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

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

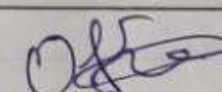
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Прізвище, ініціали
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	25.01.24	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	26.01.24	10.03.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	11.03.24	05.04.24	
4	Аналіз особливостей експлуатації електрообладнання підстанції	06.04.24	30.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.24	10.05.24	
6	Техніко-економічна частина	11.05.24	16.05.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.24	25.05.24	
8	Оформлення презентації	26.05.24	30.05.24	

Студент


(підпис)

Форм

Керівник роботи


(підпис)

Казьмір

АНОТАЦІЯ

Фурман Андрій Сергійович «Розширення електричної мережі з дослідженням особливостей експлуатації електрообладнання підстанції». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 98 с./ На укр. мові. рис.18, табл.22, бібліогр.27.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено аналіз існуючих методів контролю стану силових трансформаторів в експлуатації.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який виконує роботи з обслуговування електричних підстанцій з силовими трансформаторами.

ANNOTATION

Furman Andriy « Expansion of the electrical network with a study of the features of operation of the electrical equipment of the substation ». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2024- 98 p. fig. 18, table 22, bibl. 27

In the work, modeling of the development of a fragment of electrical networks is carried out.

An analysis of the existing methods of monitoring the condition of power transformers in operation was carried out.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel performing maintenance work at electrical substations with power transformers was carried out.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	4
ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1	7
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	7
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	8
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	10
РОЗДІЛ 2	12
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	12
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	12
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	15
РОЗДІЛ 3	20
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	20
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	20
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	24
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	25
РОЗДІЛ 4	28
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	28
РОЗДІЛ 5	30
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	30
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	31
5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції.....	31
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій	33
РОЗДІЛ 6	37
БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	37
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	37
РОЗДІЛ 7	39
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	39
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	39
7.4. Регулювання напруги у електромережі	40
РОЗДІЛ 8.....	44
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	44
РОЗДІЛ 9	63
ВИМОГИ І ПРАВИЛА ЕКСПЛУАТАЦІЇ	63
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	63
9.1 Види технічного обслуговування	63
9.2 Класифікація ремонту.....	66
9.3 Оперативне обслуговування трансформаторів	71
РОЗДІЛ 10	75
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	75

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	75
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	80
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій...	85
ВИСНОВКИ.....	93
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	96
Додаток А.....	100
Показники звіту подібності Unichesk.....	100
Додаток Б. Технічне завдання МКР	101
ДОДАТОК В.....	107
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ	107
ДОДАТОК Г	111
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів	111
ДОДАТОК Д.....	115
Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ...	115
ДОДАТОК Ж	119
Результати розрахунку післяаварійного режиму	119
після розвитку ЕМ.....	119
ДОДАТОК Л.....	135
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	135

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;

АТ – автотрансформатор;

БТ – блочний трансформатор;

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакумуляуюча електрична станція;

ГЕС – гідравлічна електрична станція;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;

ОЕС – об'єднана електроенергетична система;

ПС – підстанція;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Використання сучасних методів експлуатації, заснованих на діагностиці технічного стану обладнання електричних станцій та якісне виконання ремонтних робіт, дозволяють забезпечити безперебійну роботу виробничих механізмів, зменшити витрати на їх експлуатацію та продовжити термін служби.

За останні роки були виконані наукові розробки в галузі вдосконалення експлуатації обладнання, а також створені технічні засоби для реалізації багатьох ідей в цій області. Однак, як показує досвід, ускладнення установок і взаємозв'язків між ними призводить до подальшого зростання числа проблем, у вирішенні яких повинен приймати участь експлуатаційний персонал.

Культура експлуатації електрообладнання - гарантія надійної роботи електроенергетики, гарантія якості електроенергії. Під словами «культура експлуатації» мається на увазі: кваліфікація персоналу, його висока теоретична підготовка, знання і виконання ним правил технічної експлуатації (ПТЕ) і місцевих інструкцій, знання технічних параметрів обладнання і заводських інструкцій.

В процесі експлуатації силових трансформаторів, незважаючи на простоту і надійність самих трансформаторів та їх монтажу, не виключають можливість пошкоджень як у трансформаторах, так і на їх з'єднаннях з вимикачами. Можливість пошкоджень і ненормальний режим роботи обумовлює необхідність установки на трансформаторах захисних пристроїв. При цьому враховуються багатофазні й однофазні короткі замикання в обмотках і на виводах трансформатора, а також пожежа сталі осердя.

Ненормальні режими роботи трансформаторів обумовлені зовнішнім коротким замиканням і перевантаженням. У цих випадках струм в обмотках трансформатора перевищує номінальний струм. Струм який виникає називають надструмом. Особливо небезпечним є надструм зовнішнього короткого замикання. Крім цього силовий трансформатор є незамінним елементом конструкцій у всіх галузях.

Отже, дослідження засобів трансформації електричної енергії, оптимізація їх експлуатації і обслуговування є **актуальною науково-прикладною задачею**.

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження експлуатації обладнання підстанцій.

Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз існуючих методів контролю стану силових трансформаторів в експлуатації;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу електропідстанцій.

Об'єктом дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Вінницької області.

Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

Методи дослідження. Для аналізу і розв'язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110».

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспектив покращення системи експлуатації обладнання електропідстанцій.

Особистий внесок. Усі результати, що присутні у основному змісту роботи отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ

Аналітичний вираз що до залежності найбільшої потужності від часу з мінімальною похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити таблично - задану функцію $P_{\max}(T)$ виразом $P'_{\max}(T)$:

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

де a' , b' – числові значення коефіцієнтів; T – часовий період прогнозу.

Визначення слушних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється завдяки мінімізації виразу, що записано у відповідності до методу найменших квадратів:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції отримаємо крайній варіант системи лінійних рівнянь що до визначення коефіцієнтів регресії a' та b' у наступному вигляді:

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

Після запису вхідних значень з таблиці 1 отриманого завдання в систему вона (1.3) буде мати наступний вигляд:

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

звідки $a' = -5509,7$, $b' = 2,7758$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 2,7758T - 5509,7$$

Застосувавши табличний редактор «Excel» отримаємо апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (див. рис 1.1).

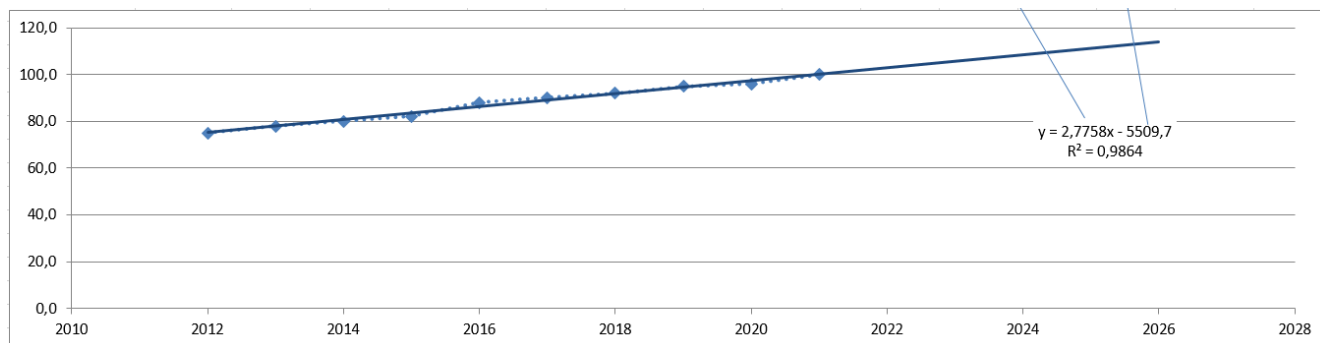


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 114,1 %, що на 14,1 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

Результати проведеного розрахунку для режиму максимальних навантажень існуючої мережі (дивись додаток А2) враховуючи прогнозу показують, що напруги для всіх вузлів відповідають визначеним обмеженням, або можуть бути введені в них завдяки наявних регулювальних пристроїв.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ЛЕП та силових трансформаторів, висновок - основне електрообладнання експлуатується у економічних режимах, або ж наразі близьких до них. (дивись таблицю 1.1)

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

- в дільницях електропередачі – 2,14 МВт;
- в силових трансформаторах – 0,97 МВт з них холостого ходу 0,53 МВт та навантажувальні 0,44 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	2-403	300-10	4-405	13-14
Марка проводу	АС-185	АС-240	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	185	240	150	150
Розрах. струм, А	23	146	41	116

У районі, де планується розвиток електромереж ЛЕП існуючої мережі мають достатній запас за пропускною здатністю та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	12	13
Напруга вузла,кВ	103,23	103,91

Проаналізувавши результати розрахунку режиму максимальних навантажень робимо наступні висновки. Струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, якщо порівняти із тривало допустимим струмом. Це вказує на можливість транспортування додатково електричної енергії до нових споживачів без конструктивних змін у існуючих електромережах.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанцій, які розташовано у районі нового будівництва (табл. 1.2), всі вони забезпечують приєднання додаткового збільшеного навантаження по стороні ВН. Тому,

визначення перспективних вузлів приєднання нових ЛЕП будемо здійснювати виходячи із економічних міркувань, наразі використовуючи симплекс-метод.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруги у перспективних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У фрагменті електромережі, де планується розвиток, лінії електропередачі мають достатній запас за пропускною здатністю щоб транспортувати електроенергію новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 12 Дашів – з рівнем напруги 103,23 кВ; вузол № 13 Гайсин – з рівнем напруги 103,91 кВ.

Проаналізував місце розташування нових споживацьких підстанцій та наближеність їх до існуючої мережі сформовано максимальний граф фрагменту мережі рисунок 1.2, на ньому показано усі вірогідні варіанти підключення нових споживачів.

Рисунок 1.2 – Максимальный граф схемы

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж необхідно забезпечити найкращий варіанту проекту з точки зору найменших капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Також повинні виконуватись різні технічні вимоги до електроживлення споживачів. Тому техніко-економічне обґрунтування проекту має передбачати вибір конфігурації та напруги мережі. А також параметрів усіх елементів щоб забезпечити визначену якість електричної енергії, запас стійкості та координацію керування.

Одночасне вирішення всіх цих питань для однієї математичної моделі виглядає неможливим. Саме тому увесь процес проектування буде розбито на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі будуть прийматися з використанням ряду математичних моделей. Для знаходження оптимальних схем за економічними показниками гарно зарекомендували себе методи лінійного програмування, наприклад симплекс-метод. Але його використання обмежує постановку задачі, зокрема, у формі представлення цільової функції та її обмежень.

2.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі потрібно визначити критерій оптимальності. В нашому випадку критерієм будуть дисконтовані витрати на розвиток електромережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними приймемо потужності P_i , які протікають ділянками мережі.

У загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Саме тому функція мети, яка відтворює розвиток електромережі, подається у вигляді нелінійної

функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . У випадку застосування симплекс-методу, цільова функція лінеаризується відносно вибраних змінних.

В загальному випадку для кожної i -тої лінії дисконтовані витрати B_i записують у вигляді:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на побудову 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом проводу на i -тій ділянці лінії; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, щл враховують втрати електричної енергії та залежні від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї лінії в км; P_i - потужність i -ї лінії.

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції, який отримано під час лінеаризації; b_i' - питомі затрати, що залежать від потоку потужності P_i в лініях.

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 годин/рік для $T_{nb} = 5400$ годин/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 2,65 гривень/кВт·год; r_{0i} – активний опір, що залежить від перерізу проводу (зокрема для проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів представлено у таблиці 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовклад, тис. грн/км	Питом опір, Ом/км	Коеф. а, тисяч гривень	Коеф. b, тисяч грн/МВт	Дисконт. витрати для ЛЕП при умови макс. Потужн. 10 МВт, тис. грн
12	501	0,9	6,3	110	1573,680	0,131	3172,5	0,862	3258,7
13	502	1,9	13,3	110	1573,680	0,131	6697,6	1,819	6879,5
501	503	1,6	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	1,532	5793,3
502	503	0,8	5,6	110	1573,680	0,131	2820,0	0,766	2896,6

Після процесу лінеаризації, значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, тому що вони не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (таблиця 2.2).

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
12-501	0,9	11,2	3279,7	3241,1	3326,8	3172,5	9,610	3279,7	3258,3	3301,1
13-502	1,9	11,2	6923,8	6842,3	7023,3	6697,6	20,287	6923,8	6878,5	6969,1
501-503	1,6	11,2	5830,6	5762,0	5914,4	5640,1	17,084	5830,6	5792,5	5868,1
502-503	0,8	11,2	2915,3	2881,0	2957,2	2820,0	8,542	2915,3	2896,2	2934,1

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на будівництво ліній під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат подавалась у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати показані у таблиці 2.3.

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

Назва ЛЕП	До в-жи на, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
12-501	0,9	11,2	3279,7	3259,3	3302,2	294,1	3279,7	2951,7	3607,7
13-502	1,9	11,2	6923,8	6880,8	6971,3	621,0	6923,8	6231,4	7616,2
501-503	1,6	11,2	5830,6	5794,4	5870,6	522,9	5830,6	5247,5	6413,6
502-503	0,8	11,2	2915,3	2897,2	2935,3	261,5	2915,3	2623,7	3206,8

2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод

Симплекс-метод використовується для розв'язання задач лінійного програмування. В ньому здійснюється скерований рух по опорних планах до визначення оптимального розв'язку. Ще симплекс-метод називають як метод поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв, а також параметрів що потрібно оптимізувати з огляду на математику задача оптимізації сформулюється наступним чином:

мінімізувати

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

при таких обмеженнях:

$$\left. \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = b_m, \\ x_i \geq 0; i = \overline{1, n}; n > m. \end{array} \right\} \quad (2.4)$$

Задачі лінійного програмування (2.3) при умовах (2.4) на основі симплекс-методу (СМ) розв'язується за наступними етапи:

- I-ий етап виглядає у приведенні системи обмежувальних рівнянь та цільової функції до визначеного канонічного вигляду;
- II-ий етап виглядає в оптимізації цільової функції, яка отримана в результаті попереднього етапу, використовуючи Симплекс-алгоритму (СА).

Застосування СМ що до розв'язку задачі вибору най оптимальної схеми ЕМ має певні особливості:

1. Змінними x_1 , які оптимізуються, є потужності в дільницях мережі;
2. Вільними членами у системі (2.4) приймаються потужності навантажень, які завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для мережі – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_1 функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ будуть питомими витратами для транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Так як створення моделі здійснювалось із врахуванням заданих напрямків потужності у схемі максимального графу мережі, то певна частина змінних вірогідно в кінцевому рахунку прийме від’ємне значення. Останнє протиріччя можливо усунути за допомогою введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі в такому вигляді набуде виду, поданого на рис. 2.2.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		12-501	13-502	0-0	0-0	501-503	503-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	20,65	12,38
	502	0	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	4,79	4,79
	503	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	9,35	-4,84
	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	10,71
Коефіцієнти цільової функції		160,6	805,3	0,0	0,0	419,0	678,2	339,1	339,1	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		9556,267
Потужності ЛЕП		22,46095	0	0	10,70678	14,19812	0	0	0	(Ctrl) 0,000	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		3172,539	0,000	0,000	0,000	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		8812,609
Змінні складові витрат		434,794	0,000	0,000	0,000	308,863	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		743,658
Дисконтовані витрати, тис. грн																	9556,267

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв’язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у Microsoft Excel надбудовою «Пошук рішень» отримано розв’язок симплекс таблиці , що показана на рисунку 2.2.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		12-501	13-502	0-0	0-0	501-503	503-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	20,65	0,00
	502	0	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	4,79	0,00
	503	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	9,35	0,00
	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції		131,6	1406,7	0,0	0,0	617,3	678,2	339,1	339,1	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		14934,851
Потужності ЛЕП		34,79159	0	0	0	14,14478	0	0	4,79097	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат		3172,539	0,000	0,000	0,000	5640,070	0,000	0,000	2820,035	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		11632,644
Змінні складові витрат		1043,221	0,000	0,000	0,000	306,547	0,000	0,000	17,584	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1367,352
Дисконтовані витрати, тис. грн																	12999,996

Рисунок 2.2 – Результати пошуку рішення за використанням Excel (перша ітерація)

У таблиці на рисунку 2.2 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.3.

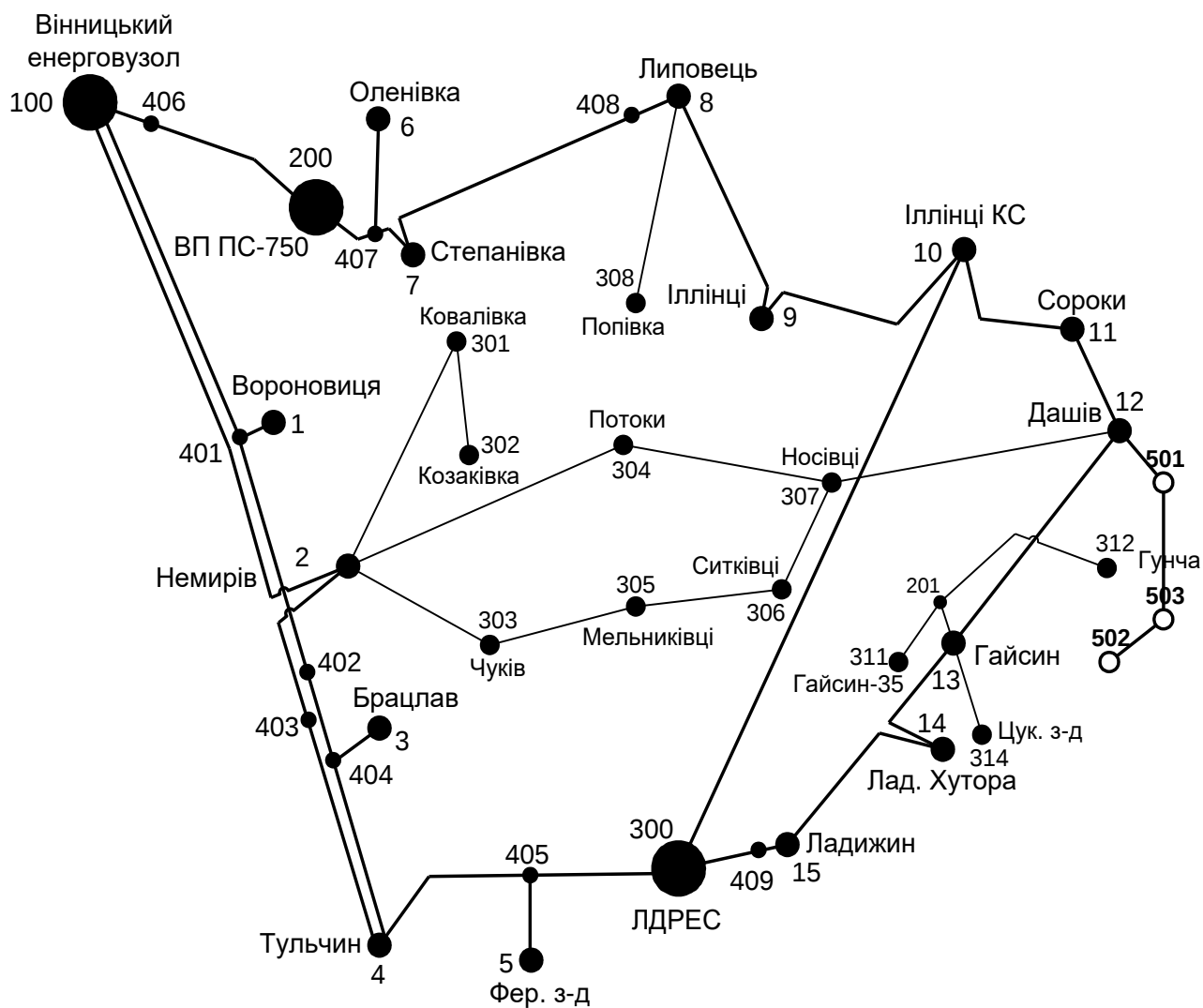


Рисунок 2.3 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

Втім отримана схема не забезпечує для нових споживачів відповідну задану категорію по надійності. Наразі необхідно додатково встановлювати дво ланцюгові ЛЕП або ж споруджувати додаткові лінії задля утворення замкнутих контурів.

Отже, було вирішено побудувати додаткову лінії між вузлами 502-13. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

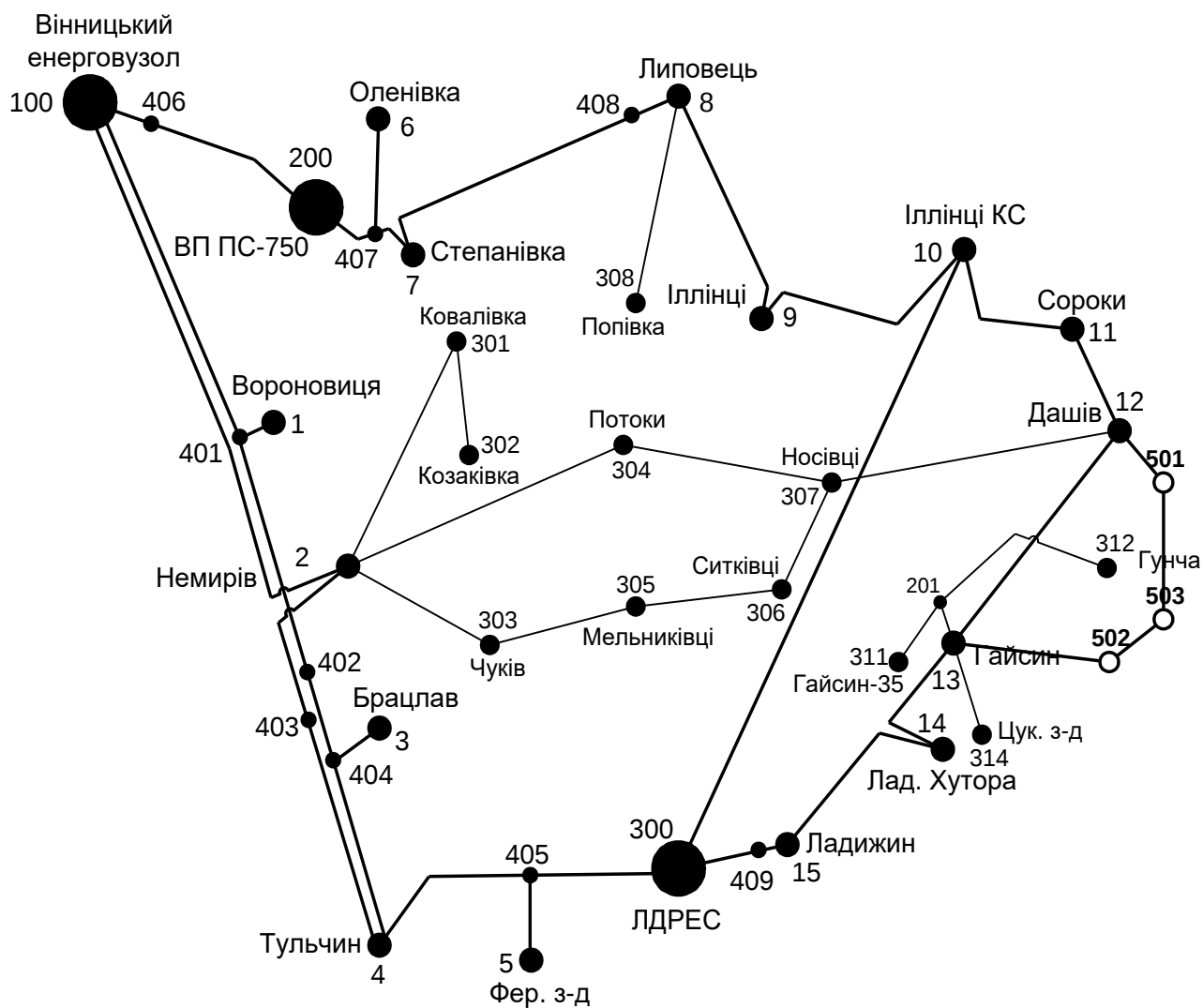


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

Отримана конфігурація мережі дозволяє забезпечити електроенергією всіх споживачів враховуючи їх категорію по надійності. Для виконання визначеного завданням рівня надійності електроживлення споживачів першої категорії запропоновано прокласти додаткову ЛЕП 501-13 довжиною 13,3 км. Вказане рішення підсилить існуючу електромережу 110 кВ та розвантажить наявні лінії.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд із методами лінійної і нелінійної оптимізації також може бути використано метод динамічного програмування.

Динамічне програмування приналежить до методів нелінійного програмування. Такий метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. У випадку застосування динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків, причому у кожному з них оптимізується функція тільки однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для існуючої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток для електроживлення нових споживачів, які мають вводиться протягом 2-х років (це вузли 501, 502, 503). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 2, 13 та 14 відносно розглядатимуться варіанти схеми.

Цільова функція такої оптимізації буде мати наступний вигляд:

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

де B_t – дисконтовані витрати на t період будівництва об'єкту;

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

T – термін спорудження, років.

Значення B_t що до кожного із років буде розв'язуватись як:

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

Для розв'язку задачі (3.1) можливо використати методи нелінійного програмування, зокрема метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування використовує два етапи: прямий та зворотній хід.

На першому при руху від 1-го року до останнього знаходять умовно оптимальну схему електромережі. Кожен крок обирають так, щоб загальні витрати на i -му та $(i+1)$ році були найменші:

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

Таким чином витрати на 1-му році визначаються виходячи із всіх можливих варіантів реалізації. Отриманий так варіант матиме оптимальні дисконтовані витрати.

Але оскільки у попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, тому отриманий розв'язок буде приблизно наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі мають рухатись від останнього року до 1-го. Та уточнюють параметри електромережі і траєкторію її оптимального спорудження за критерієм (3.3).

Для постановки задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), однак функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Застосовано наступні обмеження:

$$1) \text{ Баланс потужностей: } \sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj};$$

2) Стосовно ресурсів: $l_{\Sigma t} = l_{\max}$;

3) Обмеження що до параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Тоді, для оптимізації електричної мережі враховуючи отримане завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i вибирають з Excel. Враховуються обмеження на найбільшу довжину ЛЕП, яка споруджується протягом року: $L_{\max} \leq 25$ км, а також обмеження балансу потужності.

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 501, 502, 503, 504. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 30 км повітряних ліній, безсумнівно, що під час 1-го року розвитку буде виконано спорудження ліній включно для одного або ж двох нових споживачів, а під час другого року будівництва – до інших, а на третьому році завершити спорудження енергоживлення усіх нових споживачів.

Варіант №1

Перший рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 12-501, 501-503, 503-502. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{12-501} + \Delta L_{501-503} + \Delta L_{503-502} = 6,3 + 11,2 + 5,6 = 23,1 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії, що споруджується за перший рік. Обрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протягом першого року виконуються так само. Результати обрахунків показано в табл.3.1.

Другий рік. Для другого року, варіанти постачання складаються із врахуванням розвитку на першому році. Також для кожного варіанту другого року обов'язково враховується обмеження що до довжин ліній.

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгову лінію 502-13. Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 - Імовірні варіанти розвитку схеми для 1-го року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	12-501	6,3	34,8	23,1	11790,41	41612,42	34677,02	34677,02
		501-503	11,2	14,1		19940,4			
		503-502	5,6	4,8		9881,612			
	2	12-501	6,3	34,8	30,8	11790,41	55258,54	46048,79	46048,79
		501-503	11,2	14,1		19940,4			
		502-13	13,3	8,5		23527,73			
	3	12-501	6,3	34,8	25,2	11790,41	45199,76	37666,46	37666,46
		503-502	5,6	4,8		9881,612			
		502-13	13,3	8,5		23527,73			
	4	501-503	11,2	14,1	30,1	19940,4	53349,75	44458,12	44458,12
		503-502	5,6	4,8		9881,612			
		502-13	13,3	8,5		23527,73			

Таблиця 3.2 - Імовірні варіанти розвитку електромережі для 2-го року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	502-13	13,3	8,5	13,3	23527,73	23527,73	16338,7	51015,72
	21	503-502	5,6	4,8	5,6	9881,612	9881,612	6862,231	52911,02
	31	501-503	11,2	14,1	11,2	19940,4	19940,4	13847,5	51513,96
	41	12-501	6,3	34,8	6,3	11790,41	11790,41	8187,785	52645,91

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з таблиці 3.3 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 11. Після уточнення поточкорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 11 приєднання нових підстанцій 501, 502, 503 буде призводити до зміни перетоків потужності у лініях, які споруджені на першому та другому році розвитку. Тоді необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, як вказано в табл. 3.3.

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

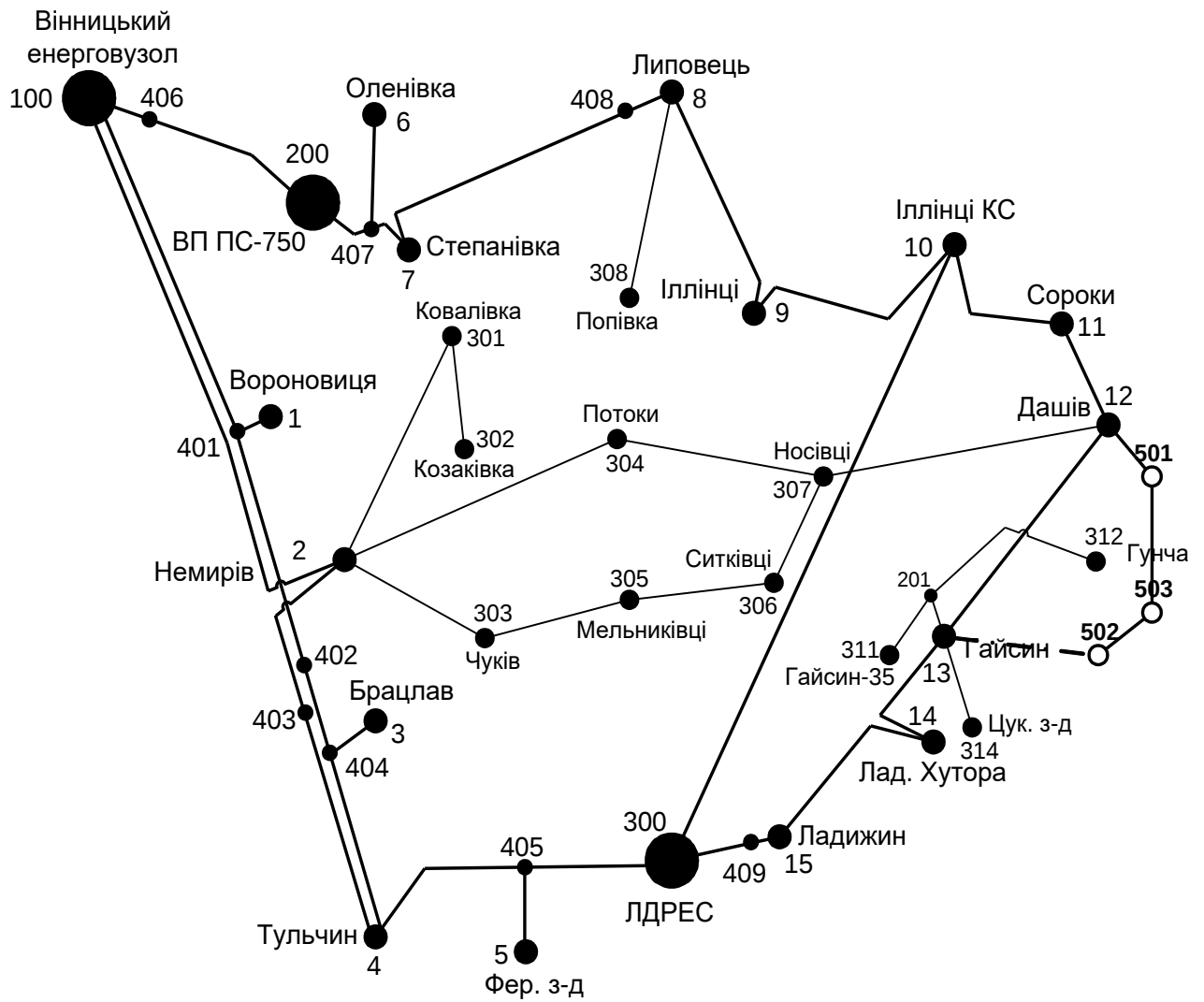


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Потім знайдемо розрахункові струми у всіх ділянках відповідно до оптимального варіанту за наступною формулою (3.5) :

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

$$I_{\text{розр}12-501} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7.962}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 43.878 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-13} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9.94}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 54.782 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{15.457}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 85.182 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4.655}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 25.655 \text{ (A)}.$$

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

По викладеній в [3] таблиці вибрали переріз проводів нових ЛЕП та їх параметри.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одно ланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район по ожеледнему навантаженню – III;

Далі провели перевірку перерізу проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, що можуть призвести до зміни перетоків потужностей.

1й – розрив лінії 12-501;

2й – розрив лінії 13-502;

3й – розрив лінії 12-501 та відсутня генерація на СЕС (503);

4й – розрив лінії 13-502 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив лінії 501-503;

6й – розрив лінії 502-503.

Отримані результати представлені у таблиці 3.3

Таблиця 3.3 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
12-501	0	98.7	0	158.3	129.5	139.6	160.6	390	43.9	АС-185/19
13-502	99.8	0	160.6	0	30.5	68.2			54.8	АС-185/19
501-503	129.8	30.5	129.9	28.9	0	87.8			85.2	АС-185/19
502-503	70.2	29.4	129.8	29.5	59.3	0			25.6	АС-185/19

Відповідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується виконувати проводом АС 240/32, але допускається АС-185/27.

Після порівняння отриманих результатів обрахунків струмів у аварійних ситуаціях з максимально допустимим струмом для АС-185/27, вирішено використовувати провід АС-185/27, оскільки він повністю задовольняє вимогам нормативних вимог.

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Згідно із досвідом проектування потужність силового трансформаторного обладнання на понижуючих електропідстанціях вибирається за умовами допустимого перевантаження у після аварійних режимах на 40% на час не більше шести годин за добу протягом не більше п'яти діб.

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

1. У випадку підключення до підстанції споживачів 1-ої категорії встановлюється не менше 2 трансформаторів.

2. На підстанціях, що здійснюють електроживлення споживачів II-ої та III-ої категорій, допускається установа 1-го силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

де n_T - кількість однотипних силових трансформаторів, що будуть встановлені на нових підстанціях;

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{18.1}{1.4 \cdot 0.88} = 14.692 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних силових трансформатора з номінальною потужністю 16 МВА.

У вузлах 502, 503 також встановлюємо по два силових трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Межі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
501	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
502	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
503	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється наступним чином:

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

Тоді для нових вузлів перевірка матиме вигляд:

$$K_{з1.па} = \frac{16.695}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.043 \leq 1.4 \quad K_{з2.па} = \frac{4.719}{(2 - 1) \cdot 6,3} = 0.749 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{9.425}{(2 - 1) \cdot 10} = 0.943 \leq 1.4$$

Перевірка на перевантаження вибраного силового трансформатора у нових вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , тобто повністю задовольняє технічним умовам що до експлуатації. Проведені обрахунки вказують, що силові трансформатори вибраної потужності можуть не тільки забезпечити надійне електроживлення споживачів, але ще забезпечать розвиток споживання електроенергії. Вибір силових трансформаторів на інших нових підстанціях виконувався аналогічно, результати приведені в таблиці 4.1.

РОЗДІЛ 5

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

Проводячи вибір схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань та їх призначення. А також роль та положення підстанції в електромережі заданої енергосистеми.

З огляду функцій підстанції в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечити надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та після аварійному режимах згідно до визначених категорій надійності електропостачання приймачів і з врахуванням присутності автономних резервних джерел живлення;

- забезпечити надійність пропускання електроенергії по підстанції у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до її значення для конкретної ділянки мережі;

- враховувати поетапність розвитку ПС, динаміку зміни навантаження на мережу і інше. Принцип поетапності розвитку підстанції та її головної схеми слід дотримуватися, виходячи з найпростішого та найекономнішого розвитку підстанції без значних робіт з реконструкції існуючих об'єктів та з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для підстанцій нової споруди напругою від 6 кВ до 750 кВ необхідно передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих ланцюгів комутаційними елементами та насичення їх додатковими елементами, що сприяють підвищенню надійності роботи та безпеки обслуговування підстанції, повинно здійснюватися згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Принципові схеми розподільні електроустановки напругою від 6 кВ і до 750 кВ електропідстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на нових підстанціях 501, 502, 503 будемо встановлювати по 2 трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ обираємо схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах силових трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів (дивись рисунок 5.1).

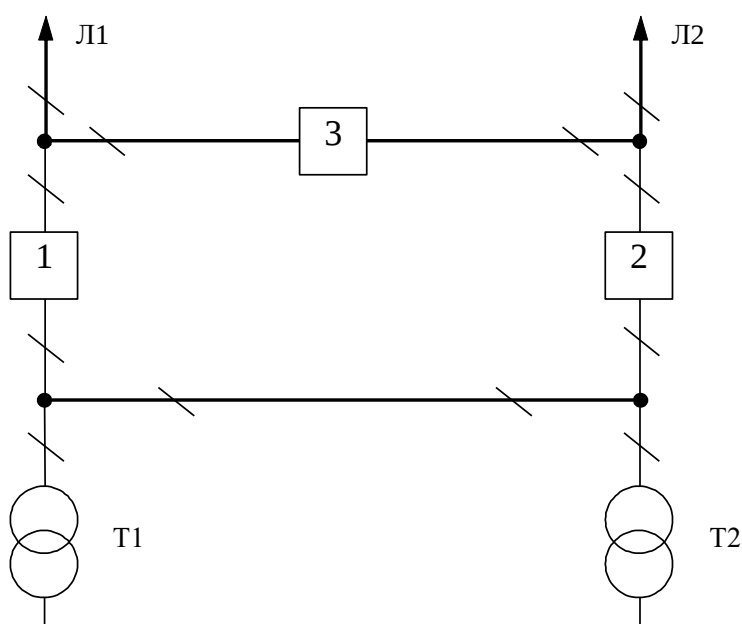


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 501, 502, 503

Така схема може забезпечувати транзит електричної енергії у випадку відмови, або виходу в ремонт одного із елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

5.2 Вибір електричної схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з вузлів для електропостачання обрали п/с Дашів (вузол 12). Тому, опісля реконструкції ця підстанція з прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільного пристрою

110 кВ відгалужувальної підстанції п/с Дашів (вузол 12) тип існуючої схеми нас не влаштовує. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендуємо замінити. Таким чином, для вказаної підстанції приймаємо схему розподільного пристрою 110 кВ 110-6 – Одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідною системою шин (рисунок 5.2).

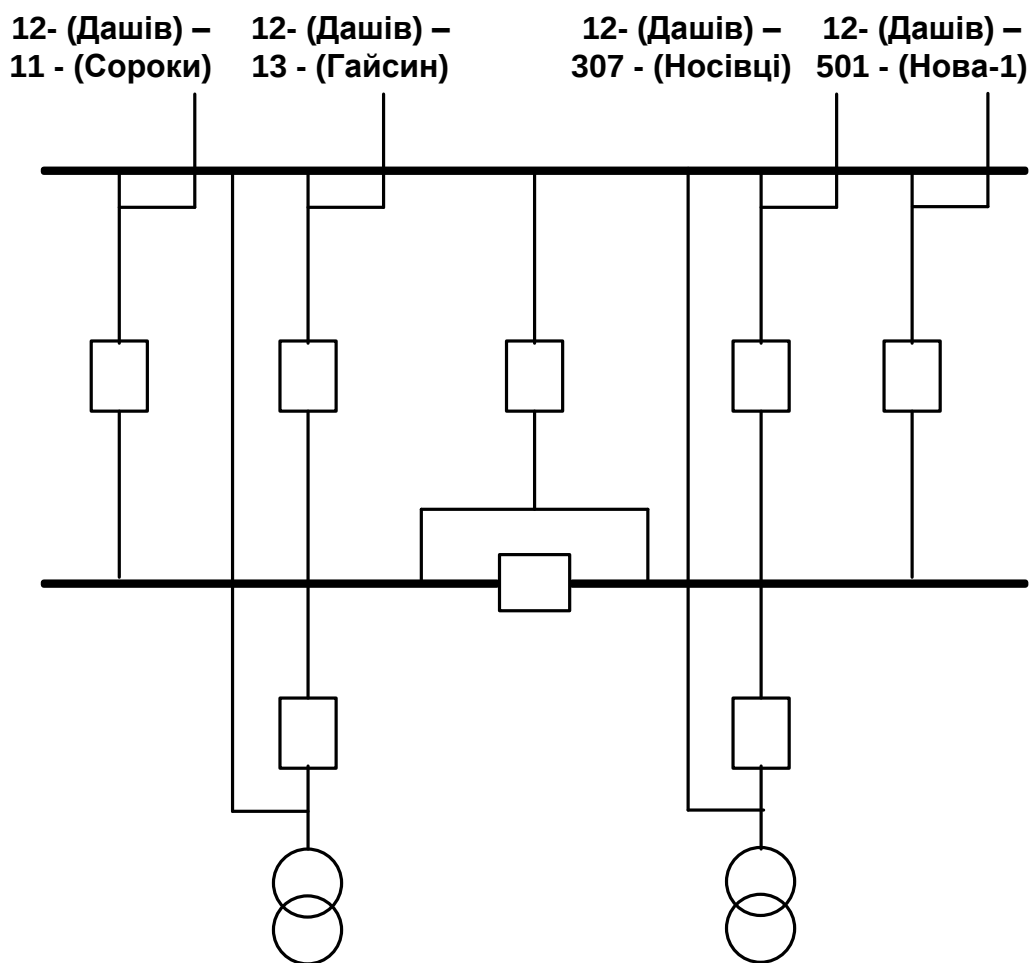


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним із вузлів електроживлення нових споживачів приймаємо Плисків (вузол 10), який є місцем з'єднання проводів марки АС-120 ліній «Гайсин – Лад. Хутора», тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Таке рішення не призведе до погіршення надійності та

селективності релейного захисту ЛЕП «Гайсин – Лад. Хутора» тому що розміщення комплектів захисту ЛЕП на п/с «503» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій

Розрахунок надійності електричних схем розподільчих пристроїв (РП) складається із визначення математичних очікувань кількості відключень елементів, які комутуються в РП, і розподілення РП на гальванічно непов'язані частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, які відключились. Або ж роботи з розділенням РП як наслідок відмов вимикачів РП, так відмов і самих комутуючих елементів як в нормальному так і в ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми прохідної підстанції СЕС (вузол 503).

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

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

Для нормального режиму роботи розподільчого пристрою приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму буде дорівнювати:

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

де n – кількість вимикачів в РП.

Згідно із (5.4) для вибраних варіантів схеми вузлової електропідстанції маємо:

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

Для кожного сполучення i, j оцінюємо наслідки від відмов i -го елементу у j -му режимі, тобто, знайдемо ті елементи, які відключаються. Надалі обрахуємо математичне очікування від такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Зокрема:

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

Час запланового простою вимикача, який відмовив, та вимикача, що знаходиться в заплановому ремонті буде визначено наступним чином:

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тому:

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

Використавши розрахункову програму «Надійність», що дає можливість визначити надійність електричної схеми заданої конфігурації, будемо мати розрахункову таблицю наступного вигляду (таблиця 5.1).

Опісля оцінювання наслідків відмов елементів схеми РП сформуємо вибірку характеристик надійності схеми електропідстанції. До вибірки вносяться лише наслідки відмов, які призводять до втрати електроживлення споживачів (таблиця 5.2).

Таблиця 5.1 – Показники відмов і ремонтів елементів схеми РП

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

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми електропідстанції

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

Імовірність відключення окремого приєднання визначено як сума імовірностей, які розраховані для різних подій.

Для обрахунку збитку від недовідпущення електричної енергії (5.5), необхідно знайти обсяг електричної енергії за рік (5.6) та недовідпущення електроенергії (5.7).

Питомий збиток, що пов'язаний із недовідпущенням електричної енергії споживачам, згідно завдання становить ($Z_0 = 500$ гривень/кВт·год.);

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

$$M_{зб} = 1731,4 \cdot 500 = 865700 \text{ (тис. грн.)},$$

$$W_{рік} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (5.6)$$

$$W_{рік} = 5700 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год)},$$

$$\Delta W_{нд} = K_{всум.} \cdot W_{рік} \quad (5.7)$$

$$\Delta W_{нд} = 0,0171 \cdot 101250 = 1731,4 \text{ (МВт·год)}.$$

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	M _{зб} , грн.
101250	1731,4	865700

З обрахунків видно, що схема дає значний рівень збитку, проте забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому ця схема не потребує значної дорогої реконструкції, а тому можливо здешевити даний проект.

РОЗДІЛ 6

БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення

Джерела електропостачання в будь-який момент часу повинні передавати в мережу стільки електричної енергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі, відповідно врахувавши втрати на передачу. Тому баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для нових вузлів 501, 502, 503 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 17,6 + 0,05 \cdot 17,6 = 16,72 \text{ (МВт)},$$

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

Реактивна потужність, яка споживається від центрів живлення враховуючи її економічне транспортування буде:

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

$$Q_{\Gamma} = 21,185 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 21,185 \cdot 0,34 = 7,203 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – це бажаний коеф. потужності на існуючих шинах живлячих підстанцій враховуючи економічність експлуатації.

Реактивна потужність, що споживається по заданому району в цілому визначається по додаванню відповідних навантажень в окремих пунктах із урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень приблизно рівного 0.95.

Обрахунок генерації реактивної потужності для ділянки ЛЕП:

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для відрізка ділянки ЛЕП -12-501

$$Q_{\text{ЛЕП12-501}} = 100,66^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 6,3) = 0,182 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших ділянок обрахуємо аналогічно. Загальна генерація реактивної потужності мережі складає:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,182 + 0,322 + 0,163 + 0,387 = 1,054 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 13,59 = 12,91 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 12,91 = 1,291 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 12,91 + 1,291 - 7,203 - 1,054 = 5,944 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 12,91 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 5,944 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-6300-450 УЗ на 6,3 МВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 501.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Обрахунок усталеного режиму електромережі буде проводитись використовуючи програмного комплексу «Втрати “RVM – Hign”». За допомогою його при заданих параметрах ліній, зокрема це довжина, марки проводів; та заданих параметрів вузлів - номінальна напруга, трансформатори можемо провести розрахунки усталеного нормального режиму електромережі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А2 у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

- Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та після аварійний режими роботи мережі.
- Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 110кВ.
- Після аварійний режим – це режим роботи енергосистеми, що припускає планове відключення навантаження частини споживачів щоб зберегти

належну надійність та якість електропостачання тих споживачів, які залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуючих вузлах будемо приймати рівною 121кВ.

- Проаналізувавши отриманий результат, ми переконались, що напруга для всіх вузлів є допустимою, а саме не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном.}}$.

Вхідні дані та результати обрахунків мінімального та після аварійного режимів електромережі після розвитку є у додатках В та Г.

7.4. Регулювання напруги у електромережі

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

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

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

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

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
501	94,80	98,83	100,51
502	95,38	98,99	101,06
503	95,32	99,58	101,00

Таблиця 7.2 – Напруги у вузлах нових споживачів на стороні 10 кВ

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
501	7,87	6,63	9,27
502	8,47	7,44	8,71
503	7,79	6,49	9,01

На шинах ВН рівні напруги залежать від параметрів існуючої мережі і визначаються після розрахунку для режиму максимальних навантажень (дивись додаток Б).

Дійсна напруга у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{ВН} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (7.1)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{ВН}} \quad (7.2)$$

де $U_{ВН}$ – обрахована величина робочої напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації будемо знаходити з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної електропідстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо що U_{HH6} дорівнює 10,5 кВ, задля компенсації спаду напруг у мережі 10 кВ).

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

• Надалі будемо визначати дійсний коефіцієнт трансформації силового трансформатора та номер відпайки, спираючись на межі регулювання та номінальний коефіцієнт трансформації вибраних нами нових трансформаторів.

Усі трансформатори, що використовуються в електромережі, мають напругу ВН 115 кВ, а НН – 10,5 кВ, та однакові межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Визначення дійсного коефіцієнта трансформації виконаємо так:

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

Урахувавши межі регулювання, кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, що відповідає наступній відпайці, буде дорівнювати добутку розрахованого коеф. трансформації K_{Td} за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, це відповідає номерам відпайок.

Згідно формулі (7.2) знайдемо втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((20,65) \cdot (4,38 / 2)) + ((11,14) \cdot (86,7 / 2))}{100,51} = 5,255 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{100,51 + 5,255}{10,5} = 10,073$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501д} = 10,073$, що відповідає 11-й відпайці.

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

$$U_{\text{HH501д}} = \frac{100,51 + 5,255}{10,073} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

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

Такі ж самі розрахунки зробимо для інших нових вузлів споживачів схеми і заносимо їх до таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	5,255	10,073	10,5	11	10,141	0,09
502	3,02	9,912	10,5	12	9,984	0,09
503	4,035	10,003	10,5	11	10,141	0,09

Застосувавши регулювання напруги на нових підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень електромережі. При цьому рівень напруги у нових вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, це задовольняє нормам показників якості електроенергії.

РОЗДІЛ 8

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

В попередніх розділах ми виконали розрахунки по вибору оптимального варіанту розвитку електромережі 110 кВ, також проведено вибір електричних схем вузлової та споживальних електропідстанцій. Вибрали основне обладнання підстанцій та електромереж. Провели аналіз режиму максимальних навантажень та застосували регулювання напруги. Перераховані вище дії дозволили отримати достатньо інформації для проведення аналізу економічної ефективності розвитку електромережі в цій роботі.

Наразі щоб оцінити економічну ефективність проекту в електроенергетичній галузі знаходять показник рентабельності капіталовкладень, який враховує будівництво протягом трьох років, та має наступний вигляд:

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тисяч гривень; $E = E_{\text{ан}} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у в. о.); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році при порівнянні із попереднім t , тисяч гривень.

Значення Π_t що до кожного року визначимо як:

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

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в приведеній у завданні енергосистемі, $C_T = 2,65$ гривень/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, яка припадає на електромережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0,12$ [2]); W_t –

додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене будівництвом нового енергетичного об'єкту, МВт·годин; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

де K_t – капітальні вкладення, тисяч гривень; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в електромережі, кВт·годин:

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

де P_i – активна потужність, яка передається по i -ій ділянці ЛЕП, МВт; U_H – номінальна напруга електромережі, $U_H = 110$ (кВ); r_{0i} – це питомий опір для проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – це час максимальних втрат (3633 годин); ΔL_i – довжина i -ої лінії, кілометрів.

Такий розрахунок можна замінити якщо використати ПК «ВТРАТИ», якщо використати схему до розвитку, та на кожному році її розвитку. При порівнянні будемо мати дані для кожного кроку зміни, в результаті знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на побудову нових електростанцій, тисяч гривень;

$K_{\text{ЛЕП}}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередачі, тисяч гривень.

Збільшення навантаження, при обрахунку прогнозу навантаження не призводить збільшення потужностей силових трансформаторів.

У відповідності з кінцевим варіантом розвитку електромережі планується спорудження наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- зведення ліній електропередач: Дашів (вузол 12) - 501, 501 - 503, 503 - 502;
- спорудження споживальних електропідстанції 110/10 кВ у пунктах 501, 502, 503;
- розвиток відгалуджувальної електропідстанції пункту Дашів (вузол 12).

На другому році:

- зведення лінії електропередачі: 502 – Гайсин (вузол 13);
- спорудження відгалуджувальної опори в ПЛЕП «Гайсин – Лад. Хутора» (вузол 13).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електромережі приведені у таблицях 8.1–8.3.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- тов. площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера для лінії 10 кВ із вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,08	135,87	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резерв захисту для 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 тр-рів напруги 110кВ (одна панель на 2секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10кВ та секц-го 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 заземл-го реактора (одна панель до 2секції 10кВ)	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

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

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 площа, під облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового тр-ра (4 панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резерв захисту лінії 110кВ із вимикачем (2 панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110кВ (1 панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель тр-рів напруги 110кВ (1 панель на 2 секції 110кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10кВ та секц-го вимикача 10кВ (1панель на 2 вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземл-го реактора (1 панель на 2 секції 10кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 113 508,412 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.4.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
2.5	Приєднання лінії 110кВ із вимикачем із вбудованими тр-ми струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими тр-рами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 158 783,977 тис. грн.,

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

Таблиця 8.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ «Гайсин – Лад. Хутора» (вузол 3):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

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

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі визначають як:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тисяч гривень.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 23,1 = 26\,734,408 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 13,3 = 15\,392,538 \text{ (тис.грн.)}.$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат K :

$$K_1 = 158\,783,977 + 26\,734,408 = 185\,518,385 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_2 = 586,23 + 15\,392,538 = 15\,978,768 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

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

де B_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування і ремонт ЛЕП, тисяч гривень; B_{Π} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ПС, тисяч гривень; ΔW_t – зміна втрат електроенергії для електричної мережі внаслідок її розвитку, кВт·годин:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та також і ремонт підстанцій:

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$B_{\text{Л1}} = (26\,734,408 \cdot 0,3)/100 = 80,203 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (15\,392,538 \cdot 0,3)/100 = 46,178 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П1}} = (158\,783,977 \cdot 3)/100 = 4849,201 \text{ (тис.грн.)};$$

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

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.6:

Таблиця 8.6 – Зміна втрат потужності та електроенергії у нових під'єднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 12-501, 501-503 503-502 П/ст: 501, 502, 503	+1720	-	4,82
2	ЛЕП: 502-13	+1620	-	4,73

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 80,203 + 4849,201 + 4,82 \cdot 1,65 = 4851,676 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 46,178 + 17,587 + 4,73 \cdot 1,65 = 71,569 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електричної енергії в електромережу за рахунок її розвитку визначається як загальне річне електроспоживання додатково приєднаних нових споживачів. Тоді, по роках розвитку:

$$W_{1(\Sigma)} = 53,7 \cdot 5400 = 289980 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 8.5 \cdot 5400 = 45900 \text{ МВт·год};$$

Використовуючи (8.2) зміна прибутку за роками визначається так:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 289980 - 4851,676 = 52546,364 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 45900 - 71,569 = 9016,631 \text{ тис.грн..}$$

Згідно результатів попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку загалом визначається як (8.1):

$$E'_a = 0,302$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{\text{ок}} = 1 / E'_a = 1 / 0,302 = 3,3 \text{ років.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	59,2
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	5400
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	335 880
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	201 497,152
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3,3
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	МВт	4,73
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	2,15
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	651,35
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	14,02

По отриманим результатам, констатуємо що мережа є економічно доцільною, та її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від побудови нових споживачів. Рентабельність проекту загалом задовільна, оскільки близьке до значення $E_{\text{ан}}$ (банківський відсоток по вкладах (у в.о.) ($E_{\text{ан}} = 0,2$)). Термін окупності 3,3 років підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 9

ВИМОГИ І ПРАВИЛА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

Технічна експлуатація (ТЕ) електрообладнання - процес забезпечення і підтримки необхідного стану обладнання під час його використання або зберігання. ТЕ здійснюють фахівці електротехнічної служби підприємства. Результат ТЕ - експлуатаційна надійність електрообладнання. Іншими словами, технічна експлуатація обладнання починається з моменту його виходу з території заводу-виробника і закінчується здачею його в переробку на підприємстві з утилізації промислових відходів. Під експлуатацією розуміється стадія життєвого циклу виробу, на якій реалізується, підтримується або відновлюється його якість.

Таким чином, технічна експлуатація включає в себе наступні етапи [1, 2, 5]:

- транспортування;
- зберігання;
- монтаж;
- введення в експлуатацію;
- технічне обслуговування під час експлуатації;
- ремонт та утилізацію при настанні граничного стану.

Після чергового ремонту обладнання знову поступає на монтаж або на склад для наступної заміни обладнання, яке виводиться в ремонт.

Оскільки все електротехнічне обладнання має безпосередній вплив на якість електроенергії і надійність електропостачання в цілому, то основна мета технічного обслуговування (ТО) полягає в забезпеченні потрібного рівня надійності роботи обладнання протягом встановленого терміну служби з найкращими техніко-економічними показниками, найбільш важливими з яких є зменшення втрат енергії та збільшення ККД.

9.1 Види технічного обслуговування

Обслуговування електричного обладнання під час експлуатації містить в собі регулярні огляди електричних машин і трансформаторів та технічні заходи у відповідності з рекомендаціями заводу-виробника, які проводяться за спеціальним графіком та програмою. В склад ТО входять також ремонти, які розрізняються за своїм об'ємом. Оскільки ТО за виключенням зовнішніх оглядів проводяться на непрацюючому обладнанні при знятій напрузі, то графіки проведення ТО повинні бути узгоджені з графіком роботи основного технологічного обладнання.

Електричне та електромеханічне обладнання за своїм функціональним призначенням поділяється на основне та допоміжне.

До основного належить обладнання, без якого не можливо проведення нормального технологічного процесу з випуску продукції. До допоміжного належить обладнання, яке служить для покращення умов праці та підвищення його продуктивності, а також для дотримання екологічних та інших нормативів виробництва. Його відмова не призводить до перерв в основному технологічному процесі.

Основна мета ТО перебуває в забезпеченні надійної роботи, яка включає вихід з ладу та відмови обладнання. Однак аварії можуть виникати не тільки через погану експлуатацію, але і з причини порушення стандартів якості електричної енергії (ГОСТ 13109-97). Аварії та відмови призводять до матеріального і економічного збитку на виробництві. Тому виявлення причин відмов і аварій також є задачею експлуатації. Для цього необхідно проводити моніторинг якості електроенергії, щоб електропостачальні компанії несли свою частку відповідальності за порушення умов договору енергопостачання.

Оскільки вартість ТО входить у собівартість готової продукції, то питання про необхідні об'єми ТО є в більшості випадків чисто економічним. Є три види ТО [3, 6, 10]:

а) перший – практично без обслуговування (за принципом «не чіпай, поки не зламається»);

б) другий – планово-попереджувальна система обслуговування і ремонту (ППР);

в) третій – обслуговування з ремонтом по мірі необхідності.

Перший вид ТО є характерним для допоміжного електрообладнання – освітлення, вентиляції та електронагрівальних пристроїв. Вартість такого обладнання, як правило, невелика, що дозволяє мати на підприємстві його необхідний резерв та проводити у випадку необхідності швидку заміну.

Другий вид ТО є основним і використовується для основного і більшої частини допоміжного обладнання. ППР передбачає планові (за графіком) огляди і ремонт електричного та електромеханічного обладнання. При цьому контроль за поточним навантаженням, якістю і електроенергії та іншими режимними параметрами не передбачається. Функції контролю за відхиленням режимних параметрів від розрахункових покладається на системи захисту обладнання.

Основним недоліком системи ППР є можливість відправлення в ремонт роботоздатного обладнання, оскільки оцінка його зносу здійснюється непрямым шляхом за кількісними показниками. Так, для комутаційних апаратів критерієм зносу служить кількість вимикань (увімкнень) без врахування струмів вимикання, які і визначають їх знос. Для електричних машин і трансформаторів основним критерієм є час роботи без врахування реального навантаження тощо. А оскільки вартість ТО входить в собівартість продукції, то прагнення до зменшення витрат виробництва

призводить до бажання зменшити вартість ТО за рахунок раціоналізації ремонту.

В зв'язку з цим в світову практику почав впроваджуватися третій вид ТО, який забезпечує необхідний рівень надійності роботи обладнання при мінімальній вартості обслуговування. Використання цього виду ТО потребує контролю режимів роботи обладнання і умов навколишнього середовища. Контроль здійснюється за допомогою датчиків, які мають зв'язок з інформаційно-вимірювальною системою підприємства або з системою діагностики роботи обладнання. Ці системи за допомогою математичних моделей надійності обробляють отриману інформацію та видають дані за рівнем надійності та необхідності ремонту обладнання.

До переваг цього виду ТО належить виведення з експлуатації тільки того обладнання, ремонт якого об'єктивно необхідний. В першу чергу цей вид ТО розповсюджується на найбільш відповідальне та дороговартісне обладнання [3, 4].

9.2 Класифікація ремонту

Важливою умовою правильної експлуатації електрообладнання є своєчасне проведення планово-попереджувальних ремонтів (ППР) та періодичних профілактичних випробувань.

Поряд з повсякденним наглядом та оглядом обладнання у відповідностями з правилами експлуатації електроустановок споживачів (ПЕЕС) через визначені проміжки часу проводять планові міжремонтні випробування та вимірювання (профілактичні випробування, які не зв'язані з виведенням в ремонт) і різні види ремонту. За допомогою системи ППР обладнання підтримується в роботоздатному стані, який забезпечує виконання ним своїх технічних функцій, і частково запобігаються випадки відмов обладнання. В ході планового ремонту обладнання в результаті модернізації покращають його технічні параметри.

При плануванні і організації ремонту потрібно мати на увазі, що електричні машини та трансформатори можуть мати ремонтнопридатну і не ремонтнопридатну конструкцію. В останньому випадку замість ремонту обладнання здійснюють його заміну.

За призначенням ремонт поділяється на відновлювальний, реконструкцію і модернізацію. Відновлювальний ремонт здійснюється без зміни конструкції окремих вузлів та всього пристрою в цілому. Технічні характеристики обладнання залишаються незмінними. В ході реконструкції можуть змінюватись конструкції окремих вузлів і замінюватись окремі матеріали, в яких вони виготовлені, при практично незмінних технічних характеристиках. Модернізація передбачає заміну та удосконалення існуючих вузлів та матеріалів, які використовуються, щоб суттєво покращати технічні характеристики, наближаючи їх до характеристик нового сучасного обладнання.

За формою організації ремонт поділяється на централізований, децентралізований і змішаний. При централізованому ремонті роботи здійснюють спеціалізовані ремонтно-налагоджувальні підприємства без використання місцевих ремонтно-експлуатаційних служб. До цієї форми ремонту належить і фірмове технічне обслуговування (ТО) відповідального імпортного обладнання. Удосконалення цієї форми ремонту передбачає створення центрального обмінного фонду обладнання та розширення його номенклатури, а також розповсюдження сфери послуг ремонтних підприємств на проведення поточного ремонту і профілактичного обслуговування. Централізована форма ремонту забезпечує найбільш високу якість робіт.

При децентралізованому ремонті роботи здійснюють ремонтні служби підприємства, на якому встановлено це обладнання.

При змішаному ремонті частину робіт виконується централізовано (сторонніми організаціями), а частина – децентралізовано (власними ремонтними службами). Ступінь централізації залежить від характеру підприємства, типу і потужності обладнання.

За об'ємом ремонт підрозділяють на поточний, середній та капітальний.

Поточний ремонт проводять під час експлуатації обладнання для гарантованого забезпечення його роботоздатності, він полягає в заміні і відновленні його окремих частин та в їх регулюванні. Поточний ремонт проводиться на місці установки обладнання з його зупинкою та відключенням. Середній ремонт передбачає повне або часткове розбирання обладнання, ремонт і заміну зношених деталей та вузлів, відновлення якості ізоляції. При цьому досягається відновлення основних технічних показників роботи обладнання. Капітальний ремонт передбачає повне розбирання обладнання з заміною або відновленням будь-яких його частин, включаючи обмотки. При цьому досягається повне (або близьке до нього) відновлення ресурсу. Зараз в основному проводять поточний та капітальний ремонт, хоча в деяких випадках передбачають і середній ремонт.

Технічні умови ремонту. Відремонтована машина забезпечується усіма необхідними деталями, включаючи при необхідності з'єднувальні і установчі, а камери підшипників качіння заповнюються мастилом. Поверхні корпусу і підшипникових щитів покривають фарбою, а кінці валів – консерваційним мастилом.

Після проведення післяремонтних випробувань ремонтне підприємство повинно гарантувати безвідмовну роботу машини на протязі одного року при дотриманні умов транспортування, збереження та експлуатації.

Вихідні кінці обмоток маркують у відповідності зі стандартом, а на корпус машини встановлюють новий щиток, де вказують підприємство, яке проводило ремонт, дату випуску з ремонту та технічні дані машини у відповідності зі стандартами.

На ремонтних підприємствах існують технологічні карти ремонту електричних машин, які складаються у вигляді таблиць, в яких наведені номери і вміст усіх технологічних операцій, технічних умов і вказівок з проведення ремонту. В них також приводяться дані про пристосування і обладнання, які необхідні для ремонту, та норми часу на проведення окремих операцій.

Поточний ремонт. Цей вид ремонту використовується для машин, які знаходяться в експлуатації або в резерві, в терміни, встановлені графіком ППР.

Поточний ремонт проводиться на місці установки електричної машини з її зупинкою і відключенням силами обслуговуючого електротехнічного персоналу. Якщо для проведення поточного ремонту виникає потреба в спеціальних складних пристосуваннях та значному часі, то він проводиться силами персоналу електроремонтного або спеціалізованого підприємства.

В процесі ремонту виконуються такі роботи:

- чищення зовнішніх поверхонь машини;
- перевірка стану підшипників качіння, їх промивання та заміна (у випадку збільшених радіальних ущільнень);
- перевірка роботи змащувальних кілець та системи примусового змащування в підшипниках ковзання;
- огляд та чищення вентиляційних каналів, обмоток статора і ротора, колекторів і контактних кілець;
- перевірка стану кріплення лобових частин обмоток та бандажів;
- усунення місцевих пошкоджень ізоляції та виявлених при огляді дефектів;
- сушіння обмоток та покриття їх при необхідності емалями;
- шліфування контактних кілець і колекторів (при необхідності їх продорожування);
- перевірка і регулювання щіткового механізму та систем захисту;
- збирання машини, перевірка її роботи на холостому ходу та під навантаженням;
- проведення приймально-здавальних випробувань та здавання в експлуатацію з відповідною відміткою в технічній документації.

Капітальний ремонт. Цей вид ремонту використовується для машин, які знаходяться в експлуатації, в терміни, встановлені графіком ППР або за результатами профілактичних (після оглядових) випробувань. Капітальний ремонт проводиться для відновлення робото здатності та повного відновлення ресурсу електричної машини з відновленням або заміною усіх зношених або пошкоджених вузлів та заміною обмоток. Ремонт машини недоцільний, якщо є значні пошкодження механічних вузлів, які не можливо усунути силами

ремонтного підприємства [5].

Типовий об'єм капітального ремонту включає в себе:

- операції поточного ремонту;
- перевірку повітряного зазору між статором і ротором (якщо конструкція машини дозволяє це здійснити);
- перевірку вісьового розбігу ротора і зазорів між шийкою валу та вкладишем підшипника ковзання (при необхідності проводиться пере заливання вкладиша);
- повне розбирання машини і мийку усіх механічних вузлів та деталей, продування та чищення колектора, контактних кілець, щіткового механізму і не пошкоджених ізоляційних деталей, дефектацію вузлів і деталей;
- ремонт корпусу, підшипникових щитів, магнітопроводів (зварювання тріщин, відновлення різбових отворів, відновлення замикань між окремими листами осердя статора і ротора, усунення розпушіння листів, відновлення пресування, ремонт вигорілих ділянок з встановленням протезів);
- ремонт вала (виправлення торцевих отворів, усунення прогинів, відновлення посадочних отворів та шпон очних канавок);
- витягнення статорних обмоток, виготовлення та укладка нових обмоток з круглого проводу, ремонт або виготовлення нових обмоток з прямокутного проводу та їх укладка, збирання і паяння (зварювання) електричних схем, пропітка та сушіння обмоток, нанесення на лобові частини покривних емалей;
- збирання та оздоблення машини, проведення приймально-здавальних випробувань.

При капітальному ремонті здійснюють заміну підшипників качіння, які відпрацювали свій ресурс (поза залежності від їх стану). Рішення про використання підшипників, які відпрацювали свій ресурс, приймається після їх дефектації. При цьому потрібно пам'ятати, що збиток від можливої відмови підшипника та пов'язаної з цим відмови (зупинки) двигуна суттєво більше вартості самого підшипника [5, 6].

Обмотки з круглого проводу та низьковольтної обмотки з прямокутного проводу при ремонті, як правило, повторно не використовують, оскільки

витагнути такій провід без пошкодження практично не можливо. Після видалення вони передаються на переплавку. Високовольтні обмотки з прямокутного проводу можуть використовуватись повторно після заміни виткової і корпусної ізоляції

9.3 Оперативне обслуговування трансформаторів

Контроль режиму роботи. Періодичний контроль режиму роботи трансформатора здійснюється шляхом перевірки навантаження, рівня напруги та температури масла за допомогою вимірювальних приладів. Результати вимірювань параметрів фіксують в добовій відомості: на електростанціях та підстанціях з постійним черговим персоналом вимірювання виконують один раз в 1÷2 години; на підстанціях без постійного чергового персоналу – при кожному відвідуванні об'єкту роз'їзним оперативним персоналом або методом телевимірювань. При виникненні перевантаження контроль ведеться частіше.

На гідроелектростанціях та підстанціях без постійного чергового персоналу, які не мають пристроїв телевимірювання, додатково, не менше двох разів у рік (зазвичай влітку та взимку) повинні виконуватись погодинні записи навантаження для уточнення сезонних змінювань режиму роботи трансформатора. Крім того, здійснюється безперервний автоматичний контроль за перевантаженням.

Візуальний контроль стану трансформатора. Для своєчасного виявлення несправностей трансформаторів, які при подальшому їх розвитку можуть призвести до аварій, усі трансформатори підлягають періодичному зовнішньому огляду (без вимикання).

Планові огляди головних трансформаторів електростанцій та підстанцій, трансформаторів власних потреб підстанцій, трансформаторів в зоні забруднення здійснюються не менше одного разу на добу на установках з постійним черговим оперативним персоналом та не менше одного разу в місяць на установках без постійного чергового персоналу. Решта трансформаторів повинна оглядатися не менше одного разу в тиждень на установках з постійним черговим персоналом,

одного разу на місяць на установках без постійного чергового персоналу та одного разу на 6 місяців на трансформаторних пунктах.

При плановому періодичному огляді перевіряють стан зовнішньої ізоляції – вводів трансформатора, а також встановлених на ньому розрядників та опорних ізоляторів (перевіряється цілість фарфору, наявність тріщин, ступінь забруднення поверхні). Крім того, перевіряють цілість мембрани вихлопної труби, стан доступних ущільнень фарфорових з'єднань та відсутність течі масла. При огляді контролюють стан доступних для спостереження контактних з'єднань.

За маслопоказчиками і масломірним склом визначають рівень масла в баці трансформатора та в розширювачі, а також звертають увагу на колір масла (потемніння масла може свідчити, наприклад, про термічний розклад внаслідок підвищеного нагрівання). Через оглядове скло оглядають індикаторний силікагель в повітряосушувачах бака трансформатора і вводів. Зміна кольору силікагелю від блакитного до рожевого свідчить про вологу сорбенту та необхідність перезарядження повітряосушувача.

Показником стану трансформатора може служити характер шуму, який він видає, (прослуховування потрібно вести при зупинених вентиляторах). Свідченням можливої несправності служить потріскування або щиглики, які можуть бути пов'язані з розрядами в баку (наприклад, з-за обриву заземлення активної частини), а також періодичне змінювання рівня або тону шуму.

Огляди трансформатора потрібно проводити у світлий час доби або при увімкненому освітленні. В темряві можна виявити дефекти, які є джерелами світла: нагрівання контактних з'єднань, коронні та інші види часткових розрядів на поверхні зовнішньої ізоляції тощо.

Позачергові огляди трансформаторів зовнішньої установки необхідно виконувати за екстремальних умов: різке зниження температури навколишнього повітря, ураган, сильний снігопад, ожеледь. При цьому перевіряють рівень масла, стан ввідів та системи охолодження.

Позачергові огляди проводяться також після короткого замикання (КЗ) обмоток або при появі сигналу газового реле. В першому випадку перевіряють

стан струмоведучих кіл, по яких протікав струм КЗ, а також ізолятори, які перенесли вплив динамічних навантажень, в другому – стан газового реле та його кіл. При необхідності позачерговий огляд може виконуватися і з вимиканням трансформатора, коли необхідно більш ретельно вивчити елемент, стан якого викликає сумніви, або коли доступ до об'єкту, який перевіряється, неможливий без зняття напруги.

Пристрої релейного захисту, автоматики та сигналізації. Пристрої релейного захисту, які мають силові трансформатори, повинні реагувати на дві групи подій: пошкодження трансформатора та аварійні режими роботи.

До пошкоджень, які викликають спрацювання релейного захисту, належать міжфазні та однофазні замикання в обмотках та на виводах, виткові замикання в обмотках, частковій пробій ізоляції введів, а також пошкодження, які пов'язані з виділенням газу та підвищення тиску в баці трансформатора і регулюючого пристрою.

До аварійних режимів, на які повинні реагувати захисти трансформаторів, належить поява надструмів, які обумовлені зовнішніми КЗ або перевантаженнями, а також зниження рівня масла. Пристрої релейного захисту встановлюються на спеціальних панелях, в тому ж приміщенні, в якому знаходиться щит управління. Для захисту трансформатора від пошкоджень в залежності від потужності та характеру установки використовуються такі види захистів:

- диференціальний захист, який є основним захистом потужних силових трансформаторів від внутрішніх пошкоджень і спрацює при КЗ усередині зони, яка обмежена двома комплектами трансформаторів струму (принцип дії засновано на порівнянні значень та напрямлення струмів);

- струмова відсічка без витримки часу, яка встановлюється на трансформаторах невеликої потужності і є самим простим швидкодіючим захистом від внутрішніх пошкоджень;

- захист від надструмів зовнішніх КЗ (найбільш простим захистом цього виду є максимальний струмовий захист);

- захист від перевантаження, який виконується з дією на сигнал та складається з реле струму і реле часу.

Широке розповсюдження отримав газовий захист завдяки відносній простоті та чутливості до великої кількості внутрішніх пошкоджень масляного трансформатора та його перемикаючого пристрою. Внутрішні пошкодження трансформатора, як правило, супроводжуються розкладом масла і інших ізоляційних матеріалів з утворенням летючих газів. Гази піднімаються до кришки трансформатора і попадають в розширювач через газове реле, яке встановлено на маслопроводі і з'єднує розширювач з баком. Існує декілька типів реле, які встановлюються на трансформаторах в залежності від їх потужності.

Про причини спрацювання газового захисту та про характер пошкодження можна говорити на підставі дослідження накопиченого в реле газу, визначаючи його кількість, колір та хімічний склад [13].

РОЗДІЛ 10

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи запропоновані заходи з охорони праці та ЦЗ під час експлуатації електрообладнання підстанцій. В процесі виконання досліджень на електротехнічний персонал впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [1, 2]:

1) фізичні: підвищена запиленість повітря робочої зони; підвищена та знижена температура повітря робочої зони; підвищена та знижена рухомість повітря; підвищена та знижена вологість повітря; підвищений рівень шуму на робочому місці; підвищений рівень інфразвукових коливань; підвищений рівень ультразвуку; небезпечне значення напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини; підвищений рівень статичної електрики; нестача природного освітлення; недостатнє освітлення робочої зони; підвищена яскравість світла; знижена контрастність; прямий і відбитий блиск; підвищена пульсація світлового потоку;

2) психофізіологічні: фізичні перевантаження (статичні); нервово-психічні перенавантаження (розумові перенапруги, монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць на опорах ПЛ

Під час оформлення завдання на виконання робіт працівник, який видає наряд (розпорядження), повинен враховувати наявність дефектів на ПЛ (опори, провід, трос, ізоляція, траверси, роз'єднувачі, пункти автоматичного секціонування і введення резервного живлення та ін.), перевірити за оперативною документацією наявність на ПЛ 6-35 кВ однофазних замикань на землю, які могли пошкодити арматуру опори, і зазначити в рядку "Окремі вказівки" наряду умови

та способи виконання робіт. Підніматись на опору і працювати на ній дозволяється тільки в тих випадках, коли є впевненість в достатній стійкості і міцності опори. Необхідність і способи укріплення опори, міцність якої викликає сумнів (недостатнє заглиблення, спучення і перезволоження ґрунту, загнивання деревини, тріщини в бетоні тощо), визначає на місці керівник робіт.

Роботи зі складання, встановлення, виправлення, замінювання опор та їх елементів, а також із замінювання проводів (тросів) слід виконувати за технологічною картою або ППР під керівництвом керівника робіт із складу керівників або спеціалістів. Опори, не розраховані на одностороннє тяжіння проводів і тросів, і ті, що тимчасово піддаються такому тяжінню, необхідно попередньо укріпити для запобігання їх падінню. Забороняється підніматись та перебувати на проміжній опорі, якщо на ній закріплено менше двох проводів. Укріплення опори за допомогою розтяжок слід виконувати без піднімання на опору, тобто з телескопічної вишки або іншого механізму для піднімання людей, із встановленої поряд опори або застосовувати для цього спеціальні розкріплювальні пристрої, для навішування яких не потрібно підніматись по опорі. Підніматись на опору дозволяється членам бригади:

- з групою II - для виконання тих видів робіт, що виконуються з вимкненням ПЛ, до верху опори;
- з групою I - для проведення всіх видів робіт не вище 3 м від землі (до ніг того, хто працює).

Під час переміщення по дерев'яній та залізобетонній опорах слід закріплюватись стропом запобіжного пояса за опору. Забороняється на кутових опорах зі штирьовими ізоляторами підніматись і працювати з боку внутрішнього кута. Забороняється підніматись на опори ПЛ до 154 кВ з боку траверс. Під час піднімання з переходом через траверси необхідно використовувати двостропні запобіжні пояси, переставляючи стропи через перешкоду так, щоб у будь-який момент працівник був закріплений одним зі стропів. Під час виконання роботи на опорі слід використовувати запобіжні пояси і спиратись на обидва кігті (лази) у разі їх застосування. Під час виконання роботи на опорі працівник повинен

розташовуватись так, щоб не випустити з поля зору найближчі проводи, що перебувають під напругою. У разі замінювання деталей опори необхідно виключити можливість її зміщення або падіння.

Забороняється відкопувати одночасно обидва стояки опори для замінювання одинарних і здвоєних приставок П- і АП-подібних опор. Слід спочатку замінити приставку на одному стояку опори, закріпити бандажі та втрамбувати землю і тільки тоді почати замінювати приставки на іншому стояку. Замінювати здвоєні приставки необхідно по чергово. Забороняється перебувати в котловані під час витягування або опускання приставки. Способи звалювання та встановлення опори, необхідність та способи її укріплення для запобігання відхиленню визначає керівник робіт або працівник, який видає наряд. У разі застосування відтяжок з гаками вони повинні мати запобіжні замки. Під час виконання роботи на ізолювальних підвісках дозволяється переміщуватися по підтримувальних одноланцюгових і багатоланцюгових (з двома і більше гірляндами) підвісках ізоляторів та по натяжних багатоланцюгових підвісках. Працювати на одноланцюговій натяжній ізолювальній підвісці допускається із застосуванням спеціальних пристосувань (наприклад, трапів).

Під час виконання роботи на підтримувальній ізолювальній підвісці строп запобіжного пояса необхідно закріпити за траверсу. Якщо довжина стропу недостатня, слід застосовувати закріплені за пояс два страхувальних канати. Один канат прив'язують до траверси, а другий, попередньо заведений за траверсу, підстрахувальник бригади попускає в міру необхідності. Під час виконання роботи на натяжній ізолювальній підвісці строп запобіжного пояса необхідно закріпити за траверсу або за призначене для цієї мети пристосування.

На підтримувальних та натяжних багатоланцюгових ізолювальних підвісках допускається закріплювати строп запобіжного пояса за одну з гірлянд ізоляторів, на якій робота не проводиться. Забороняється закріплювати строп за гірлянду, на якій виконується робота. У разі виявлення несправності, що може призвести до розчеплення ізолювальної підвіски, роботу необхідно припинити до усунення дефекту. Забороняється під час піднімання на траверси проводів, тросів або

спускання з них, а також у разі їхнього натягування перебувати на цих траверсах або під ними. Вибирати схему піднімання вантажу та розміщувати піднімальні блоки слід так, щоб уникнути появи зусиль, які можуть призвести до пошкодження опори. Забороняється перебувати біля опори в тих місцях, над якими виконуються роботи.

10.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

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

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

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

засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

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

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [6] встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення. Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [7]: температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні допустимих параметрів мікроклімату не повинна перевищувати 2°C; якщо температура поверхонь вище або нижче допустимої температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше 1 м; для

забезпечення нормованих значень швидкості руху повітря проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ [6]. Нормовані параметри забруднення повітря в робочій зоні наведено в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м		Клас небезпечності
	Максимальна разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	4	4	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [7]: провітрювання приміщення; цілісність вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення під час роботи; встановлення пиловловлюючих засобів.

10.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – середньої точності [8].

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в».

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп

E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні 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 світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості. При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

10.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [9].

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Нормовані параметри виробничого шуму в робочій зоні наведено в таблиці 10.4.

Таблиця 10.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Творча діяльність, конструювання і проєктування, програмування	86	71	61	54	49	45	42	40	38

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно: безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі; для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

10.2.5 Фактори трудового процесу

Фактори трудового процесу визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [1]. Робота електротехнічного персоналу потребує значних фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (ккал/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, ккал/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до 44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кг – до 30 кг; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 40000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (ккал/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни;нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності

Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) - більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) - більше 300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; ступінь ризику для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

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

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

В умовах зростання дефіцитності енергоносіїв і істотне підвищення їх вартості споживання вимагає посиленої уваги до енергозбереження та підвищення рівня енергобезпеки. Раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів зумовлює для підприємств якісне виробництво, прийнятний рівень собівартості продукції, економічна самостійність та безпека. На сучасному етапі розвитку наша держава, на жаль, залишається однією з найбільш енергоємних країн світу. А енергоємність валового внутрішнього продукту – основний показник ефективності економіки. В Україні великими темпами розвивається вітроенергетика. Але на жаль стійкість, якість та безпека нових вітроенергетичних установок не достатньо пропрацьована. Тому цим питанням ми маємо приділяти достатньо уваги в процесі проектування.

10.3.1 Дослідження безпеки роботи електричної мережі в умовах дії буревіїв

Трансформатори, повітряні лінії електропередачі і відкриті електричні підстанції проектують з урахуванням вітрових навантажень. Буревій має

руйнівну силу і буває тривалий в часі, швидкість якого понад 30 м/сек (12 балів по шкалі Бофорта) .

При обтіканні проводів потоком повітря, спрямованим поперек осі лінії або під деяким кутом до цієї осі, з підвітряного боку проводу виникають завихрення. Періодично відбуваються відриви вітру від проводу та утворення вихорів протилежного напрямку. При збігу частоти утворення вихорів з однією з частот власних коливань натягнутого проводу останній починає коливатися у вертикальній площині. При цьому одні точки найбільше відхиляються від положення рівноваги, утворюючи пучність хвилі, а інші - залишаються на місці, утворюючи так звані вузли. Коливання проводів та грозозахисних тросів з амплітудою, що не перевищує 0,005 довжини напівхвилі або двох діаметрів дроту, називаються вібрацією.

Вібрація проводів спостерігається, як правило, в прольотах довжиною більше 120 м і посилюється зі збільшенням прольотів. Особливо небезпечна вібрація на переходах через річки та водні простори з прольотами завдовжки більше 500 м. Це виникає при швидкостях вітру 8 м/с. Небезпека вібрації полягає в обривах окремих проводів на ділянках їх виходу з затискачів. Ці обриви відбуваються внаслідок того, що змінні напруги від періодичних вигинів проводів у результаті вібрації накладаються на основні розтягують напруги в підвішеному проводі. Якщо останні напруги невеликі, то сумарні напруги не досягають межі, при якому відбувається руйнування проводів.

До основних елементів об'єкта від яких залежить його функціонування є трансформатори, генератори, відкриті розподільчі пристрої, релейний захист та автоматика, повітряні та кабельні лінії електропередачі, електричні апарати.

По таблицях 3, для кожного елемента визначаємо границю стійкості при яких він отримує середні руйнування. Дані заносимо в таблицю 10.4.

Таблиця 10.4 -Границі стійкості кожного елемента електричної мережі

№	Елементи електричної мережі	$\Delta P_{\text{фiгран}}, \text{кПа}$	$\Delta P_{\text{фгран}}, \text{кПа}$
1	Опори ПЛ	10	10
2	Портальні опори	10	
3	Кабельна мережа	30	
4	Вимикачі	15	
5	Роз'єднувачі, розрядники	15	
6	Вимірювальні трансформатори	20	
7	Релейний захист та автоматика	50	
8	Генератори	40	
9	Силові трансформатори	20	
10	Відкриті розподільчі пристрої	35	

Границя стійкості об'єкта в цілому складає 10 кПа. Найбільш уразливий елемент електричної мережі – опори повітряних ліній. Відповідно до довідникових даних такий тиск буревій може спричиняти при швидкісному напорі 29 м/с, або 110 км/год.

Для такої швидкості вітру розрахуємо максимальне навантаження на провід:

$$P_m = W_{om} \cdot C_c \cdot C_{aer} \cdot C_{dc} \cdot d \cdot L_{vimp} \cdot 10^{-3} \cdot \sin^2 \phi,$$

де d – діаметр проводу (для АС-120 – 6,2 мм);

L_{vimp} – довжина вітрового прольоту (до 120 м), ϕ – кут між напрямом вітру і віссю проводу, 90°;

C_{aer} – аеродинамічний коефіцієнт, для лінії діаметром <20 мм – 1,2.

$$W_{om} = j_{f \max} \cdot W_0 = 0,6 \cdot 500 = 300 (\text{Па}),$$

де $j_{\max}$ – коефіцієнт надійності по максимальному тиску вітру, 0,6;
 W_0 – характеристичне значення максимального тиску (для третього району становить 500 Па).

Знайдемо коефіцієнт впливу на вітрове навантаження місцезнаходження елемента ПЛ:

$$C_C = C_h \cdot C_{rel} \cdot C_{dir} = 0,9 \cdot 1 \cdot 1 = 0,9,$$

де C_h – коефіцієнт збільшення вітрового тиску в залежності від висоти, для 3-го району і на висоті 16,5 м дорівнює 0,9;

C_{rel} – коефіцієнт рельєфу, 1;

C_{dir} – коефіцієнт напрямку, 1.

Знайдемо коефіцієнт динамічності:

$$C_{dc} = q_{tu} \cdot \alpha \cdot k_L = 1,8 \cdot 0,889 \cdot 1,126 = 1,801,$$

де q_{tu} – коефіцієнт динамічних коливань провода, приймаємо 1,8.

Знайдемо коефіцієнт враховуючий нерівномірність вітрового поля в прольоті:

$$\alpha = 2,6 - 0,3 \cdot \ln W_{om} = 2,6 - 0,3 \ln 300 = 0,889$$

Знайдемо коефіцієнт довжини прольоту на вітрове навантаження:

$$k_L = 1,7 - 0,12 \cdot \ln L = 1,7 - 0,12 \ln 120 = 1,126$$

де L – довжина прольоту.

Підставивши всі дані у формулу 5.1 знайдемо максимальне навантаження на провід:

$$P_m = 300 \cdot 0,9 \cdot 1,2 \cdot 1,801 \cdot 0,006 \cdot 120 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 = 0,336 \text{ (Па} \cdot \text{м}^2)$$

Отже при таких навантаженнях ПЛ, як один із найуразливіших елементів електричної мережі буде стійким в умовах дії буревію.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи електричних мереж в умовах дії ЕМІ

При дослідженні безпеки роботи електричної мережі проводиться аналіз і безпеки роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної апаратури, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання в захисних екранах [33].

За критерій безпеки роботи в умовах ЕМІ прийнятий коефіцієнт безпеки, який визначається за формулою:

$$K_{\delta(\epsilon, \epsilon)} = 20 \cdot \lg \left(\frac{U_{\delta}}{U_{(\Gamma)}} \right) \geq 40 \text{ (дБ)},$$

де U_{δ} – допустима напруга живлення, В;

U_{Γ} – напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу, В;

Визначимо допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\delta} = U_{\text{жс}} + \frac{U_{\text{жс}}}{100} \cdot n = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

де n – допустиме коливання напруги ($n = \pm 5\%$);

$U_{\text{жс}}$ – напруга живлення ($U_{\text{жс}} = 12 \text{ В}$).

Горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_{\text{вмакс}} = 10,2 \text{ (В/м)}.$$

Значення максимальних довжин струмопровідних частин (в горизонтальних і вертикальних частинах) на кожній ділянці l_6 , l_7 зведемо в таблицю. Визначаємо горизонтальну і вертикальну напругу наводки на струмоведучих частинах та відповідні коефіцієнти безпеки:

Для блоку живлення:

$$U_6 = E_2 \cdot l_6 = 10,2 \cdot 0,2 = 2,04 \text{ (В)},$$

$$U_7 = E_2 \cdot l_7 = 10,2 \cdot 1,1 = 11,02 \text{ (кВ)},$$

$$K_{66} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,6}{2,04}\right) = 23,63 \text{ (дБ)},$$

$$K_{67} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,6}{11,02}\right) = 3,56 \text{ (дБ)}.$$

Для всіх інших блоків розрахунок проводиться аналогічно і результати заносимо в таблицю 10.5.

Таблиця 10.5 – Дані розрахунку по різним блокам ЕМ

Елемент ЕМ	l_6 , (м)	l_7 , (м)	K_{66} , (дБ)	K_{67} , (дБ)	Стан ел-та
Блок живлення	0,2	1,1	23,63	13,56	не стійкий
Релейний захист та автоматика	0,12	0,36	19,29	11,16	не стійкий
Блок прийому і передачі	1,2	0,95	30,69	10,15	не стійкий
Вимірювальні трансформатори	0,41	1,3	29,55	26,85	не стійкий
Диф. захист підстанцій та РП	0,24	0,42	37,36	37,18	не стійкий
Струмовий захист підстанцій та РП	0,36	0,63	24,437	15,17	не стійкий

Так як $K_{6(в,г)} < 40$ дБ, то апаратура ЕМ буде не стійка в роботі і тому є потреба проводити екранування.

Для захисту проводів від пошкоджень, що викликаються вібрацією при сильному вітрі, застосовуються різні засоби: зниження натягу в проводах,

посилення проводів спіральною арматурою, зміна довжини прольотів між розпірками в розщеплених проводах.

Для того, щоб електрична мережа була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно щоб коефіцієнт безпеки знаходився в межах від 0 до 40 (дБ). Так як $K_{б(в,г)} < 40$ (дБ), то апаратура буде не стійка в роботі, а тому необхідне екранування. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини стінок екрану для блоку живлення. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 5.9.

$$A_{екр} = K_{бном} - K_{бмін} = 40 - 10,15 = 29,85 \text{ (дБ)},$$

$$t = \frac{A_{екр1}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{29,85}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,3 \text{ (см)},$$

де $k = 5,2$ (для сталі);

$f = 15000$ (Гц).

Таблиця 10.6 – Дані розрахунку захисних екранів по різним блокам ЕМ

№	Елементи електричної мережі	$A_{екр}$, (дБ)	t , (см)
1	Блок живлення	26,44	0,27
2	Релейний захист та автоматика	28,84	0,29
3	Блок прийому та передачі	29,85	0,3
4	Вимірювальні трансформатори	10,45	0,17
5	Диференціальний захист підстанцій та РП	2,82	0,11
6	Струмовий захист підстанцій та РП	24,83	0,21

Для підвищення безпеки роботи ЕМ до ЕМП необхідно: встановити захисний екран із сталі з товщиною стінок не менше 0,03 (см), на входах і виходах пульта управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення.

У кожному конкретному випадку повинні бути знайдені найефективніші і економічно доцільні засоби захисту вітроустановок в складі електроенергетичної системи. Доцільним також є застосування таких заходів:

Перехід від електричних мереж зв'язку до волоконно-оптичних;

Металоокисні варистори й високошвидкісні зенеровські діоди;

Створення роз'ємів з фільтрами і вбудованими зенеровськими діодами;

Екрани і захисні пристрої;

Захист кабелів тощо.

З'єднувальні кабелі за захистом прокладають в земляних траншеях під цементним чи бетонованою підлогою будинків або укладають в сталеві коробки, які заземляють. Можна розміщувати кабелі і на поверхні поля, закривши їх заземлюючими швелерами.

Отже, нами було досліджено безпеку роботи електричної мережі в буревію та ЕМІ. Для забезпечення надійної роботи ЕМ необхідно встановлення спіральних та маятникових гасителів вібрації. Для захисту елементів ЕМ від дії ЕМІ необхідне встановлення різних пасивних захисних екранів.

ВИСНОВКИ

До існуючої схеми необхідно було під'єднати нових споживачів: вузли 501, 502 та СЕС вузол 503. Відповідно до заданої категорії споживачів I та II було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Надійність обладнання нових ПС та вузлів, що розвиваються перевіряємо за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності. Так для ПС Дашів (вузол 12) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин»

Для нових п/с 501, 502, 503 обрали схему РП типу: “ місток із вимикачами у колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Також для вузла 13 п/с Гайсин, пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,73 МВт при сумарній отриманій активній потужності 120,62 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 201 497,152 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки $E(0,302)$ близький до $E_a'(0,2)$, та швидкий термін окупності 3,3 років.

Якісний ремонт та використання сучасних методів експлуатації, заснованих на діагностиці технічного стану силових трансформаторів, дозволяють забезпечити безперебійну роботу виробничих механізмів, зменшити витрати на їх експлуатацію та продовжити термін служби.

За останні роки були виконані наукові розробки в галузі вдосконалення експлуатації обладнання, а також створені технічні засоби для реалізації багатьох ідей в цій області. Однак, як показує досвід, ускладнення установок і взаємозв'язків між ними призводить до подальшого зростання числа проблем, у вирішенні яких повинен приймати участь експлуатаційний персонал.

Технічне обслуговування електрообладнання включає: профілактичний контроль стану ізоляції та контактної системи, а також пристроїв охолодження, регулювання та пожежогасіння, який виконується поза комплексом планово-попереджувального ремонту; роботи по підтриманню в потрібному стані ізоляційного середовища, в тому числі роботи з відновлення якості ізоляційного матеріалу; змащення та догляд за доступними обертовими вузлами, підшипниками пристроїв регулювання напруги та охолодження; періодичне опробування резервного допоміжного обладнання, налаштування, перевірка та ремонт вторинних кіл і пристроїв захисту, автоматики, сигналізації та керування.

Надійність, безперебійність і безпека роботи електрообладнання може бути забезпечена правильною системою ремонту електроустаткування експлуатуючою організацією. Такою системою є планово-попереджувальний ремонт, що представляє собою форму організації ремонту, що складається з комплексу організаційно-технічних заходів, що забезпечують виконання технічного обслуговування та профілактичного ремонту.

В розділі "Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях" були вирішені питання забезпечення безпеки праці персоналу, що встановлює і обслуговує обладнання на підстанції, з врахуванням правил техніки безпеки і безпечної експлуатації електроустановок, з дотриманням норм, які забезпечують

нормальну і безпечну роботу, як для обслуговуючого персоналу, так і для електротехнічного обладнання. Для цього були запропоновані технічні рішення щодо безпечної експлуатації підстанції, технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії, а також технічні рішення системи запобігання пожежі і системи протипожежного захисту.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Буряк В.М., Дейнеко Н.А. Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 с
3. В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко Експлуатація силових трансформаторів, навч. посібник. - Харків, ХНАМГ, 2006, 99 с.
4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. Залізняк І. Ю. Особливості технічної діагностики силових трансформаторів [Електронний ресурс] / І. Ю. Залізняк // Матеріали XLVII науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 14-23 березня 2018 р. – Електрон. текст. дані. – 2018. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2018/paper/view/4580>.
8. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Постанова НКРЕКП № 57 від 20.01.2020. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
9. ГКД 34.46.501-2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації Затв. наказом Мінпаливенерго України № 137 від 19 березня 2003 р.
10. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.
11. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

12. СОУ-Н ЕЕ 40.12-001100227-47:2011 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 19 травня 2011 року № 124

13. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.

14. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

15. Корчмарчук В. О. Конструктивні особливості та режими роботи силових трансформаторів [Електронний ресурс] / В. О. Корчмарчук // Матеріали XLV Науково-технічної конференції ВНТУ, Вінниця, 23-24 березня 2016 р. - Електрон. текст. дані. - 2016. - Режим доступу : <http://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2016/paper/view/821>.

16. Електричні системи і мережі. Частина I [Текст] : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.

17. 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 МЕН 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.

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

19. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів

будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

20. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

21. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

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

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

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

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

26. Лагутін В. М. Удосконалення випробувань вимірювальних трансформаторів в умовах експлуатації [Електронний ресурс] / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, В. В. Нетребський // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. - 2015. - № 2. - Режим доступу : <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/444>.

27. Дмитро Пустовіт, Андрій Фурман, Іван Тиднюк, Карім Паламарчук «ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНОГО РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL1:

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/21598/17856>

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розширення електричної мережі з дослідженням особливостей експлуатації електрообладнання підстанції

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Фурман А.С.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Казьмірук О.І.
(прізвище, ініціали)

Додаток Б. Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗШИРЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ**

08-21.МКР.027.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Казьмірук О.І.

Магістрант групи ЕСМ-22 мз

_____ Фурман А.С.

Вінниця 2024 р.

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 обладнання електричної підстанції.

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження експлуатації обладнання підстанцій.;

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

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	25.01.24	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	26.01.24	10.03.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	11.03.24	05.04.24	
4	Аналіз особливостей експлуатації електрообладнання підстанції	06.04.24	30.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.24	10.05.24	
6	Техніко-економічна частина	11.05.24	16.05.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.24	25.05.24	
8	Оформлення презентації	26.05.24	30.05.24	

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

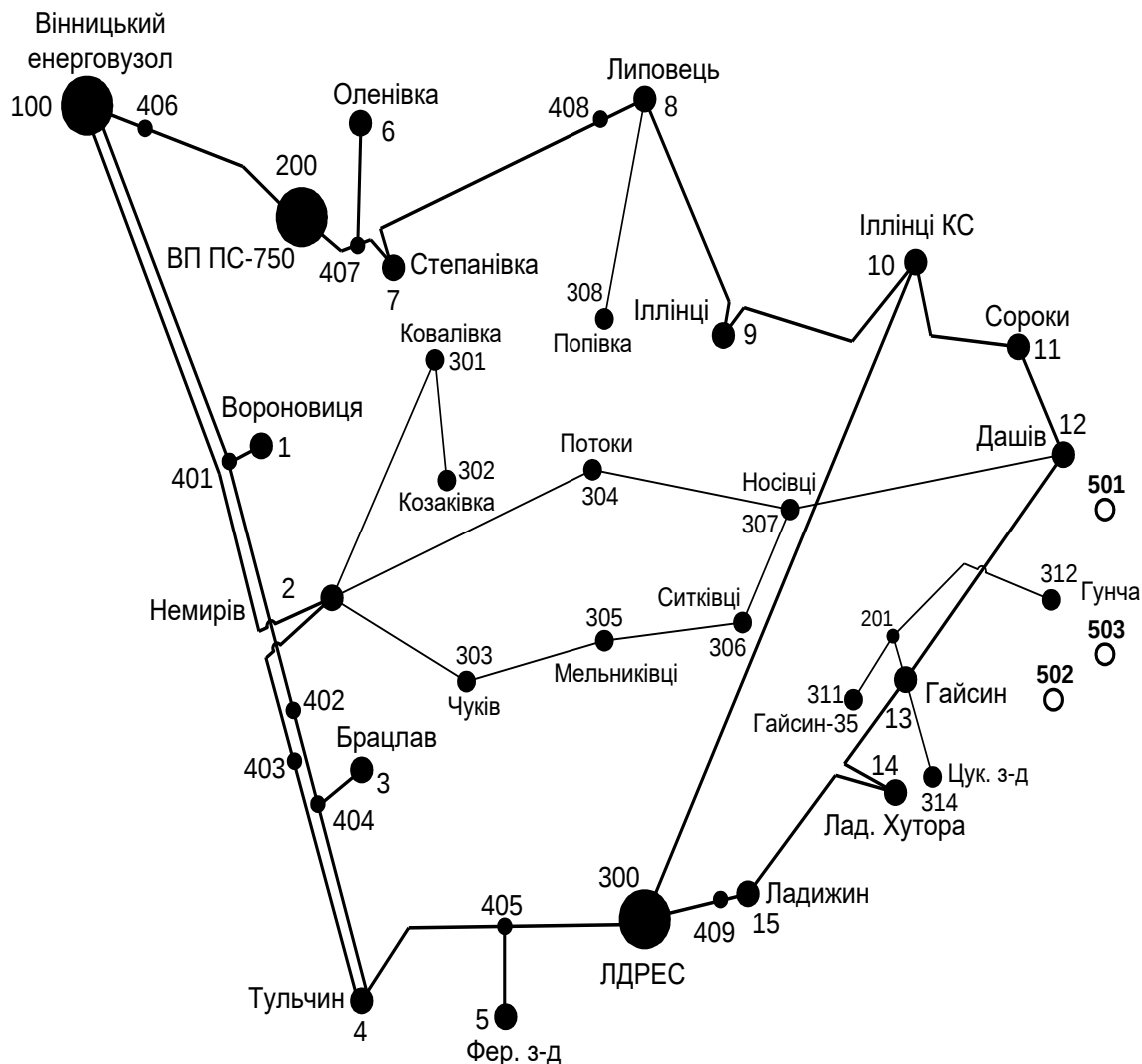


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5600 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 382 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	СЕС 3 (503)
Навантаження, МВт	18,1	4,2	8,2
cos φ	0,88	0,89	0,87
Категорія споживачів	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	75	78	80	82	88	90	92	95	96	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	401	Вінницький енерговузол – 401	14,08	АС-185
401	1	401 – Вороновиця	7,55	АС-95
401	402	401 – 402	23,82	АС-185
402	404	402 – 404	14,2	АС-150
404	3	404 – Брацлав	5,1	АС-95
404	4	404 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	403	Немирів – 403	4	АС-185
403	4	403 – Тульчин	28,6	АС-150
405	4	405 – Тульчин	24,8	АС-150
405	5	405 – Ферментний завод	0,8	АС-95
300	405	Ладизинська ТЕС – 405	2,3	АС-150
100	406	100 – 406	1,35	АС-185
406	200	406 – ВП ПС-750	15,75	АС-150
200	407	ВП ПС-750 – 407	4,0	АС-150
407	6	407 – Оленівка	6,4	АС-150
407	7	407 – Степанівка	3,3	АС-150
7	408	Степанівка – 408	23,5	АС-150
408	8	408 – Липовець	2,5	АС-120
8	9	Липовець – Іллінці	17,6	АС-120
9	10	Іллінці – Іллінці КС	21,6	АС-120
300	10	Ладизинська ТЕС – Іллінці КС	80,2	АС-240
11	10	Сороки – Іллінці КС	17,9	АС-120
12	11	Дашів – Сороки	8,1	АС-120
13	12	Гайсин – Дашів	27,0	АС-150
14	13	Лад. Хутора – Гайсин	20,7	АС-150
15	14	Ладизин – Лад. Хутора	10,5	АС-150
409	15	409 – Ладизин	1,47	АС-150
300	409	Ладизинська ТЕС – 409	25,3	АС-95
2	301	Немирів – Ковалівка	12,4	АС-95
301	302	Ковалівка – Козаківка	10,7	АС-95
2	303	Немирів – Чуків	10,21	АС-95
2	304	Немирів – Потоки	22,9	АС-50
303	305	Чуків – Мельниківці	14,8	АС-95
305	306	Мельниківці – Ситківці	17,0	АС-95
304	307	Потоки – Носівці	31,52	АС-120
306	307	Ситківці – Носівці	9,3	АС-95
12	307	Дашів – Носівці	29,41	АС-120
8	308	Липовець – Попівка	14,93	АС-95
12	309	Дашів – Слободище	19,5	АС-70
309	310	Слободище – Гранів	13,43	АС-95
13	201	Гайсин – 201	5,05	АС-120
201	311	201 – Гайсин 35	4,0	АС-95
201	312	201 – Гунча	6,6	АС-95

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_n , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Ладизинська ТЕС		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,87	$2,3 + j1,3$	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,88	$4,7 + j2,54$	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,86	$2,2 + j1,31$	ТМН-6300/110/10	1
4	Тульчин	0,9	$4,8 + j2,32$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Ферментний завод	0,88	$9,0 + j4,86$	ТРДН-25000/110/10	1
6	Оленівка	0,88	$2,3 + j1,24$	ТМН-6300/110/10	1
7	Степанівка	0,89	$2,5 + j1,28$	ТМН-6300/110/10	1
8	Липовець	0,88	$4,3 + j2,32$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
9	Іллінці	0,87	$2,6 + j1,47$	ТМН-6300/110/10	2
10	Іллінці КС	0,86	$21,0 + j12,46$	ТРДЦН-63000/110/10	2
11	Сороки	0,89	$2,2 + j1,13$	ТМН-6300/110/10	1
12	Дашів	0,88	$3,0 + j1,62$	ТДТН-10000/110/35/10	2
13	Гайсин	0,89	$6,5 + j3,33$	ТДТН-25000/110/35/10	1
14	Лад. Хутора	0,9	$2,6 + j1,26$	ТМН-6300/110/10	1
15	Ладизин	0,87	$6,7 + j3,8$	ТДТН-25000/110/35/10	2
301	Ковалівка	0,86	$1,0 + j0,59$	ТМН-2500/35/10	1
302	Козаківка	0,87	$0,9 + j0,51$	ТМН-2500/35/10	1
303	Чуків	0,87	$0,6 + j0,34$	ТМН-1600/35/10	2
304	Потоки	0,89	$1,1 + j0,56$	ТМН-2500/35/10	2
305	Мельниківці	0,88	$1,2 + j0,65$	ТМН-2500/35/10	1
306	Ситківці	0,87	$1,3 + j0,74$	ТМН-2500/35/10	2
307	Носівці	0,86	$1,4 + j0,83$	ТМН-4000/35/10	2
308	Попівка	0,9	$0,6 + j0,29$	ТМН-1600/35/10	1
309	Слободище	0,88	$0,8 + j0,43$	ТМН-2500/35/10	1
310	Гранів	0,9	$0,8 + j0,39$	ТМН-1600/35/10	1
311	Гайсин 35	0,87	$1,3 + j0,74$	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
312	Гунча	0,89	$0,5 + j0,26$	ТМН-1600/35/10	2
313	Тишківка	0,87	$1,4 + j0,79$	ТМН-4000/35/10	1
314	Цук. з-д	0,88	$0,9 + j0,49$	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5400.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 2662.4 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 93.560 МВт / 505.226 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 90.500 МВт / 488.700 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.141 МВт / 5.700 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.141 МВт / 5.700 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.531 МВт / 2.868 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.435 МВт / 1.159 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.966 МВт / 4.026 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.107 МВт / 9.726 МЛН.КВТ*Г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-17.864	-8.948	110.000	0.00
401		0.000	0.000	109.775	-0.12
1	ВОРОНОВИЦЯ	0.000	0.000	109.685	-0.13
402		0.000	0.000	109.531	-0.23
404		0.000	0.000	109.336	-0.28
3	БРАЦЛАВ	0.000	0.000	109.275	-0.29
4	ТУЛЬЧИН	0.000	0.000	109.243	-0.29
2	НЕМИРІВ	0.000	0.000	108.764	-0.41
403		0.000	0.000	108.825	-0.40
405		0.000	0.000	109.862	-0.05
5	ФЕРМЕНТНИЙ ЗАВОД	0.000	0.000	109.824	-0.06
300	ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС	-67.704	-40.653	110.000	0.00
406		0.000	0.000	110.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.992	-4.012	110.000	0.00
407		0.000	0.000	109.883	-0.04
6	ОЛЕНІВКА	0.000	0.000	109.824	-0.06
7	СТЕПАНІВКА	0.000	0.000	109.813	-0.07
408		0.000	0.000	109.518	-0.16
8	ЛИПОВЕЦЬ	0.000	0.000	109.479	-0.17
9	ІЛЛІНЦІ	0.000	0.000	109.613	-0.13
10	ІЛЛІНЦІ КС	0.000	0.000	103.379	-2.35
11	СОРОКИ	0.000	0.000	103.224	-2.30
12	ДАШІВ	0.000	0.000	103.229	-2.24
13	ГАЙСИН	0.000	0.000	103.910	-1.84
14	ЛАД. ХУТОРА	0.000	0.000	105.374	-1.24
15	ЛАДИЖИН	0.000	0.000	106.215	-0.90
409		0.000	0.000	106.377	-0.84
301	КОВАЛІВКА	0.000	0.000	32.912	-7.54
302	КОЗАКІВКА	0.000	0.000	32.743	-7.64
303	ЧУКІВ	0.000	0.000	32.867	-7.53
304	ПОТОКИ	0.000	0.000	32.601	-7.65
305	МЕЛЬНИКІВЦІ	0.000	0.000	32.356	-7.80
306	СИТКІВЦІ	0.000	0.000	32.123	-7.87
307	НОСІВЦІ	0.000	0.000	32.216	-7.78
308	ПОПІВКА	0.000	0.000	35.098	-3.66
309	СЛОВДИЩЕ	0.000	0.000	32.110	-7.36
310	ГРАНІВ	0.000	0.000	31.926	-7.50
201		0.000	0.000	33.392	-5.15
311	ГАЙСИН 35	0.000	0.000	33.299	-5.20
312	ГУНЧА	0.000	0.000	33.335	-5.18
313	ТИШКІВКА	0.000	0.000	33.151	-5.17
314	ЦУК. З-Д	0.000	0.000	33.266	-5.20
1001		2.300	1.300	10.195	-2.53
2003		0.000	0.000	101.937	-5.47
2002		0.000	0.000	33.327	-7.29

2001	4.700	2.540	9.738	-5.43
20033	0.000	0.000	108.764	-0.41
20021	0.000	0.000	36.412	-0.41
20011	0.000	0.000	10.403	-0.41
3001	2.200	1.310	10.154	-2.59
4003	0.000	0.000	105.389	-3.63
4002	0.000	0.000	35.282	-3.63
4001	4.800	2.320	9.873	-5.66
40031	0.000	0.000	109.243	-0.29
40021	0.000	0.000	36.573	-0.29
40011	0.000	0.000	10.449	-0.29
5001	9.000	4.860	9.769	-2.43
6001	2.300	1.240	10.221	-2.45
7001	2.500	1.280	10.207	-2.67
8003	0.000	0.000	105.277	-3.57
8002	0.000	0.000	35.235	-3.56
8001	4.300	2.320	9.866	-5.38
80031	0.000	0.000	109.479	-0.17
80021	0.000	0.000	36.652	-0.17
80011	0.000	0.000	10.471	-0.17
9001	2.600	1.470	10.146	-2.84
10001	21.000	12.460	9.164	-4.85
100011	0.000	0.000	9.439	-2.35
11001	2.200	1.130	9.595	-4.89
12003	0.000	0.000	98.048	-7.12
12002	0.000	0.000	32.768	-7.07
12001	3.000	1.620	9.227	-8.57
120031	0.000	0.000	103.229	-2.24
120021	0.000	0.000	34.560	-2.24
120011	0.000	0.000	9.874	-2.24
13003	0.000	0.000	100.229	-5.06
13002	0.000	0.000	33.535	-5.04
13001	6.500	3.330	9.464	-6.33
14001	2.600	1.260	9.770	-4.19
15003	0.000	0.000	103.927	-2.80
15002	0.000	0.000	34.793	-2.80
15001	6.700	3.800	9.807	-4.01
150031	0.000	0.000	106.215	-0.90
150021	0.000	0.000	35.559	-0.90
150011	0.000	0.000	10.159	-0.90
301001	1.000	0.590	9.653	-9.11
302001	0.900	0.510	10.087	-9.07
303001	0.600	0.340	9.656	-9.01
3030011	0.000	0.000	9.861	-7.53
304001	1.100	0.560	10.015	-9.44
3040011	0.000	0.000	10.245	-7.65
305001	1.200	0.650	9.901	-9.78
306001	1.300	0.740	9.346	-10.04
3060011	0.000	0.000	9.638	-7.87
307001	1.400	0.830	9.894	-9.47
3070011	0.000	0.000	10.124	-7.78
308001	0.600	0.290	10.853	-4.96
309001	0.800	0.430	9.915	-8.69
310001	0.800	0.390	9.766	-9.62
311001	1.300	0.740	10.266	-6.67
3110011	0.000	0.000	10.465	-5.20
312001	0.500	0.260	10.312	-6.38
3120011	0.000	0.000	10.476	-5.18
313001	1.400	0.790	9.741	-6.77
314001	0.900	0.490	10.140	-7.38
3140011	0.000	0.000	10.455	-5.20

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
100	401	5.606	2.135	5.599	2.120	0.007	0.016	0.031	0.225
401	402	3.280	1.505	3.276	1.495	0.004	0.010	0.019	0.245
402	404	3.276	2.131	3.272	2.124	0.004	0.007	0.021	0.196
404	4	1.054	1.253	1.053	1.252	0.001	0.001	0.009	0.093
4	403	3.303	2.356	3.294	2.341	0.008	0.015	0.021	0.420
403	2	3.294	2.871	3.293	2.869	0.001	0.002	0.023	0.061
2	100	-7.738	-5.003	-7.789	-5.116	0.051	0.113	-0.049	-1.239
2002	303	2.531	1.679	2.503	1.645	0.028	0.034	0.053	0.474
303	305	1.895	1.283	1.871	1.254	0.024	0.028	0.040	0.526
305	306	0.660	0.568	0.656	0.563	0.004	0.005	0.016	0.236
306	307	-0.661	-0.256	-0.663	-0.258	0.001	0.002	-0.013	-0.099
307	304	-0.597	-0.593	-0.603	-0.602	0.006	0.008	-0.015	-0.391
304	2002	-1.716	-1.173	-1.747	-1.210	0.031	0.037	-0.037	-0.747
2	2003	10.981	8.308	10.937	6.850	0.043	1.452	0.073	7.288
2003	2002	6.233	4.311	6.218	4.014	0.015	0.296	0.043	2.731
307	12002	-1.481	-0.516	-1.500	-0.544	0.019	0.027	-0.028	-0.599

12003	12002	3.154	1.363	3.147	1.363	0.006	0.000	0.020	0.160
12	12003	6.185	3.787	6.158	3.085	0.026	0.699	0.040	5.857
12	11	2.176	-1.315	2.174	-1.317	0.001	0.002	0.014	0.009
11	10	-0.042	-2.263	-0.044	-2.267	0.002	0.003	0.013	-0.151
10	300	-21.187	-15.268	-21.857	-17.158	0.668	1.882	-0.146	-6.708
12	13	-8.394	-2.155	-8.434	-2.228	0.040	0.073	-0.048	-0.706
13	14	-19.168	-8.570	-19.346	-8.895	0.177	0.323	-0.116	-1.493
14	15	-21.965	-9.914	-22.080	-10.125	0.115	0.210	-0.132	-0.853
15	409	-28.846	-14.571	-28.874	-14.623	0.028	0.052	-0.175	-0.163
409	300	-28.874	-14.221	-29.639	-15.142	0.762	0.916	-0.174	-3.634
4	405	-7.119	-3.188	-7.145	-3.237	0.026	0.048	-0.041	-0.620
405	300	-16.194	-8.330	-16.208	-8.354	0.013	0.024	-0.096	-0.138
100	406	0.002	-0.263	0.002	-0.263	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.021	0.002	0.021	0.000	0.000	0.000	0.001
200	407	7.994	4.033	7.988	4.023	0.006	0.010	0.047	0.117
407	7	5.670	2.920	5.668	2.915	0.002	0.004	0.033	0.070
7	408	3.149	1.863	3.144	1.853	0.005	0.010	0.019	0.295
408	8	3.144	2.280	3.143	2.278	0.001	0.001	0.020	0.040
8	9	-1.834	-0.866	-1.835	-0.869	0.002	0.002	-0.011	-0.134
9	100	-4.455	-1.942	-4.467	-1.958	0.011	0.017	-0.026	-0.387
304	304001	1.106	0.607	1.099	0.560	0.007	0.048	0.022	0.876
304	3040011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	14001	2.610	1.435	2.598	1.259	0.012	0.176	0.016	3.481
401	1	2.319	1.379	2.317	1.377	0.001	0.002	0.014	0.090
15	15003	6.712	4.305	6.704	3.992	0.008	0.312	0.043	2.400
15003	15002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15003	15001	6.704	3.992	6.696	3.798	0.008	0.193	0.043	1.521
15	150031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150021	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
12002	309	1.647	0.892	1.619	0.866	0.029	0.026	0.033	0.673
309	310	0.812	0.434	0.808	0.430	0.004	0.004	0.017	0.192
13	13003	10.709	6.891	10.687	6.056	0.022	0.831	0.071	4.018
13003	13002	4.183	2.541	4.179	2.541	0.004	0.000	0.028	0.058
13002	201	1.833	1.151	1.828	1.143	0.006	0.008	0.037	0.147
201	311	1.320	0.863	1.317	0.860	0.003	0.004	0.027	0.095
311	311001	1.305	0.788	1.299	0.740	0.005	0.048	0.026	0.718
311	3110011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	312	0.508	0.303	0.507	0.303	0.001	0.001	0.010	0.059
312	312001	0.502	0.275	0.500	0.260	0.002	0.015	0.010	0.589
312	3120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13002	313	1.425	0.872	1.410	0.859	0.014	0.013	0.029	0.389
313	313001	1.405	0.846	1.399	0.790	0.006	0.056	0.029	0.774
13002	314	0.921	0.572	0.915	0.565	0.006	0.007	0.019	0.275
314	314001	0.907	0.540	0.899	0.490	0.008	0.050	0.018	1.131
314	3140011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13003	13001	6.504	3.515	6.496	3.328	0.008	0.186	0.043	1.490
12	120031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12003	12001	3.005	1.722	2.998	1.619	0.007	0.103	0.020	1.905
307	307001	1.406	0.891	1.399	0.829	0.007	0.061	0.030	0.867
307	3070011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	306001	1.310	0.813	1.299	0.740	0.011	0.073	0.028	1.147
306	3060011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
305	305001	1.208	0.709	1.199	0.650	0.009	0.059	0.025	1.010
303	303001	0.603	0.363	0.600	0.340	0.004	0.023	0.012	0.797
303	3030011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2003	2001	4.705	2.538	4.697	2.538	0.007	0.000	0.030	0.118
2	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
20033	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
310	310001	0.806	0.431	0.799	0.390	0.006	0.041	0.016	1.014
309	309001	0.803	0.456	0.799	0.430	0.004	0.026	0.017	0.657
405	5	9.049	5.554	9.046	5.551	0.002	0.003	0.056	0.038
5	5001	9.018	5.364	8.994	4.857	0.023	0.505	0.055	2.928
4	40031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	4003	4.825	2.918	4.811	2.539	0.014	0.377	0.030	4.065
4003	4002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4003	4001	4.811	2.539	4.797	2.319	0.014	0.219	0.030	2.461
404	3	2.218	1.420	2.217	1.419	0.001	0.001	0.014	0.061
3	3001	2.207	1.437	2.199	1.309	0.008	0.128	0.014	3.219
1	1001	2.308	1.435	2.299	1.299	0.009	0.135	0.014	3.204
302	302001	0.904	0.543	0.899	0.510	0.005	0.033	0.019	0.757
301	301001	1.005	0.631	0.999	0.590	0.006	0.041	0.021	0.861
11	11001	2.208	1.263	2.199	1.129	0.009	0.133	0.014	3.192
7	7001	2.509	1.432	2.498	1.279	0.010	0.152	0.015	3.216
2002	301	1.940	1.196	1.921	1.173	0.019	0.023	0.039	0.429
10	10001	21.038	13.756	20.987	12.452	0.051	1.299	0.140	3.288
10	100011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
9	9001	2.610	1.644	2.598	1.469	0.012	0.174	0.016	3.668
301	302	0.912	0.554	0.908	0.549	0.004	0.004	0.019	0.176

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ ПІСЛЯ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.144 МВт / 654.180 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 115.940 МВт / 626.076 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.280 МВт / 11.394 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.280 МВт / 11.394 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.467 МВт / 2.520 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.506 МВт / 1.347 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.972 МВт / 3.866 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.252 МВт / 15.261 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.259	-10.061	105.000	0.00
401		0.000	0.000	104.747	-0.13
1	Вороновиця	0.000	0.000	104.652	-0.14
402		0.000	0.000	104.469	-0.25
404		0.000	0.000	104.254	-0.31
3	Брацлав	0.000	0.000	104.190	-0.32
4	Тульчин	0.000	0.000	104.150	-0.32
2	Немирів	0.000	0.000	103.583	-0.46
403		0.000	0.000	103.653	-0.44
405		0.000	0.000	104.850	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	104.810	-0.06
300	ладизинська ТЕС	-85.545	-53.140	105.000	0.00
406		0.000	0.000	105.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.990	-4.186	105.000	0.00
407		0.000	0.000	104.875	-0.05
6	Оленівка	0.000	0.000	104.813	-0.07
7	Степанівка	0.000	0.000	104.800	-0.07
408		0.000	0.000	104.484	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	104.442	-0.18
9	Іллінці	0.000	0.000	104.585	-0.13
10	Іллінці КС	0.000	0.000	95.922	-3.41
11	Сороки	0.000	0.000	95.196	-3.49
12	Дашів	0.000	0.000	94.953	-3.50
13	Гайсин	0.000	0.000	95.750	-2.99
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	98.148	-1.92
15	Ладизин	0.000	0.000	99.483	-1.36
409		0.000	0.000	99.717	-1.26
301	Ковалівка	0.000	0.000	30.626	-8.95
302	Козаківка	0.000	0.000	30.443	-9.07
303	Чуків	0.000	0.000	30.524	-8.98
304	Потоки	0.000	0.000	30.172	-9.14
305	Мельниківці	0.000	0.000	29.895	-9.33
306	Ситківці	0.000	0.000	29.559	-9.47
307	Носівці	0.000	0.000	29.616	-9.39

308	Попівка	0.000	0.000	33.309	-4.04
309	Слободище	0.000	0.000	29.246	-9.11
310	Гранів	0.000	0.000	29.041	-9.27
201		0.000	0.000	30.504	-6.92
311	Гайсин 35	0.000	0.000	30.402	-6.98
312	Гунча	0.000	0.000	30.442	-6.96
313	Тишківка	0.000	0.000	30.237	-6.94
314	Цук. з-д	0.000	0.000	30.364	-6.97
1001		2.300	1.300	9.697	-2.78
2003		0.000	0.000	95.668	-6.40
2002		0.000	0.000	31.074	-8.67
2001		4.700	2.540	9.138	-6.36
20033		0.000	0.000	103.583	-0.46
20021		0.000	0.000	34.678	-0.46
20011		0.000	0.000	9.908	-0.46
3001		2.200	1.310	9.652	-2.86
4003		0.000	0.000	100.032	-4.01
4002		0.000	0.000	33.489	-4.01
4001		4.800	2.320	9.348	-6.27
40031		0.000	0.000	104.150	-0.32
40021		0.000	0.000	34.868	-0.32
40011		0.000	0.000	9.962	-0.32
5001		9.000	4.860	9.297	-2.68
6001		2.300	1.240	9.726	-2.69
7001		2.500	1.280	9.711	-2.94
8003		0.000	0.000	99.958	-3.94
8002		0.000	0.000	33.453	-3.93
8001		4.300	2.320	9.345	-5.95
80031		0.000	0.000	104.442	-0.18
80021		0.000	0.000	34.966	-0.18
80011		0.000	0.000	9.990	-0.18
9001		2.600	1.470	9.646	-3.13
10001		21.000	12.460	8.458	-6.33
100011		0.000	0.000	8.758	-3.41
11001		2.200	1.130	8.800	-6.56
12003		0.000	0.000	89.689	-8.82
12002		0.000	0.000	29.974	-8.78
12001		3.000	1.620	8.412	-10.56
120031		0.000	0.000	94.953	-3.50
120021		0.000	0.000	31.789	-3.50
120011		0.000	0.000	9.082	-3.50
13003		0.000	0.000	91.648	-6.82
13002		0.000	0.000	30.660	-6.79
13001		6.500	3.330	8.631	-8.33
14001		2.600	1.260	9.052	-5.35
15003		0.000	0.000	97.004	-3.53
15002		0.000	0.000	32.476	-3.53
15001		6.700	3.800	9.135	-4.92
150031		0.000	0.000	99.483	-1.36
150021		0.000	0.000	33.305	-1.36
150011		0.000	0.000	9.515	-1.36
301001		1.000	0.590	8.949	-10.78
302001		0.900	0.510	9.348	-10.73
303001		0.600	0.340	8.936	-10.69
3030011		0.000	0.000	9.158	-8.98
304001		1.100	0.560	9.231	-11.24
3040011		0.000	0.000	9.482	-9.14
305001		1.200	0.650	9.103	-11.66
306001		1.300	0.740	8.548	-12.05
3060011		0.000	0.000	8.869	-9.47
307001		1.400	0.830	9.055	-11.41
3070011		0.000	0.000	9.307	-9.39
308001		0.600	0.290	10.281	-5.49
309001		0.800	0.430	8.997	-10.72
310001		0.800	0.390	8.830	-11.86
311001		1.300	0.740	9.335	-8.75
3110011		0.000	0.000	9.554	-6.98
312001		0.500	0.260	9.386	-8.40
3120011		0.000	0.000	9.567	-6.96
313001		1.400	0.790	8.846	-8.88
314001		0.900	0.490	9.194	-9.61

3140011	0.000	0.000	9.543	-6.97
501	20.650	11.140	94.797	-3.58
502	4.790	2.450	95.385	-3.23
503	-9.350	-5.300	95.316	-3.28

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.682	2.447	5.674	2.428	0.008	0.018	0.034	0.253
401	402	3.354	1.726	3.349	1.714	0.005	0.012	0.021	0.278
402	404	3.349	2.292	3.345	2.284	0.004	0.008	0.022	0.216
404	4	1.127	1.348	1.126	1.346	0.001	0.002	0.010	0.104
4	403	3.572	2.753	3.561	2.733	0.011	0.021	0.025	0.498
403	2	3.561	3.214	3.560	3.211	0.001	0.003	0.027	0.070
2	100	-8.039	-5.647	-8.104	-5.789	0.064	0.141	-0.055	-1.420
2002	303	2.814	1.882	2.774	1.834	0.040	0.048	0.063	0.569
303	305	2.166	1.468	2.130	1.425	0.036	0.043	0.049	0.650
305	306	0.918	0.724	0.909	0.713	0.009	0.010	0.023	0.343
306	307	-0.409	-0.119	-0.409	-0.120	0.001	0.001	-0.008	-0.063
307	304	-0.840	-0.753	-0.852	-0.771	0.012	0.018	-0.022	-0.569
304	2002	-1.966	-1.356	-2.013	-1.413	0.047	0.057	-0.046	-0.930
2	2003	11.553	9.253	11.498	7.395	0.055	1.850	0.082	8.508
2003	2002	6.792	4.857	6.771	4.447	0.021	0.408	0.050	3.314
307	12002	-0.985	-0.236	-0.994	-0.250	0.009	0.013	-0.020	-0.403
12003	12002	2.656	1.106	2.650	1.106	0.005	0.000	0.018	0.145
12	12003	5.688	3.560	5.662	2.849	0.026	0.708	0.041	6.148
12	11	-3.642	-4.786	-3.651	-4.799	0.009	0.013	-0.037	-0.244
11	10	-5.867	-5.818	-5.904	-5.870	0.036	0.053	-0.050	-0.733
10	300	-27.040	-19.203	-28.297	-22.743	1.252	3.526	-0.199	-9.247
12	13	-8.998	-2.343	-9.053	-2.443	0.054	0.099	-0.056	-0.844
13	14	-29.017	-12.799	-29.495	-13.672	0.475	0.869	-0.191	-2.474
14	15	-32.115	-14.775	-32.401	-15.298	0.285	0.521	-0.208	-1.362
15	409	-39.162	-19.804	-39.223	-19.914	0.060	0.109	-0.254	-0.238
409	300	-39.223	-19.561	-40.837	-21.503	1.607	1.934	-0.253	-5.307
13	502	9.222	3.865	9.203	3.811	0.019	0.053	0.060	0.387
502	503	4.416	1.608	4.414	1.603	0.002	0.005	0.028	0.073
503	501	13.758	7.117	13.719	7.007	0.039	0.109	0.094	0.548
501	12	-6.918	-3.902	-6.924	-3.918	0.006	0.016	-0.048	-0.164
4	405	-7.315	-3.636	-7.347	-3.695	0.032	0.058	-0.045	-0.701
405	300	-16.396	-8.866	-16.412	-8.894	0.015	0.028	-0.102	-0.150
200	407	7.991	4.205	7.985	4.194	0.006	0.011	0.050	0.126
407	7	5.667	3.053	5.664	3.048	0.003	0.005	0.035	0.074
7	408	3.146	1.946	3.140	1.935	0.006	0.011	0.020	0.316
408	8	3.140	2.323	3.139	2.321	0.001	0.001	0.022	0.042
8	9	-1.837	-0.901	-1.839	-0.904	0.002	0.003	-0.011	-0.143
9	100	-4.459	-2.047	-4.472	-2.066	0.013	0.019	-0.027	-0.415
100	406	0.001	-0.239	0.001	-0.239	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.001	0.019	0.001	0.019	0.000	0.000	0.000	0.001
15	15003	6.715	4.382	6.705	4.021	0.010	0.360	0.046	2.635
15003	15002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15003	15001	6.705	4.021	6.696	3.798	0.010	0.223	0.046	1.669
15	150031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
12002	309	1.656	0.918	1.621	0.886	0.035	0.032	0.036	0.746
309	310	0.814	0.444	0.809	0.439	0.004	0.005	0.018	0.215
13	13003	10.722	7.132	10.695	6.126	0.027	1.001	0.078	4.619
13003	13002	4.189	2.574	4.185	2.574	0.004	0.000	0.031	0.062
13002	201	1.834	1.154	1.827	1.144	0.007	0.010	0.041	0.163
201	311	1.319	0.862	1.316	0.858	0.004	0.004	0.030	0.105
311	311001	1.306	0.798	1.299	0.740	0.006	0.058	0.029	0.820
311	3110011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	312	0.508	0.302	0.507	0.301	0.001	0.001	0.011	0.064
312	312001	0.502	0.278	0.500	0.260	0.003	0.018	0.011	0.671
312	3120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13002	313	1.428	0.885	1.411	0.869	0.017	0.016	0.032	0.429
313	313001	1.407	0.858	1.399	0.790	0.008	0.068	0.031	0.886
13002	314	0.923	0.580	0.916	0.572	0.007	0.008	0.020	0.305
314	314001	0.909	0.551	0.899	0.490	0.010	0.061	0.020	1.295

ДОДАТОК Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 116.793 МВт / 630.682 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.960 МВт / 609.984 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.896 МВт / 7.711 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.896 МВт / 7.711 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.428 МВт / 2.309 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.559 МВт / 1.489 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.987 МВт / 3.799 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.884 МВт / 11.510 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-19.868	-10.695	100.000	0.00
401		0.000	0.000	99.680	-0.17
1	Вороновиця	0.000	0.000	99.579	-0.19
402		0.000	0.000	99.306	-0.37
404		0.000	0.000	99.025	-0.47
3	Брацлав	0.000	0.000	98.889	-0.52
4	Тульчин	0.000	0.000	98.999	-0.42
2	Немирів	0.000	0.000	98.482	-0.53
403		0.000	0.000	98.547	-0.51
405		0.000	0.000	99.832	-0.06
5	Ферментний завод	0.000	0.000	99.790	-0.07
300	ладийинська ТЕС	-78.226	-48.886	100.000	0.00
406		0.000	0.000	100.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.989	-4.369	100.000	0.00
407		0.000	0.000	99.865	-0.05
6	Оленівка	0.000	0.000	99.801	-0.07
7	Степанівка	0.000	0.000	99.786	-0.08
408		0.000	0.000	99.446	-0.18
8	Липовець	0.000	0.000	99.401	-0.19
9	Іллінці	0.000	0.000	99.555	-0.14
10	Іллінці КС	0.000	0.000	92.332	-2.84
11	Сороки	0.000	0.000	92.142	-2.76
12	Дашів	0.000	0.000	92.145	-2.69
13	Гайсин	0.000	0.000	92.947	-2.19
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	94.657	-1.46
15	Ладийин	0.000	0.000	95.640	-1.05
409		0.000	0.000	95.827	-0.97
301	Ковалівка	0.000	0.000	28.837	-9.51
302	Козаківка	0.000	0.000	28.642	-9.64
303	Чуків	0.000	0.000	28.782	-9.50
304	Потоки	0.000	0.000	28.473	-9.64
305	Мельниківці	0.000	0.000	28.188	-9.83
306	Ситківці	0.000	0.000	27.918	-9.92
307	Носівці	0.000	0.000	28.028	-9.80
308	Попівка	0.000	0.000	31.502	-4.48
309	Слободище	0.000	0.000	27.916	-9.26
310	Гранів	0.000	0.000	27.700	-9.43
201		0.000	0.000	29.502	-6.37
311	Гайсин 35	0.000	0.000	29.396	-6.44
312	Гунча	0.000	0.000	29.438	-6.42
313	Тишківка	0.000	0.000	29.225	-6.39
314	Цук. з-д	0.000	0.000	29.357	-6.43
1001		2.300	1.300	9.193	-3.12
2003		0.000	0.000	90.398	-6.85

2002	0.000	0.000	29.315	-9.20
2001	4.700	2.540	8.633	-6.80
20033	0.000	0.000	98.482	-0.53
20021	0.000	0.000	32.970	-0.53
20011	0.000	0.000	9.420	-0.53
3001	2.200	1.310	9.125	-3.35
4003	0.000	0.000	94.570	-4.54
4002	0.000	0.000	31.661	-4.54
4001	4.800	2.320	8.811	-7.06
40031	0.000	0.000	98.999	-0.42
40021	0.000	0.000	33.143	-0.42
40011	0.000	0.000	9.469	-0.42
5001	9.000	4.860	8.823	-2.97
6001	2.300	1.240	9.229	-2.98
7001	2.500	1.280	9.213	-3.25
8003	0.000	0.000	94.589	-4.37
8002	0.000	0.000	31.655	-4.36
8001	4.300	2.320	8.818	-6.63
80031	0.000	0.000	99.401	-0.19
80021	0.000	0.000	33.278	-0.19
80011	0.000	0.000	9.508	-0.19
9001	2.600	1.470	9.144	-3.47
10001	21.000	12.460	8.117	-6.00
100011	0.000	0.000	8.431	-2.84
11001	2.200	1.130	8.496	-6.04
12003	0.000	0.000	85.870	-8.96
12002	0.000	0.000	28.682	-8.89
12001	3.000	1.620	8.038	-10.86
120031	0.000	0.000	92.145	-2.69
120021	0.000	0.000	30.849	-2.69
120011	0.000	0.000	8.813	-2.69
13003	0.000	0.000	88.674	-6.27
13002	0.000	0.000	29.663	-6.24
13001	6.500	3.330	8.342	-7.89
14001	2.600	1.260	8.703	-5.15
15003	0.000	0.000	93.038	-3.41
15002	0.000	0.000	31.148	-3.41
15001	6.700	3.800	8.749	-4.92
150031	0.000	0.000	95.640	-1.05
150021	0.000	0.000	32.019	-1.05
150011	0.000	0.000	9.148	-1.05
301001	1.000	0.590	8.395	-11.58
302001	0.900	0.510	8.767	-11.53
303001	0.600	0.340	8.398	-11.43
3030011	0.000	0.000	8.635	-9.50
304001	1.100	0.560	8.680	-12.01
3040011	0.000	0.000	8.948	-9.64
305001	1.200	0.650	8.546	-12.47
306001	1.300	0.740	8.034	-12.83
3060011	0.000	0.000	8.376	-9.92
307001	1.400	0.830	8.539	-12.06
3070011	0.000	0.000	8.808	-9.80
308001	0.600	0.290	9.701	-6.10
309001	0.800	0.430	8.568	-11.02
310001	0.800	0.390	8.392	-12.28
311001	1.300	0.740	9.010	-8.34
3110011	0.000	0.000	9.238	-6.44
312001	0.500	0.260	9.064	-7.96
3120011	0.000	0.000	9.251	-6.42
313001	1.400	0.790	8.533	-8.47
314001	0.900	0.490	8.864	-9.27
3140011	0.000	0.000	9.226	-6.43
501	8.260	4.460	98.832	-0.58
502	14.200	7.270	98.985	-0.52
503	-10.710	-6.070	99.578	-0.22

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	7.012	2.872	6.998	2.841	0.014	0.030	0.044	0.320
401	402	4.679	2.051	4.668	2.027	0.011	0.024	0.030	0.376
402	404	4.668	2.550	4.659	2.534	0.009	0.016	0.031	0.282
404	4	-0.989	1.022	-0.990	1.020	0.001	0.001	-0.008	0.026
4	403	2.788	2.546	2.779	2.530	0.009	0.016	0.022	0.453
403	2	2.779	2.965	2.778	2.962	0.001	0.003	0.024	0.065
2	100	-8.302	-5.696	-8.376	-5.861	0.074	0.164	-0.059	-1.522
2002	303	2.549	1.743	2.511	1.698	0.037	0.045	0.061	0.552

303	305	1.903	1.328	1.871	1.290	0.032	0.038	0.046	0.613
305	306	0.658	0.577	0.652	0.571	0.005	0.006	0.018	0.273
306	307	-0.666	-0.273	-0.668	-0.275	0.002	0.002	-0.015	-0.118
307	304	-0.594	-0.601	-0.602	-0.612	0.008	0.011	-0.017	-0.452
304	2002	-1.716	-1.208	-1.757	-1.257	0.041	0.049	-0.042	-0.868
2	2003	11.038	9.016	10.981	7.110	0.057	1.898	0.083	8.724
2003	2002	6.275	4.572	6.255	4.175	0.020	0.395	0.049	3.315
307	12002	-1.490	-0.557	-1.515	-0.594	0.025	0.037	-0.033	-0.719
12003	12002	3.185	1.470	3.176	1.470	0.009	0.000	0.024	0.180
12	12003	6.227	4.165	6.192	3.225	0.035	0.936	0.047	7.220
12	11	2.225	-1.456	2.224	-1.459	0.002	0.003	0.017	0.008
11	10	0.007	-2.506	0.003	-2.511	0.004	0.005	0.016	-0.184
10	300	-21.132	-16.023	-21.999	-18.466	0.864	2.433	-0.166	-7.781
12	13	-8.479	-2.457	-8.531	-2.552	0.052	0.095	-0.055	-0.835
13	14	-19.279	-9.347	-19.510	-9.770	0.230	0.421	-0.133	-1.747
14	15	-22.130	-10.915	-22.280	-11.189	0.149	0.273	-0.150	-0.998
15	409	-29.040	-15.738	-29.077	-15.806	0.037	0.067	-0.199	-0.189
409	300	-29.077	-15.480	-30.064	-16.667	0.983	1.183	-0.198	-4.187
4	405	-8.646	-3.911	-8.694	-3.999	0.048	0.087	-0.055	-0.836
405	300	-17.744	-9.255	-17.763	-9.291	0.019	0.035	-0.116	-0.168
404	3	5.648	1.963	5.642	1.955	0.006	0.007	0.035	0.137
3	501	3.425	0.620	3.424	0.616	0.001	0.004	0.020	0.058
501	502	-4.831	-3.617	-4.835	-3.628	0.004	0.011	-0.035	-0.154
502	503	-19.026	-10.659	-19.084	-10.822	0.058	0.162	-0.127	-0.596
503	300	-8.381	-4.410	-8.399	-4.461	0.018	0.051	-0.055	-0.423
200	407	7.990	4.387	7.983	4.374	0.007	0.013	0.053	0.135
407	7	5.665	3.194	5.662	3.188	0.003	0.005	0.038	0.080
7	408	3.143	2.036	3.136	2.023	0.007	0.013	0.022	0.340
408	8	3.136	2.374	3.135	2.373	0.001	0.002	0.023	0.045
8	9	-1.842	-0.942	-1.844	-0.945	0.002	0.003	-0.012	-0.154
9	100	-4.465	-2.158	-4.479	-2.179	0.014	0.021	-0.029	-0.446
100	406	0.001	-0.217	0.001	-0.217	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.001	0.018	0.001	0.018	0.000	0.000	0.000	0.001
15003	15002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15003	15001	6.706	4.041	6.696	3.798	0.010	0.243	0.049	1.742
15	150031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150021	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
12002	309	1.661	0.932	1.622	0.897	0.039	0.035	0.038	0.785
309	310	0.815	0.450	0.810	0.444	0.005	0.006	0.019	0.226
13	13003	10.727	7.234	10.699	6.157	0.029	1.073	0.080	4.735
13003	13002	4.192	2.588	4.188	2.588	0.005	0.000	0.032	0.065
13002	201	1.834	1.157	1.827	1.146	0.007	0.011	0.042	0.168
201	311	1.320	0.863	1.316	0.858	0.004	0.005	0.031	0.109
311	311001	1.306	0.802	1.299	0.740	0.007	0.062	0.030	0.843
311	3110011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
201	312	0.508	0.302	0.507	0.301	0.001	0.001	0.012	0.066
312	312001	0.503	0.279	0.500	0.260	0.003	0.019	0.011	0.689
312	3120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13002	313	1.430	0.890	1.411	0.873	0.019	0.017	0.033	0.444
313	313001	1.407	0.863	1.399	0.790	0.008	0.073	0.033	0.912
13002	314	0.923	0.584	0.916	0.575	0.008	0.009	0.021	0.316
314	314001	0.910	0.555	0.899	0.490	0.010	0.065	0.021	1.336
314	3140011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13003	13001	6.506	3.569	6.496	3.328	0.010	0.240	0.048	1.754
12	120031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120021	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12003	12001	3.007	1.755	2.998	1.619	0.009	0.135	0.023	2.287
307	307001	1.408	0.912	1.399	0.829	0.009	0.082	0.035	1.046
307	3070011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	306001	1.314	0.839	1.299	0.740	0.014	0.099	0.032	1.391
306	3060011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
305	305001	1.211	0.730	1.199	0.650	0.012	0.080	0.029	1.221
303	303001	0.604	0.370	0.600	0.340	0.005	0.030	0.014	0.951
303	3030011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2003	2001	4.707	2.538	4.697	2.538	0.009	0.000	0.034	0.131
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	310001	0.808	0.445	0.799	0.390	0.009	0.055	0.019	1.234
309	309001	0.805	0.465	0.799	0.430	0.005	0.035	0.019	0.791
405	5	9.050	5.636	9.047	5.633	0.003	0.004	0.062	0.042
5	5001	9.023	5.479	8.994	4.857	0.028	0.619	0.061	3.287
4	40031	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40031	40021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4003	4.832	3.071	4.815	2.595	0.018	0.474	0.033	4.721
4003	4002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4003	4001	4.815	2.595	4.797	2.319	0.018	0.276	0.033	2.853

ДОДАТОК Ж

Результати розрахунку післяаварійного режиму після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 120.620 МВт / 651.348 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 115.940 МВт / 626.076 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.764 МВт / 10.021 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.764 МВт / 10.021 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.520 МВт / 2.806 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.447 МВт / 1.190 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.966 МВт / 3.995 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.730 МВт / 14.016 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.229	-9.371	110.000	0.00
401		0.000	0.000	109.770	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.679	-0.13
402		0.000	0.000	109.517	-0.23
404		0.000	0.000	109.316	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	109.255	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	109.217	-0.30
2	Немирів	0.000	0.000	108.696	-0.43
403		0.000	0.000	108.761	-0.41
405		0.000	0.000	109.860	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	109.822	-0.06
300	ладийинська ТЕС	-85.049	-50.899	110.000	0.00
406		0.000	0.000	110.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.992	-4.012	110.000	0.00
407		0.000	0.000	109.883	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	109.824	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	109.813	-0.07
408		0.000	0.000	109.518	-0.16
8	Липовець	0.000	0.000	109.479	-0.17
9	Іллінці	0.000	0.000	109.613	-0.13
10	Іллінці КС	0.000	0.000	101.560	-3.10
11	Сороки	0.000	0.000	100.884	-3.18
12	Дашів	0.000	0.000	100.657	-3.18
13	Гайсин	0.000	0.000	101.398	-2.73
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	103.623	-1.77
15	Ладийин	0.000	0.000	104.859	-1.25
409		0.000	0.000	105.076	-1.17
301	Ковалівка	0.000	0.000	32.654	-8.00
302	Козаківка	0.000	0.000	32.483	-8.11
303	Чуків	0.000	0.000	32.561	-8.03
304	Потоки	0.000	0.000	32.234	-8.17
305	Мельниківці	0.000	0.000	31.977	-8.34
306	Ситківці	0.000	0.000	31.665	-8.46
307	Носівці	0.000	0.000	31.718	-8.39
308	Попівка	0.000	0.000	35.098	-3.66
309	Слободище	0.000	0.000	31.373	-8.15
310	Гранів	0.000	0.000	31.184	-8.29
201		0.000	0.000	32.507	-6.21
311	Гайсин 35	0.000	0.000	32.411	-6.26
312	Гунча	0.000	0.000	32.449	-6.25
313	Тишківка	0.000	0.000	32.259	-6.23
314	Цук. з-д	0.000	0.000	32.377	-6.26

1001	2.300	1.300	10.194	-2.53
2003	0.000	0.000	101.409	-5.75
2002	0.000	0.000	33.072	-7.76
2001	4.700	2.540	9.688	-5.71
20033	0.000	0.000	108.696	-0.43
20021	0.000	0.000	36.390	-0.43
20011	0.000	0.000	10.397	-0.43
3001	2.200	1.310	10.152	-2.60
4003	0.000	0.000	105.362	-3.64
4002	0.000	0.000	35.273	-3.64
4001	4.800	2.320	9.870	-5.67
40031	0.000	0.000	109.217	-0.30
40021	0.000	0.000	36.564	-0.30
40011	0.000	0.000	10.446	-0.30
5001	9.000	4.860	9.769	-2.43
6001	2.300	1.240	10.221	-2.45
7001	2.500	1.280	10.207	-2.67
8003	0.000	0.000	105.277	-3.57
8002	0.000	0.000	35.235	-3.56
8001	4.300	2.320	9.866	-5.38
80031	0.000	0.000	109.479	-0.17
80021	0.000	0.000	36.652	-0.17
80011	0.000	0.000	10.471	-0.17
9001	2.600	1.470	10.146	-2.84
10001	21.000	12.460	8.992	-5.69
100011	0.000	0.000	9.273	-3.10
11001	2.200	1.130	9.364	-5.90
12003	0.000	0.000	95.872	-7.88
12002	0.000	0.000	32.047	-7.85
12001	3.000	1.620	9.015	-9.40
120031	0.000	0.000	100.657	-3.18
120021	0.000	0.000	33.698	-3.18
120011	0.000	0.000	9.628	-3.18
13003	0.000	0.000	97.599	-6.12
13002	0.000	0.000	32.653	-6.10
13001	6.500	3.330	9.209	-7.46
14001	2.600	1.260	9.596	-4.83
15003	0.000	0.000	102.534	-3.21
15002	0.000	0.000	34.327	-3.21
15001	6.700	3.800	9.672	-4.45
150031	0.000	0.000	104.859	-1.25
150021	0.000	0.000	35.105	-1.25
150011	0.000	0.000	10.030	-1.25
301001	1.000	0.590	9.573	-9.61
302001	0.900	0.510	10.004	-9.57
303001	0.600	0.340	9.562	-9.53
3030011	0.000	0.000	9.769	-8.03
304001	1.100	0.560	9.896	-10.00
3040011	0.000	0.000	10.130	-8.17
305001	1.200	0.650	9.778	-10.37
306001	1.300	0.740	9.204	-10.70
3060011	0.000	0.000	9.501	-8.46
307001	1.400	0.830	9.733	-10.14
3070011	0.000	0.000	9.968	-8.39
308001	0.600	0.290	10.853	-4.96
309001	0.800	0.430	9.679	-9.54
310001	0.800	0.390	9.526	-10.51
311001	1.300	0.740	9.981	-7.82
3110011	0.000	0.000	10.186	-6.26
312001	0.500	0.260	10.029	-7.51
3120011	0.000	0.000	10.198	-6.25
313001	1.400	0.790	9.468	-7.93
314001	0.900	0.490	9.851	-8.57
3140011	0.000	0.000	10.175	-6.26
501	20.650	11.140	100.509	-3.26
502	4.790	2.450	101.060	-2.95
503	-9.350	-5.300	100.997	-3.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.677	2.213	5.669	2.196	0.007	0.016	0.032	0.230
401	402	3.350	1.582	3.346	1.571	0.005	0.010	0.019	0.254
402	404	3.346	2.207	3.342	2.200	0.004	0.007	0.021	0.202
404	4	1.124	1.328	1.123	1.327	0.001	0.001	0.009	0.098
4	403	3.545	2.602	3.535	2.584	0.010	0.018	0.023	0.458
403	2	3.535	3.114	3.534	3.111	0.001	0.003	0.025	0.066

2	100	-8.028	-5.338	-8.084	-5.463	0.056	0.124	-0.051	-1.307
2002	303	2.798	1.849	2.764	1.807	0.035	0.042	0.058	0.528
303	305	2.155	1.444	2.124	1.406	0.031	0.037	0.046	0.603
305	306	0.913	0.718	0.906	0.709	0.007	0.009	0.021	0.318
306	307	-0.411	-0.112	-0.412	-0.113	0.001	0.001	-0.008	-0.058
307	304	-0.836	-0.749	-0.847	-0.764	0.011	0.015	-0.020	-0.528
304	2002	-1.960	-1.338	-2.001	-1.387	0.041	0.049	-0.042	-0.863
2	2003	11.511	8.885	11.462	7.257	0.048	1.622	0.077	7.794
2003	2002	6.758	4.719	6.740	4.363	0.018	0.354	0.047	3.015
307	12002	-0.991	-0.219	-0.999	-0.231	0.008	0.012	-0.018	-0.369
12003	12002	2.653	1.059	2.649	1.059	0.005	0.000	0.017	0.137
12	12003	5.681	3.402	5.658	2.786	0.023	0.613	0.038	5.535
12	11	-3.670	-4.685	-3.678	-4.696	0.008	0.011	-0.034	-0.228
11	10	-5.894	-5.663	-5.926	-5.709	0.032	0.046	0.047	-0.682
10	300	-27.067	-18.787	-28.173	-21.903	1.102	3.104	-0.187	-8.589
12	13	-8.973	-2.260	-9.021	-2.348	0.048	0.087	-0.053	-0.782
13	14	-28.965	-12.330	-29.384	-13.096	0.418	0.764	-0.179	-2.290
14	15	-32.003	-14.135	-32.255	-14.595	0.250	0.458	-0.195	-1.260
15	409	-39.020	-19.052	-39.073	-19.149	0.053	0.096	-0.239	-0.221
409	300	-39.073	-18.757	-40.494	-20.467	1.416	1.703	-0.238	-4.945
13	502	9.207	3.742	9.190	3.695	0.017	0.047	0.056	0.357
502	503	4.403	1.521	4.402	1.517	0.002	0.004	0.027	0.067
503	501	13.746	7.058	13.711	6.961	0.034	0.096	0.088	0.512
501	12	-6.926	-3.920	-6.931	-3.935	0.005	0.015	-0.046	-0.155
4	405	-7.291	-3.360	-7.319	-3.411	0.028	0.051	-0.042	-0.644
405	300	-16.368	-8.504	-16.382	-8.529	0.014	0.025	-0.097	-0.141
200	407	7.994	4.033	7.988	4.023	0.006	0.010	0.047	0.117
407	7	5.670	2.920	5.668	2.915	0.002	0.004	0.033	0.070
7	408	3.149	1.863	3.144	1.853	0.005	0.010	0.019	0.295
408	8	3.144	2.280	3.143	2.278	0.001	0.001	0.020	0.040
8	9	-1.834	-0.866	-1.835	-0.869	0.002	0.002	-0.011	-0.134
9	100	-4.455	-1.942	-4.467	-1.958	0.011	0.017	-0.026	-0.387
100	406	0.002	-0.263	0.002	-0.263	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.021	0.002	0.021	0.000	0.000	0.000	0.001
15	15003	6.713	4.319	6.704	3.997	0.009	0.321	0.044	2.460
15003	15002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15003	15001	6.704	3.997	6.696	3.798	0.009	0.199	0.044	1.559
15	150031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
12002	309	1.649	0.898	1.619	0.871	0.030	0.027	0.034	0.691
309	310	0.812	0.436	0.809	0.432	0.004	0.005	0.017	0.198
13	13003	10.712	6.957	10.689	6.075	0.023	0.878	0.073	4.241
13003	13002	4.184	2.550	4.181	2.550	0.004	0.000	0.029	0.059
13002	201	1.833	1.152	1.827	1.143	0.006	0.009	0.038	0.152
201	311	1.320	0.863	1.317	0.859	0.003	0.004	0.028	0.098
311	311001	1.305	0.790	1.299	0.740	0.006	0.051	0.027	0.754
311	3110011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
201	312	0.508	0.303	0.507	0.302	0.001	0.001	0.010	0.060
312	312001	0.502	0.275	0.500	0.260	0.002	0.015	0.010	0.618
312	3120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13002	313	1.426	0.875	1.411	0.862	0.015	0.014	0.030	0.400
313	313001	1.406	0.849	1.399	0.790	0.007	0.059	0.029	0.814
13002	314	0.921	0.574	0.915	0.566	0.006	0.007	0.019	0.284
314	314001	0.908	0.543	0.899	0.490	0.008	0.053	0.019	1.188
314	3140011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13003	13001	6.504	3.526	6.496	3.328	0.008	0.197	0.044	1.573
310	310001	0.806	0.433	0.799	0.390	0.007	0.043	0.017	1.056
309	309001	0.804	0.457	0.799	0.430	0.004	0.028	0.017	0.683
1	1001	2.308	1.435	2.299	1.299	0.009	0.135	0.014	3.204
302	302001	0.904	0.543	0.899	0.510	0.005	0.033	0.019	0.769
12	120031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
120031	120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12003	12001	3.005	1.727	2.998	1.619	0.007	0.108	0.021	1.983
307	307001	1.406	0.893	1.399	0.829	0.007	0.063	0.030	0.891
307	3070011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	306001	1.310	0.815	1.299	0.740	0.011	0.075	0.028	1.177
306	3060011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
305	305001	1.208	0.711	1.199	0.650	0.009	0.061	0.025	1.033
303	303001	0.603	0.363	0.600	0.340	0.004	0.023	0.012	0.811
303	3030011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2003	2001	4.705	2.538	4.697	2.538	0.008	0.000	0.030	0.118
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20033	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
301	301001	1.005	0.632	0.999	0.590	0.006	0.042	0.021	0.875

ДОДАТОК 3

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 120.620 МВт / 651.348 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 115.940 МВт / 626.076 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.764 МВт / 10.021 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.764 МВт / 10.021 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.520 МВт / 2.806 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.447 МВт / 1.190 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.966 МВт / 3.995 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.730 МВт / 14.016 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.229	-9.371	110.000	0.00
401		0.000	0.000	109.770	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.679	-0.13
402		0.000	0.000	109.517	-0.23
404		0.000	0.000	109.316	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	109.255	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	109.217	-0.30
2	Немирів	0.000	0.000	108.696	-0.43
403		0.000	0.000	108.761	-0.41
405		0.000	0.000	109.860	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	109.822	-0.06
300	ладийинська ТЕС	-85.049	-50.899	110.000	0.00
406		0.000	0.000	110.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.992	-4.012	110.000	0.00
407		0.000	0.000	109.883	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	109.824	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	109.813	-0.07
408		0.000	0.000	109.518	-0.16
8	Липовець	0.000	0.000	109.479	-0.17
9	Іллінці	0.000	0.000	109.613	-0.13
10	Іллінці КС	0.000	0.000	101.560	-3.10
11	Сороки	0.000	0.000	100.884	-3.18
12	Дашів	0.000	0.000	100.657	-3.18
13	Гайсин	0.000	0.000	101.398	-2.73
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	103.623	-1.77
15	Ладийин	0.000	0.000	104.859	-1.25
409		0.000	0.000	105.076	-1.17
301	Ковалівка	0.000	0.000	32.654	-8.00
302	Козаківка	0.000	0.000	32.483	-8.11
303	Чуків	0.000	0.000	32.561	-8.03
304	Потоки	0.000	0.000	32.234	-8.17
305	Мельниківці	0.000	0.000	31.977	-8.34
306	Ситківці	0.000	0.000	31.665	-8.46
307	Носівці	0.000	0.000	31.718	-8.39
308	Попівка	0.000	0.000	35.098	-3.66
309	Слободище	0.000	0.000	31.373	-8.15
310	Гранів	0.000	0.000	31.184	-8.29
201		0.000	0.000	32.507	-6.21
311	Гайсин 35	0.000	0.000	32.411	-6.26
312	Гунча	0.000	0.000	32.449	-6.25
313	Тишківка	0.000	0.000	32.259	-6.23
314	Цук. з-д	0.000	0.000	32.377	-6.26
1001		2.300	1.300	10.194	-2.53
2003		0.000	0.000	101.409	-5.75
2002		0.000	0.000	33.072	-7.76

2001	4.700	2.540	9.688	-5.71
20033	0.000	0.000	108.696	-0.43
20021	0.000	0.000	36.390	-0.43
20011	0.000	0.000	10.397	-0.43
3001	2.200	1.310	10.152	-2.60
4003	0.000	0.000	105.362	-3.64
4002	0.000	0.000	35.273	-3.64
4001	4.800	2.320	9.870	-5.67
40031	0.000	0.000	109.217	-0.30
40021	0.000	0.000	36.564	-0.30
40011	0.000	0.000	10.446	-0.30
5001	9.000	4.860	9.769	-2.43
6001	2.300	1.240	10.221	-2.45
7001	2.500	1.280	10.207	-2.67
8003	0.000	0.000	105.277	-3.57
8002	0.000	0.000	35.235	-3.56
8001	4.300	2.320	9.866	-5.38
80031	0.000	0.000	109.479	-0.17
80021	0.000	0.000	36.652	-0.17
80011	0.000	0.000	10.471	-0.17
9001	2.600	1.470	10.146	-2.84
10001	21.000	12.460	8.992	-5.69
100011	0.000	0.000	9.273	-3.10
11001	2.200	1.130	9.364	-5.90
12003	0.000	0.000	95.872	-7.88
12002	0.000	0.000	32.047	-7.85
12001	3.000	1.620	9.015	-9.40
120031	0.000	0.000	100.657	-3.18
120021	0.000	0.000	33.698	-3.18
120011	0.000	0.000	9.628	-3.18
13003	0.000	0.000	97.599	-6.12
13002	0.000	0.000	32.653	-6.10
13001	6.500	3.330	9.209	-7.46
14001	2.600	1.260	9.596	-4.83
15003	0.000	0.000	102.534	-3.21
15002	0.000	0.000	34.327	-3.21
15001	6.700	3.800	9.672	-4.45
150031	0.000	0.000	104.859	-1.25
150021	0.000	0.000	35.105	-1.25
150011	0.000	0.000	10.030	-1.25
301001	1.000	0.590	9.573	-9.61
302001	0.900	0.510	10.004	-9.57
303001	0.600	0.340	9.562	-9.53
3030011	0.000	0.000	9.769	-8.03
304001	1.100	0.560	9.896	-10.00
3040011	0.000	0.000	10.130	-8.17
305001	1.200	0.650	9.778	-10.37
306001	1.300	0.740	9.204	-10.70
3060011	0.000	0.000	9.501	-8.46
307001	1.400	0.830	9.733	-10.14
3070011	0.000	0.000	9.968	-8.39
308001	0.600	0.290	10.853	-4.96
309001	0.800	0.430	9.679	-9.54
310001	0.800	0.390	9.526	-10.51
311001	1.300	0.740	9.981	-7.82
3110011	0.000	0.000	10.186	-6.26
312001	0.500	0.260	10.029	-7.51
3120011	0.000	0.000	10.198	-6.25
313001	1.400	0.790	9.468	-7.93
314001	0.900	0.490	9.851	-8.57
3140011	0.000	0.000	10.175	-6.26
501	20.650	11.140	100.509	-3.26
502	4.790	2.450	101.060	-2.95
503	-9.350	-5.300	100.997	-3.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.677	2.213	5.669	2.196	0.007	0.016	0.032	0.230
401	402	3.350	1.582	3.346	1.571	0.005	0.010	0.019	0.254
402	404	3.346	2.207	3.342	2.200	0.004	0.007	0.021	0.202
404	4	1.124	1.328	1.123	1.327	0.001	0.001	0.009	0.098
4	403	3.545	2.602	3.535	2.584	0.010	0.018	0.023	0.458
403	2	3.535	3.114	3.534	3.111	0.001	0.003	0.025	0.066
2	100	-8.028	-5.338	-8.084	-5.463	0.056	0.124	-0.051	-1.307
2002	303	2.798	1.849	2.764	1.807	0.035	0.042	0.058	0.528
303	305	2.155	1.444	2.124	1.406	0.031	0.037	0.046	0.603

305	306	0.913	0.718	0.906	0.709	0.007	0.009	0.021	0.318
306	307	-0.411	-0.112	-0.412	-0.113	0.001	0.001	-0.008	-0.058
307	304	-0.836	-0.749	-0.847	-0.764	0.011	0.015	-0.020	-0.528
304	2002	-1.960	-1.338	-2.001	-1.387	0.041	0.049	-0.042	-0.863
2	2003	11.511	8.885	11.462	7.257	0.048	1.622	0.077	7.794
2003	2002	6.758	4.719	6.740	4.363	0.018	0.354	0.047	3.015
307	12002	-0.991	-0.219	-0.999	-0.231	0.008	0.012	-0.018	-0.369
12003	12002	2.653	1.059	2.649	1.059	0.005	0.000	0.017	0.137
12	12003	5.681	3.402	5.658	2.786	0.023	0.613	0.038	5.535
12	11	-3.670	-4.685	-3.678	-4.696	0.008	0.011	-0.034	-0.228
11	10	-5.894	-5.663	-5.926	-5.709	0.032	0.046	-0.047	-0.682
10	300	-27.067	-18.787	-28.173	-21.903	1.102	3.104	-0.187	-8.589
12	13	-8.973	-2.260	-9.021	-2.348	0.048	0.087	-0.053	-0.782
13	14	-28.965	-12.330	-29.384	-13.096	0.418	0.764	-0.179	-2.290
14	15	-32.003	-14.135	-32.255	-14.595	0.250	0.458	-0.195	-1.260
15	409	-39.020	-19.052	-39.073	-19.149	0.053	0.096	-0.239	-0.221
409	300	-39.073	-18.757	-40.494	-20.467	1.416	1.703	-0.238	-4.945
13	502	9.207	3.742	9.190	3.695	0.017	0.047	0.056	0.357
502	503	4.403	1.521	4.402	1.517	0.002	0.004	0.027	0.067
503	501	13.746	7.058	13.711	6.961	0.034	0.096	0.088	0.512
501	12	-6.926	-3.920	-6.931	-3.935	0.005	0.015	-0.046	-0.155
4	405	-7.291	-3.360	-7.319	-3.411	0.028	0.051	-0.042	-0.644
405	300	-16.368	-8.504	-16.382	-8.529	0.014	0.025	-0.097	-0.141
200	407	7.994	4.033	7.988	4.023	0.006	0.010	0.047	0.117
407	7	5.670	2.920	5.668	2.915	0.002	0.004	0.033	0.070
7	408	3.149	1.863	3.144	1.853	0.005	0.010	0.019	0.295
408	8	3.144	2.280	3.143	2.278	0.001	0.001	0.020	0.040
8	9	-1.834	-0.866	-1.835	-0.869	0.002	0.002	-0.011	-0.134
9	100	-4.455	-1.942	-4.467	-1.958	0.011	0.017	-0.026	-0.387
100	406	0.002	-0.263	0.002	-0.263	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.021	0.002	0.021	0.000	0.000	0.000	0.001
15	15003	6.713	4.319	6.704	3.997	0.009	0.321	0.044	2.460
15003	15002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15003	15001	6.704	3.997	6.696	3.798	0.009	0.199	0.044	1.559
15	150031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
12002	309	1.649	0.898	1.619	0.871	0.030	0.027	0.034	0.691
309	310	0.812	0.436	0.809	0.432	0.004	0.005	0.017	0.198
13	13003	10.712	6.957	10.689	6.075	0.023	0.878	0.073	4.241
13003	13002	4.184	2.550	4.181	2.550	0.004	0.000	0.029	0.059
13002	201	1.833	1.152	1.827	1.143	0.006	0.009	0.038	0.152
201	311	1.320	0.863	1.317	0.859	0.003	0.004	0.028	0.098
311	311001	1.305	0.790	1.299	0.740	0.006	0.051	0.027	0.754
311	3110011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
201	312	0.508	0.303	0.507	0.302	0.001	0.001	0.010	0.060
312	312001	0.502	0.275	0.500	0.260	0.002	0.015	0.010	0.618
312	3120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13002	313	1.426	0.875	1.411	0.862	0.015	0.014	0.030	0.400
313	313001	1.406	0.849	1.399	0.790	0.007	0.059	0.029	0.814
13002	314	0.921	0.574	0.915	0.566	0.006	0.007	0.019	0.284
314	314001	0.908	0.543	0.899	0.490	0.008	0.053	0.019	1.188
314	3140011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13003	13001	6.504	3.526	6.496	3.328	0.008	0.197	0.044	1.573
310	310001	0.806	0.433	0.799	0.390	0.007	0.043	0.017	1.056
309	309001	0.804	0.457	0.799	0.430	0.004	0.028	0.017	0.683
1	1001	2.308	1.435	2.299	1.299	0.009	0.135	0.014	3.204
302	302001	0.904	0.543	0.899	0.510	0.005	0.033	0.019	0.769
12	120031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
120031	120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12003	12001	3.005	1.727	2.998	1.619	0.007	0.108	0.021	1.983
307	307001	1.406	0.893	1.399	0.829	0.007	0.063	0.030	0.891
307	3070011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	306001	1.310	0.815	1.299	0.740	0.011	0.075	0.028	1.177
306	3060011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
305	305001	1.208	0.711	1.199	0.650	0.009	0.061	0.025	1.033
303	303001	0.603	0.363	0.600	0.340	0.004	0.023	0.012	0.811
303	3030011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2003	2001	4.705	2.538	4.697	2.538	0.008	0.000	0.030	0.118
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20033	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
301	301001	1.005	0.632	0.999	0.590	0.006	0.042	0.021	0.875
405	5	9.049	5.554	9.046	5.551	0.002	0.003	0.056	0.038
5	5001	9.018	5.364	8.994	4.857	0.023	0.505	0.055	2.928
11	11001	2.208	1.270	2.199	1.129	0.009	0.140	0.015	3.350

ДОДАТОК К

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 120.712 МВт / 651.847 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 115.940 МВт / 626.076 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.855 МВт / 10.265 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.855 МВт / 10.265 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.519 МВт / 2.801 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.448 МВт / 1.193 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.967 МВт / 3.994 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.822 МВт / 14.258 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.308	-9.459	110.000	0.00
401		0.000	0.000	109.769	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.678	-0.13
402		0.000	0.000	109.514	-0.23
404		0.000	0.000	109.312	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	109.251	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	109.212	-0.30
2	Немирів	0.000	0.000	108.681	-0.43
403		0.000	0.000	108.747	-0.41
405		0.000	0.000	109.859	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	109.821	-0.06
300	ладийинська ТЕС	-85.063	-51.552	110.000	0.00
406		0.000	0.000	110.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.992	-4.012	110.000	0.00
407		0.000	0.000	109.883	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	109.824	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	109.813	-0.07
408		0.000	0.000	109.518	-0.16
8	Липовець	0.000	0.000	109.479	-0.17
9	Іллінці	0.000	0.000	109.613	-0.13
10	Іллінці КС	0.000	0.000	101.184	-3.27
11	Сороки	0.000	0.000	100.400	-3.38
12	Дашів	0.000	0.000	100.124	-3.40
13	Гайсин	0.000	0.000	101.650	-2.59
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	103.802	-1.68
15	Ладийин	0.000	0.000	105.000	-1.19
409		0.000	0.000	105.213	-1.11
301	Ковалівка	0.000	0.000	32.601	-8.10
302	Козаківка	0.000	0.000	32.430	-8.21
303	Чуків	0.000	0.000	32.497	-8.14
304	Потоки	0.000	0.000	32.158	-8.29
305	Мельниківці	0.000	0.000	31.898	-8.46
306	Ситківці	0.000	0.000	31.570	-8.59
307	Носівці	0.000	0.000	31.614	-8.53
308	Попівка	0.000	0.000	35.098	-3.66
309	Слободище	0.000	0.000	31.219	-8.32
310	Гранів	0.000	0.000	31.029	-8.47
201		0.000	0.000	32.596	-6.05
311	Гайсин 35	0.000	0.000	32.500	-6.10
312	Гунча	0.000	0.000	32.538	-6.09
313	Тишківка	0.000	0.000	32.348	-6.07
314	Цук. з-д	0.000	0.000	32.466	-6.10
1001		2.300	1.300	10.194	-2.53
2003		0.000	0.000	101.299	-5.81
2002		0.000	0.000	33.020	-7.86
2001		4.700	2.540	9.677	-5.77

20033	0.000	0.000	108.681	-0.43
20021	0.000	0.000	36.385	-0.43
20011	0.000	0.000	10.395	-0.43
3001	2.200	1.310	10.152	-2.60
4003	0.000	0.000	105.356	-3.64
4002	0.000	0.000	35.272	-3.64
4001	4.800	2.320	9.870	-5.67
40031	0.000	0.000	109.212	-0.30
40021	0.000	0.000	36.562	-0.30
40011	0.000	0.000	10.446	-0.30
5001	9.000	4.860	9.769	-2.43
6001	2.300	1.240	10.221	-2.45
7001	2.500	1.280	10.207	-2.67
8003	0.000	0.000	105.277	-3.57
8002	0.000	0.000	35.235	-3.56
8001	4.300	2.320	9.866	-5.38
80031	0.000	0.000	109.479	-0.17
80021	0.000	0.000	36.652	-0.17
80011	0.000	0.000	10.471	-0.17
9001	2.600	1.470	10.146	-2.84
10001	21.000	12.460	8.957	-5.88
100011	0.000	0.000	9.239	-3.27
11001	2.200	1.130	9.316	-6.12
12003	0.000	0.000	95.418	-8.06
12002	0.000	0.000	31.897	-8.02
12001	3.000	1.620	8.970	-9.59
120031	0.000	0.000	100.124	-3.40
120021	0.000	0.000	33.520	-3.40
120011	0.000	0.000	9.577	-3.40
13003	0.000	0.000	97.863	-5.96
13002	0.000	0.000	32.742	-5.94
13001	6.500	3.330	9.235	-7.29
14001	2.600	1.260	9.614	-4.73
15003	0.000	0.000	102.680	-3.14
15002	0.000	0.000	34.375	-3.14
15001	6.700	3.800	9.686	-4.38
150031	0.000	0.000	105.000	-1.19
150021	0.000	0.000	35.152	-1.19
150011	0.000	0.000	10.043	-1.19
301001	1.000	0.590	9.557	-9.71
302001	0.900	0.510	9.987	-9.67
303001	0.600	0.340	9.542	-9.64
3030011	0.000	0.000	9.750	-8.14
304001	1.100	0.560	9.872	-10.13
3040011	0.000	0.000	10.106	-8.29
305001	1.200	0.650	9.753	-10.50
306001	1.300	0.740	9.175	-10.85
3060011	0.000	0.000	9.472	-8.59
307001	1.400	0.830	9.700	-10.29
3070011	0.000	0.000	9.935	-8.53
308001	0.600	0.290	10.853	-4.96
309001	0.800	0.430	9.630	-9.73
310001	0.800	0.390	9.476	-10.72
311001	1.300	0.740	10.009	-7.65
3110011	0.000	0.000	10.214	-6.10
312001	0.500	0.260	10.057	-7.35
3120011	0.000	0.000	10.225	-6.09
313001	1.400	0.790	9.495	-7.76
314001	0.900	0.490	9.880	-8.40
3140011	0.000	0.000	10.203	-6.10
501	20.650	11.140	99.810	-3.58
502	4.790	2.450	99.924	-3.54
503	-9.350	-5.300	100.008	-3.50

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.692	2.229	5.685	2.212	0.007	0.016	0.032	0.232
401	402	3.366	1.598	3.361	1.587	0.005	0.010	0.020	0.255
402	404	3.361	2.223	3.357	2.215	0.004	0.007	0.021	0.203
404	4	1.139	1.344	1.138	1.343	0.001	0.001	0.009	0.100
4	403	3.597	2.653	3.587	2.635	0.010	0.018	0.024	0.466
403	2	3.587	3.164	3.586	3.162	0.001	0.003	0.025	0.067
2	100	-8.090	-5.408	-8.148	-5.535	0.057	0.126	-0.052	-1.322
2002	303	2.856	1.882	2.820	1.839	0.036	0.043	0.060	0.540
303	305	2.212	1.476	2.179	1.436	0.033	0.039	0.047	0.619
305	306	0.967	0.747	0.959	0.737	0.008	0.010	0.022	0.336

306	307	-0.358	-0.084	-0.358	-0.085	0.000	0.000	-0.007	-0.049
307	304	-0.888	-0.779	-0.899	-0.796	0.012	0.017	-0.022	-0.557
304	2002	-2.013	-1.370	-2.056	-1.423	0.043	0.052	-0.044	-0.888
2	2003	11.625	9.005	11.576	7.340	0.049	1.659	0.078	7.900
2003	2002	6.871	4.801	6.852	4.433	0.019	0.367	0.048	3.074
307	12002	-0.886	-0.161	-0.892	-0.170	0.006	0.009	-0.016	-0.320
12003	12002	2.547	1.001	2.542	1.001	0.004	0.000	0.017	0.132
12	12003	5.574	3.327	5.552	2.729	0.022	0.596	0.037	5.472
12	11	-4.919	-5.311	-4.930	-5.328	0.011	0.016	-0.042	-0.277
11	10	-7.147	-6.299	-7.190	-6.362	0.043	0.063	-0.055	-0.794
10	300	-28.330	-19.456	-29.543	-22.873	1.208	3.403	-0.196	-8.981
12	13	-16.800	-5.439	-16.976	-5.761	0.176	0.321	-0.102	-1.598
13	14	-27.712	-12.186	-28.098	-12.892	0.384	0.703	-0.172	-2.212
14	15	-30.717	-13.929	-30.950	-14.355	0.232	0.424	-0.187	-1.220
15	409	-37.715	-18.810	-37.765	-18.901	0.050	0.091	-0.231	-0.215
409	300	-37.765	-18.508	-39.100	-20.114	1.329	1.599	-0.230	-4.807
4	405	-7.328	-3.396	-7.357	-3.448	0.028	0.052	-0.043	-0.648
405	300	-16.406	-8.541	-16.420	-8.566	0.014	0.025	-0.097	-0.141
200	407	7.994	4.033	7.988	4.023	0.006	0.010	0.047	0.117
407	7	5.670	2.920	5.668	2.915	0.002	0.004	0.033	0.070
7	408	3.149	1.863	3.144	1.853	0.005	0.010	0.019	0.295
408	8	3.144	2.280	3.143	2.278	0.001	0.001	0.020	0.040
8	9	-1.834	-0.866	-1.835	-0.869	0.002	0.002	-0.011	-0.134
9	100	-4.455	-1.942	-4.467	-1.958	0.011	0.017	-0.026	-0.387
100	406	0.002	-0.263	0.002	-0.263	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.021	0.002	0.021	0.000	0.000	0.000	0.001
304	304001	1.106	0.609	1.099	0.560	0.007	0.049	0.023	0.899
304	3040011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
14	14001	2.610	1.441	2.598	1.259	0.012	0.181	0.017	3.587
401	1	2.319	1.379	2.317	1.377	0.001	0.002	0.014	0.090
15	15003	6.713	4.318	6.704	3.996	0.009	0.320	0.044	2.452
15003	15002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15003	15001	6.704	3.996	6.696	3.798	0.009	0.198	0.044	1.554
15	150031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150021	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
12002	309	1.650	0.899	1.619	0.872	0.030	0.028	0.034	0.695
309	310	0.813	0.437	0.809	0.432	0.004	0.005	0.017	0.199
13	13003	10.712	6.950	10.689	6.073	0.023	0.874	0.072	4.213
13003	13002	4.184	2.549	4.180	2.549	0.004	0.000	0.029	0.059
13002	201	1.833	1.152	1.828	1.143	0.006	0.009	0.038	0.152
201	311	1.320	0.863	1.317	0.859	0.003	0.004	0.028	0.098
311	311001	1.305	0.790	1.299	0.740	0.006	0.050	0.027	0.750
311	3110011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
201	312	0.508	0.303	0.507	0.302	0.001	0.001	0.010	0.060
312	312001	0.502	0.275	0.500	0.260	0.002	0.015	0.010	0.615
312	3120011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
13002	313	1.426	0.875	1.411	0.861	0.015	0.014	0.029	0.399
313	313001	1.406	0.849	1.399	0.790	0.007	0.059	0.029	0.809
13002	314	0.921	0.574	0.915	0.566	0.006	0.007	0.019	0.283
314	314001	0.908	0.543	0.899	0.490	0.008	0.053	0.019	1.181
314	3140011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13003	13001	6.504	3.525	6.496	3.328	0.008	0.196	0.044	1.563
12	120031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120021	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	501	16.113	7.811	16.086	7.736	0.026	0.074	0.103	0.332
501	503	-4.551	-3.149	-4.555	-3.161	0.004	0.013	-0.032	-0.206
503	502	4.789	2.375	4.787	2.369	0.002	0.006	0.031	0.089
12003	12001	3.005	1.728	2.998	1.619	0.007	0.109	0.021	2.000
307	307001	1.406	0.893	1.399	0.829	0.007	0.064	0.030	0.896
307	3070011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
306	306001	1.310	0.816	1.299	0.740	0.011	0.076	0.028	1.183
306	3060011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
305	305001	1.208	0.711	1.199	0.650	0.009	0.061	0.025	1.038
303	303001	0.603	0.363	0.600	0.340	0.004	0.023	0.012	0.814
303	3030011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2003	2001	4.705	2.538	4.697	2.538	0.008	0.000	0.030	0.119
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
310	310001	0.806	0.433	0.799	0.390	0.007	0.043	0.017	1.065
405	5	9.049	5.554	9.046	5.551	0.002	0.003	0.056	0.038
5	5001	9.018	5.364	8.994	4.857	0.023	0.505	0.055	2.928
309	309001	0.804	0.458	0.799	0.430	0.004	0.028	0.017	0.689
4	40031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	4003	4.825	2.918	4.811	2.539	0.014	0.378	0.030	4.067
4003	4002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 120.620 МВт / 651.348 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 115.940 МВт / 626.076 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.764 МВт / 10.021 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.764 МВт / 10.021 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.520 МВт / 2.806 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.447 МВт / 1.190 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.966 МВт / 3.995 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.730 МВт / 14.016 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.229	-9.371	110.000	0.00
401		0.000	0.000	109.770	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.679	-0.13
402		0.000	0.000	109.517	-0.23
404		0.000	0.000	109.316	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	109.255	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	109.217	-0.30
2	Немирів	0.000	0.000	108.696	-0.43
403		0.000	0.000	108.761	-0.41
405		0.000	0.000	109.860	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	109.822	-0.06
300	ладижинська ТЕС	-85.049	-50.899	110.000	0.00
406		0.000	0.000	110.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.992	-4.012	110.000	0.00
407		0.000	0.000	109.883	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	109.824	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	109.813	-0.07
408		0.000	0.000	109.518	-0.16
8	Липовець	0.000	0.000	109.479	-0.17
9	Іллінці	0.000	0.000	109.613	-0.13
10	Іллінці КС	0.000	0.000	101.560	-3.10
11	Сороки	0.000	0.000	100.884	-3.18
12	Дашів	0.000	0.000	100.657	-3.18
13	Гайсин	0.000	0.000	101.398	-2.73
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	103.623	-1.77
15	Ладизин	0.000	0.000	104.859	-1.25
409		0.000	0.000	105.076	-1.17
301	Ковалівка	0.000	0.000	32.654	-8.00
302	Козаківка	0.000	0.000	32.483	-8.11
303	Чуків	0.000	0.000	32.561	-8.03
304	Потоки	0.000	0.000	32.234	-8.17
305	Мельниківці	0.000	0.000	31.977	-8.34
306	Ситківці	0.000	0.000	31.665	-8.46
307	Носівці	0.000	0.000	31.718	-8.39
308	Попівка	0.000	0.000	35.098	-3.66
309	Слободище	0.000	0.000	31.373	-8.15
310	Гранів	0.000	0.000	31.184	-8.29
201		0.000	0.000	32.507	-6.21
311	Гайсин 35	0.000	0.000	32.411	-6.26
312	Гунча	0.000	0.000	32.449	-6.25
313	Тишківка	0.000	0.000	32.259	-6.23
314	Цук. з-д	0.000	0.000	32.377	-6.26
1001		2.300	1.300	10.194	-2.53
2003		0.000	0.000	101.409	-5.75
2002		0.000	0.000	33.072	-7.76
2001		4.700	2.540	9.688	-5.71
20033		0.000	0.000	108.696	-0.43
20021		0.000	0.000	36.390	-0.43
20011		0.000	0.000	10.397	-0.43
3001		2.200	1.310	10.152	-2.60

4003	0.000	0.000	105.362	-3.64
4002	0.000	0.000	35.273	-3.64
4001	4.800	2.320	9.870	-5.67
40031	0.000	0.000	109.217	-0.30
40021	0.000	0.000	36.564	-0.30
40011	0.000	0.000	10.446	-0.30
5001	9.000	4.860	9.769	-2.43
6001	2.300	1.240	10.221	-2.45
7001	2.500	1.280	10.207	-2.67
8003	0.000	0.000	105.277	-3.57
8002	0.000	0.000	35.235	-3.56
8001	4.300	2.320	9.866	-5.38
80031	0.000	0.000	109.479	-0.17
80021	0.000	0.000	36.652	-0.17
80011	0.000	0.000	10.471	-0.17
9001	2.600	1.470	10.146	-2.84
10001	21.000	12.460	8.992	-5.69
100011	0.000	0.000	9.273	-3.10
11001	2.200	1.130	9.364	-5.90
12003	0.000	0.000	95.872	-7.88
12002	0.000	0.000	32.047	-7.85
12001	3.000	1.620	9.015	-9.40
120031	0.000	0.000	100.657	-3.18
120021	0.000	0.000	33.698	-3.18
120011	0.000	0.000	9.628	-3.18
13003	0.000	0.000	97.599	-6.12
13002	0.000	0.000	32.653	-6.10
13001	6.500	3.330	9.209	-7.46
14001	2.600	1.260	9.596	-4.83
15003	0.000	0.000	102.534	-3.21
15002	0.000	0.000	34.327	-3.21
15001	6.700	3.800	9.672	-4.45
150031	0.000	0.000	104.859	-1.25
150021	0.000	0.000	35.105	-1.25
150011	0.000	0.000	10.030	-1.25
301001	1.000	0.590	9.573	-9.61
302001	0.900	0.510	10.004	-9.57
303001	0.600	0.340	9.562	-9.53
3030011	0.000	0.000	9.769	-8.03
304001	1.100	0.560	9.896	-10.00
3040011	0.000	0.000	10.130	-8.17
305001	1.200	0.650	9.778	-10.37
306001	1.300	0.740	9.204	-10.70
3060011	0.000	0.000	9.501	-8.46
307001	1.400	0.830	9.733	-10.14
3070011	0.000	0.000	9.968	-8.39
308001	0.600	0.290	10.853	-4.96
309001	0.800	0.430	9.679	-9.54
310001	0.800	0.390	9.526	-10.51
311001	1.300	0.740	9.981	-7.82
3110011	0.000	0.000	10.186	-6.26
312001	0.500	0.260	10.029	-7.51
3120011	0.000	0.000	10.198	-6.25
313001	1.400	0.790	9.468	-7.93
314001	0.900	0.490	9.851	-8.57
3140011	0.000	0.000	10.175	-6.26
501	20.650	11.140	100.509	-3.26
502	4.790	2.450	101.060	-2.95
503	-9.350	-5.300	100.997	-3.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.677	2.213	5.669	2.196	0.007	0.016	0.032	0.230
401	402	3.350	1.582	3.346	1.571	0.005	0.010	0.019	0.254
402	404	3.346	2.207	3.342	2.200	0.004	0.007	0.021	0.202
404	4	1.124	1.328	1.123	1.327	0.001	0.001	0.009	0.098
4	403	3.545	2.602	3.535	2.584	0.010	0.018	0.023	0.458
403	2	3.535	3.114	3.534	3.111	0.001	0.003	0.025	0.066
2	100	-8.028	-5.338	-8.084	-5.463	0.056	0.124	-0.051	-1.307
2002	303	2.798	1.849	2.764	1.807	0.035	0.042	0.058	0.528
303	305	2.155	1.444	2.124	1.406	0.031	0.037	0.046	0.603
305	306	0.913	0.718	0.906	0.709	0.007	0.009	0.021	0.318
306	307	-0.411	-0.112	-0.412	-0.113	0.001	0.001	-0.008	-0.058
307	304	-0.836	-0.749	-0.847	-0.764	0.011	0.015	-0.020	-0.528
304	2002	-1.960	-1.338	-2.001	-1.387	0.041	0.049	-0.042	-0.863
2	2003	11.511	8.885	11.462	7.257	0.048	1.622	0.077	7.794

2003	2002	6.758	4.719	6.740	4.363	0.018	0.354	0.047	3.015
307	12002	-0.991	-0.219	-0.999	-0.231	0.008	0.012	-0.018	-0.369
12003	12002	2.653	1.059	2.649	1.059	0.005	0.000	0.017	0.137
12	12003	5.681	3.402	5.658	2.786	0.023	0.613	0.038	5.535
12	11	-3.670	-4.685	-3.678	-4.696	0.008	0.011	-0.034	-0.228
11	10	-5.894	-5.663	-5.926	-5.709	0.032	0.046	-0.047	-0.682
10	300	-27.067	-18.787	-28.173	-21.903	1.102	3.104	-0.187	-8.589
12	13	-8.973	-2.260	-9.021	-2.348	0.048	0.087	-0.053	-0.782
13	14	-28.965	-12.330	-29.384	-13.096	0.418	0.764	-0.179	-2.290
14	15	-32.003	-14.135	-32.255	-14.595	0.250	0.458	-0.195	-1.260
15	409	-39.020	-19.052	-39.073	-19.149	0.053	0.096	-0.239	-0.221
409	300	-39.073	-18.757	-40.494	-20.467	1.416	1.703	-0.238	-4.945
13	502	9.207	3.742	9.190	3.695	0.017	0.047	0.056	0.357
502	503	4.403	1.521	4.402	1.517	0.002	0.004	0.027	0.067
503	501	13.746	7.058	13.711	6.961	0.034	0.096	0.088	0.512
501	12	-6.926	-3.920	-6.931	-3.935	0.005	0.015	-0.046	-0.155
4	405	-7.291	-3.360	-7.319	-3.411	0.028	0.051	-0.042	-0.644
405	300	-16.368	-8.504	-16.382	-8.529	0.014	0.025	-0.097	-0.141
200	407	7.994	4.033	7.988	4.023	0.006	0.010	0.047	0.117
407	7	5.670	2.920	5.668	2.915	0.002	0.004	0.033	0.070
7	408	3.149	1.863	3.144	1.853	0.005	0.010	0.019	0.295
408	8	3.144	2.280	3.143	2.278	0.001	0.001	0.020	0.040
8	9	-1.834	-0.866	-1.835	-0.869	0.002	0.002	-0.011	-0.134
9	100	-4.455	-1.942	-4.467	-1.958	0.011	0.017	-0.026	-0.387
100	406	0.002	-0.263	0.002	-0.263	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.021	0.002	0.021	0.000	0.000	0.000	0.001
15	15003	6.713	4.319	6.704	3.997	0.009	0.321	0.044	2.460
15003	15002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15003	15001	6.704	3.997	6.696	3.798	0.009	0.199	0.044	1.559
15	150031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
150031	150011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
12002	309	1.649	0.898	1.619	0.871	0.030	0.027	0.034	0.691
309	310	0.812	0.436	0.809	0.432	0.004	0.005	0.017	0.198
13	13003	10.712	6.957	10.689	6.075	0.023	0.878	0.073	4.241
13003	13002	4.184	2.550	4.181	2.550	0.004	0.000	0.029	0.059
13002	201	1.833	1.152	1.827	1.143	0.006	0.009	0.038	0.152
201	311	1.320	0.863	1.317	0.859	0.003	0.004	0.028	0.098
311	311001	1.305	0.790	1.299	0.740	0.006	0.051	0.027	0.754
311	3110011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
201	312	0.508	0.303	0.507	0.302	0.001	0.001	0.010	0.060
312	312001	0.502	0.275	0.500	0.260	0.002	0.015	0.010	0.618
312	3120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13002	313	1.426	0.875	1.411	0.862	0.015	0.014	0.030	0.400
313	313001	1.406	0.849	1.399	0.790	0.007	0.059	0.029	0.814
13002	314	0.921	0.574	0.915	0.566	0.006	0.007	0.019	0.284
314	314001	0.908	0.543	0.899	0.490	0.008	0.053	0.019	1.188
314	3140011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13003	13001	6.504	3.526	6.496	3.328	0.008	0.197	0.044	1.573
310	310001	0.806	0.433	0.799	0.390	0.007	0.043	0.017	1.056
309	309001	0.804	0.457	0.799	0.430	0.004	0.028	0.017	0.683
1	1001	2.308	1.435	2.299	1.299	0.009	0.135	0.014	3.204
302	302001	0.904	0.543	0.899	0.510	0.005	0.033	0.019	0.769
12	120031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
120031	120021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
120031	120011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12003	12001	3.005	1.727	2.998	1.619	0.007	0.108	0.021	1.983
307	307001	1.406	0.893	1.399	0.829	0.007	0.063	0.030	0.891
307	3070011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
306	306001	1.310	0.815	1.299	0.740	0.011	0.075	0.028	1.177
306	3060011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
305	305001	1.208	0.711	1.199	0.650	0.009	0.061	0.025	1.033
303	303001	0.603	0.363	0.600	0.340	0.004	0.023	0.012	0.811
303	3030011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2003	2001	4.705	2.538	4.697	2.538	0.008	0.000	0.030	0.118
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20033	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40031	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
40031	40011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
301	301001	1.005	0.632	0.999	0.590	0.006	0.042	0.021	0.875
405	5	9.049	5.554	9.046	5.551	0.002	0.003	0.056	0.038
5	5001	9.018	5.364	8.994	4.857	0.023	0.505	0.055	2.928
11	11001	2.208	1.270	2.199	1.129	0.009	0.140	0.015	3.350
4	4003	4.825	2.918	4.811	2.539	0.014	0.378	0.030	4.067
4003	4002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4003	4001	4.811	2.539	4.797	2.319	0.014	0.220	0.030	2.462
404	3	2.218	1.420	2.217	1.419	0.001	0.001	0.014	0.061
3	3001	2.207	1.437	2.199	1.309	0.008	0.128	0.014	3.220

ДОДАТОК Л
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗШИРЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження експлуатації обладнання підстанцій.

Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

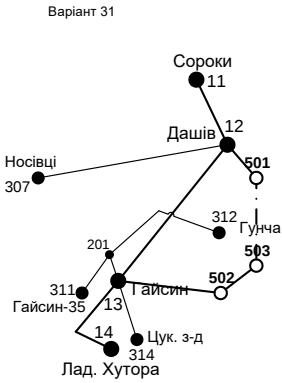
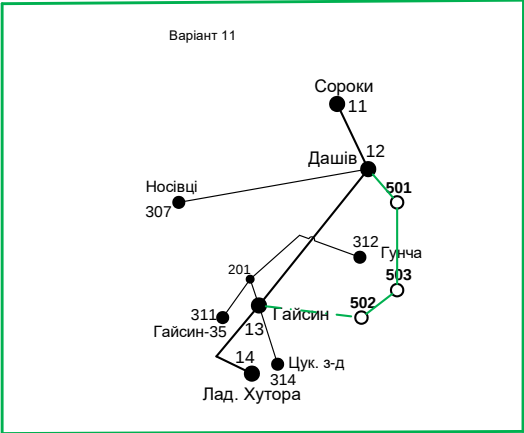
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз існуючих методів контролю стану силових трансформаторів в експлуатації;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу електропідстанцій.

Об’єктом дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Вінницької області.

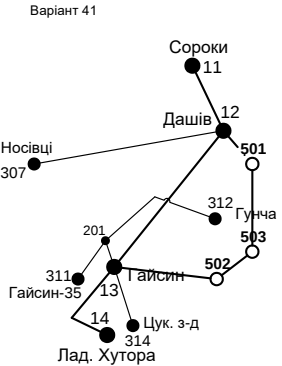
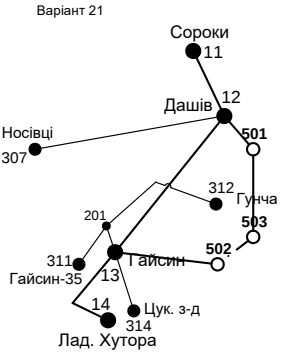
Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

Методи дослідження. Для аналізу і розв’язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110».

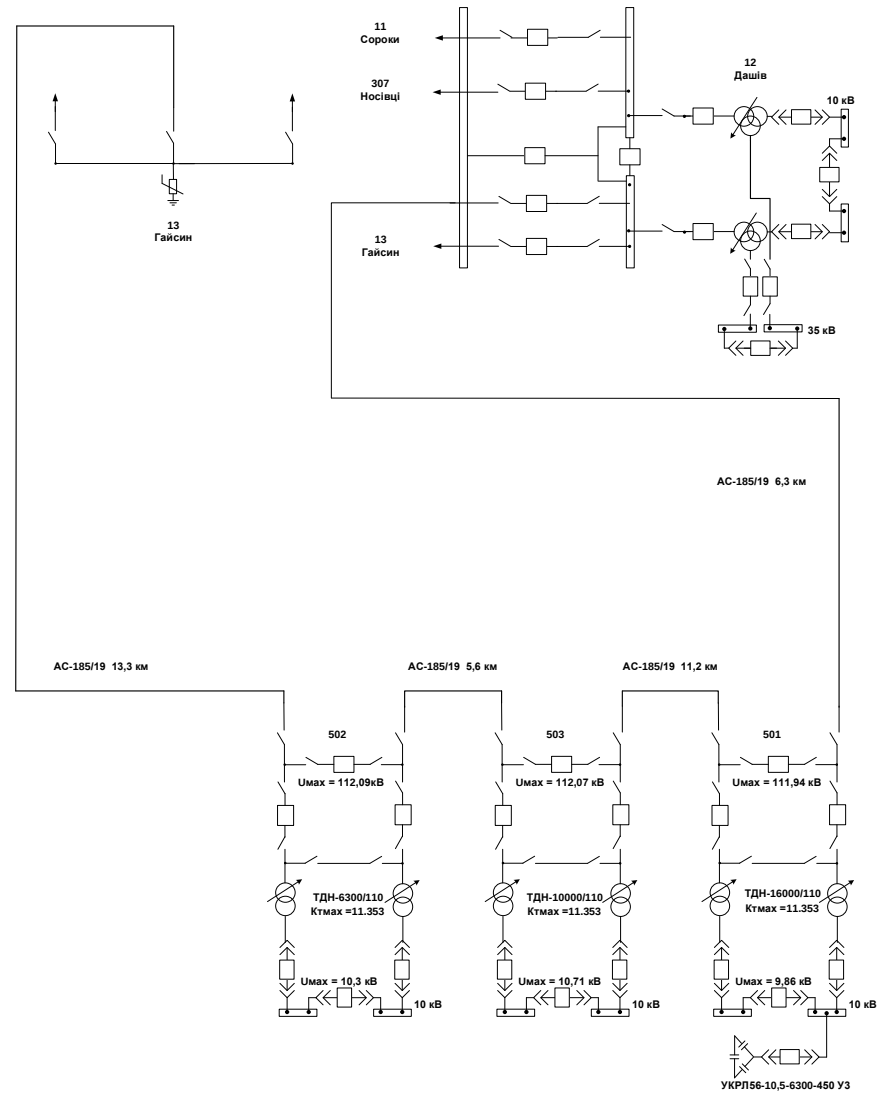
ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



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



ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ



Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	59,2
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	335 880
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	201 497,152
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	3,3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,73
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,15
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	651,35
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	14,02