

2

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.
20.03 2023 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Цибульській Інні Юріївні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електромережі з дослідженням використання елегазового комутаційного електрообладнання

керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2023 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 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 95 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 40 км за рік

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110 кВ. 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

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«Розвиток фрагменту електромережі з дослідженням
використання елегазового комутаційного електрообладнання»**

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

(шифр і назва напрямку підготовки/спеціальності)

(прізвище та ініціали)

Цибульська І.Ю.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Netreb'skyi V.V.

Нетребський В.В.

(прізвище та ініціали)

« 2 » 06 2023 р.

Опонент:

Naгорняк V.V.

Нагорняк В.В.

(прізвище та ініціали)

« 6 » 06 2023 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)


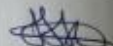




« 05 » 06 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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 розподілу ЕМ. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключення генеруючої електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

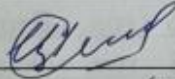
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О. Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 14 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		П. м.
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.03.23	16.03.23	б.
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.03.23	18.03.23	б.
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	19.03.23	05.04.23	б.
4	Аналіз експлуатації елегазового комутаційного обладнання	06.04.23	30.04.23	б.
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.23	10.05.23	б.
6	Техніко-економічна частина	11.05.23	16.05.23	б.
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	б.
8	Оформлення презентації	26.05.23	30.05.23	б.

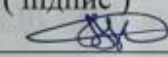
Студент



Цибульський

Керівник роботи

(підпис)



Нетребський

(підпис)

АНОТАЦІЯ

Цибульська Інна Юріївна «Розвиток фрагменту електромережі з дослідженням використання елегазового комутаційного електрообладнання». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 100 с./ На укр. мові. рис.25, табл.24, бібліогр.16.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведений огляд конструкцій різних виробників елегазових вимикачів. Проведено дослідження експлуатації елегазових вимикачів.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує розподільчі установки.

ANNOTATION

Tsibulska Inna « Development of a fragment of the power grid with a study of the use of electric and gas switching electrical equipment ». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023- 100 p. fig. 25, table 24, bibl. 16

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

An overview of the constructions of various manufacturers of electric and gas switches was carried out. A study of the operation of electric and gas switches was carried out.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing the switchgear was carried out.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1	11
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	11
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	13
РОЗДІЛ 2	15
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	15
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	15
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	18
РОЗДІЛ 3	23
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	23
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	23
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	27
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	29
РОЗДІЛ 4	32
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	32
РОЗДІЛ 5	34
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	34
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	35
5.2 Вибір електричної схеми відгалужувальної підстанції.....	36
5.3 Вибір схеми вузлової підстанції	36
5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій.....	38
5.5 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції	40
РОЗДІЛ 6	45
БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	45
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	45
РОЗДІЛ 7	48
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	48
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	48
7.4. Регулювання напруги у електромережі	49
РОЗДІЛ 8.....	53
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	53
РОЗДІЛ 9	71
АНАЛІЗ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ	71
9.1 Загальні відомості про елегазові вимикачі	71
9.2 Конструкції елегазових вимикачів компанія Сіменс.....	74
9.3 Конструкції елегазових вимикачів компанія АВВ	76
РОЗДІЛ 10	88
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	88

10.1	Задачі розділу.....	88
10.2	Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням на диспетчерському пункті	89
10.3	Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з на диспетчерському пункті в діючих електроустановках.	90
10.4	Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	92
10.4.1	Мікроклімат	92
10.4.2	Склад повітря робочої зони.....	92
10.4.3	Виробниче освітлення. Природне освітлення	93
10.4.4	Штучне освітлення.....	93
10.4.5	Виробничий шум	94
10.4.6	Виробнича вібрація.....	95
10.5	Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику	95
10.6	Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж	100
10.6.1	Дослідження безпеки роботи приладів на диспетчерському пункті в умовах дії ЕМІ.....	100
10.6.2	Пожежна безпека приміщення оперативного пункту управління	103
	ВИСНОВКИ.....	105
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	107
	Додаток А.....	Ошибка! Закладка не определена.
	ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ	Ошибка! Закладка не определена.
	Додаток А1. Технічне завдання МКР.....	Ошибка! Закладка не определена.
	ДОДАТОК А2	117
	Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ	117
	ДОДАТОК Б	121
	Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів	121
	ДОДАТОК В	126
	Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ... ..	126
	ДОДАТОК Г	131
	Результати розрахунку післяаварійного режиму	131
	після розвитку ЕМ.....	131

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;

АТ – автотрансформатор;

БТ – блочний трансформатор;

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакумулююча 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

Актуальність теми. З розвитком електричних систем з поступовим втіленням сучасних технологій надійність електропостачання має першочергову важливість. Одним із головних аспектів розвитку є використання сучасних високовольтних комутаційних апаратів, які є одним із основних компонентів передачі “ генерація - споживання електричної енергії ” та відіграють особливу роль у створенні надійного та безпечного функціонування електроенергетичних систем в нормальних та аварійних умовах їхньої експлуатації.

Вимикачі є досить складною конструкцією в схемах підстанцій, тому потребують ретельного технічного обслуговування. Через зношуваність та старіння, що відбуваються під час використання, незадовільне чи невчасне технічне обслуговування або ж вплив навколишнього середовища та робочих струмів в будь-яких режимах ЕЕС є наслідком зниження робочих характеристик та надійності вимикачів, що в подальшому може стати причиною абсолютного виходу з ладу обладнання, скорочення строку служби і завчасного виведення з експлуатації.

Наразі, на сьогодні загалом в енергосистемах України налічується значна кількість вимикачів, що були пошкоджені або зруйновані внаслідок воєнних дій або відпрацювали свій паспортний ресурс і потребують негайної заміни, тому що подальша експлуатація обладнання з понаднормативним ресурсом роботи зумовлює значне збільшення експлуатаційних витрат.

Тому, виходячи з вищевказаного, актуальною проблемою залишається потреба в реконструкції та модернізації електричного обладнання. При цьому варто зауважити, що орієнтуватися потрібно виключно на сучасні досягнення та новітні технології в галузі виготовлення високовольтного обладнання.

В загальному обсязі доля елегазових вимикачів на середні та високі рівні напруги становить 20-30% від загального обсягу комутаційних апаратів на світовому ринку і за припущеннями буде збільшуватися паралельно з удосконаленням їх конструкції, надійності та збільшенням безремонтного строку експлуатації.

Отже, дослідження елегазових вимикачів, оптимізація їх проектування є **актуальною науково-прикладною задачею.**

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та аналіз і перспективи розвитку сучасного елегазового комутаційного обладнання.

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 сучасного елегазового комутаційного обладнання;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу розподільчої установки.

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 використання елегазового комутаційного обладнання в електроенергетичній системі.

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

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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 записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

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

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

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

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

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

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 938, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1889686. \end{cases}$$

звідки $a' = 1,0303$, $b' = -1981,7$ таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 1,0303 \cdot T - 1981,7.$$

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

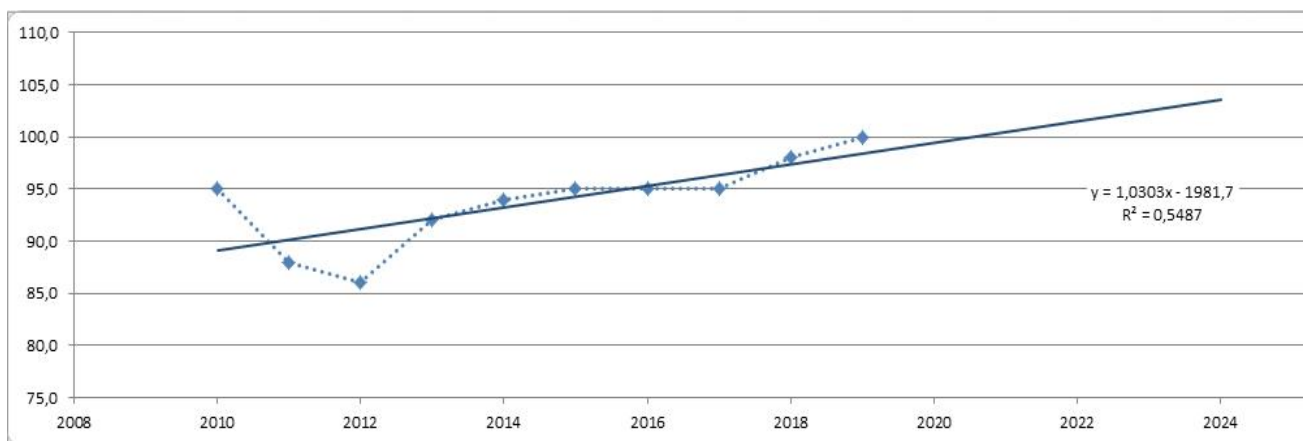


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 103,6 %, що на 3,6 % 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 близьких до них. (дивись таблицю 1.1)

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Вітки	100-201	201-2	5-6	5-103	103-2
Марка проводу	АС-185	АС-185	АС-120	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	520	520	390	450	450
Розрах. струм, А	47	47	88	13	11

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

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	6	5	103	201
Напруга вузла,кВ	111,2	113,6	113,9	114,6

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.

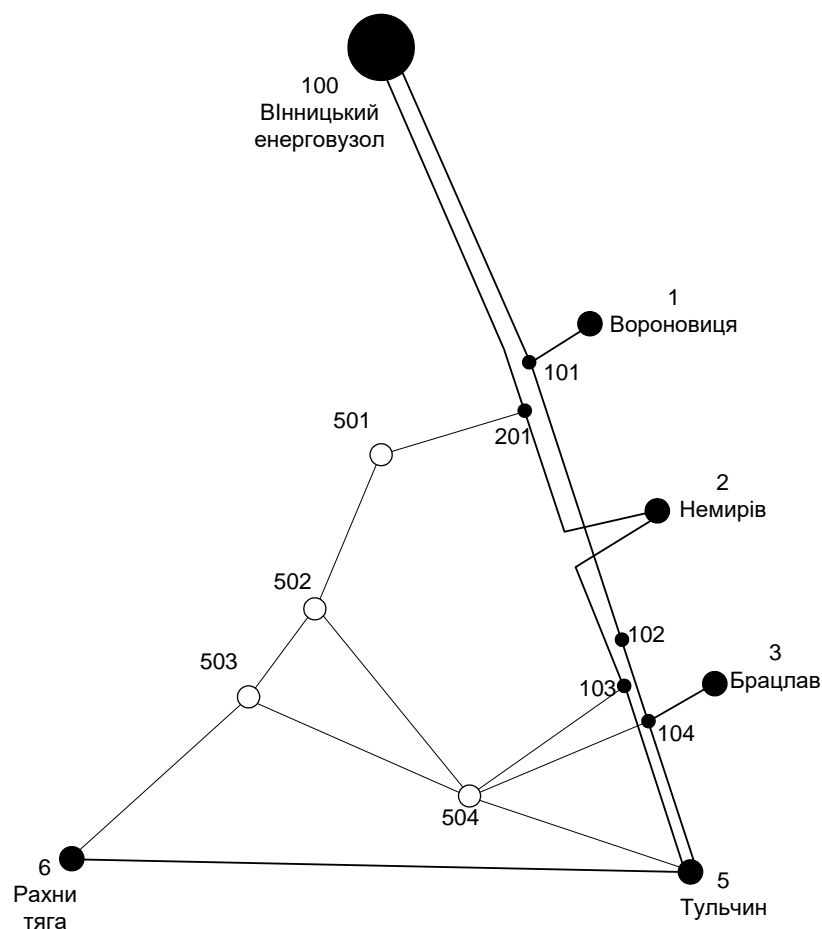


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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 потрібну 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 V_i записують у вигляді:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на побудову 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda 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:

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

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 провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 годин/рік для $T_{нб} = 5400$ годин/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 1,65 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 $Вд = a+b \cdot P^2$

Вітки	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт a, тис.грн	Коефіцієнт b, грн/МВт ²	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
6-503	23,1	10273,0	2,182	10491,1
5-504	23,1	10877,3	2,310	11108,3
1-501	23,1	9064,4	1,925	9256,9
3-504	23,1	10877,3	2,310	11108,3
503-502	23,1	6042,9	1,283	6171,3
502-501	23,1	9668,7	2,053	9874,0
502-504	23,1	11481,6	2,438	11725,4
503-504	23,1	12085,9	2,567	12342,5
504-103	23,1	10273,0	2,182	10491,1

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

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

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт a_1 , тис.грн	Коефіцієнт b_1 , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
6-503	11439,1	10273,0	50,437	11439,1
5-504	12112,0	10877,3	53,404	12112,0
1-501	10093,3	9064,4	44,504	10093,3
3-504	12112,0	10877,3	53,404	12112,0
503-502	6728,9	6042,9	29,669	6728,9
502-501	10766,2	9668,7	47,471	10766,2
502-504	12784,9	11481,6	56,371	12784,9
503-504	13457,8	12085,9	59,338	13457,8
504-103	11439,1	10273,0	50,437	11439,1

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт c , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
6-503	11439,1	494,8	11439,1
5-504	12112,0	523,9	12112,0
1-501	10093,3	436,6	10093,3
3-504	12112,0	523,9	12112,0
503-502	6728,9	291,0	6728,9
502-501	10766,2	465,7	10766,2
502-504	12784,9	553,0	12784,9
503-504	13457,8	582,1	13457,8
504-103	11439,1	494,8	11439,1

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	6-503	5-504	1-501	3-504	503-502	502-503	502-501	501-502	502-504	504-502	503-504	504-503	504-103	103-504			
501	0	0	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	2,49	2,49
502	0	0	0	0	1	-1	1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	17,10	17,10
503	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	18,65	18,65
504	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	1	-8,00	-8,00
Коефіцієнти цільової функції	1375,422218	1456,32941	1213,608	1456,32941	809,0719	809,0719	1294,515	1294,515	1537,2366	1537,2366	1618,14379	1618,1438	1375,422	1375,422			0,000
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																	0,00

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	
	6-503	5-504	1-501	3-504	503-502	502-503	502-501	501-502	502-504	504-502	503-504	504-503	504-103	103-504			
501	0	0	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	2,49	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	17,10	0,00
503	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	18,65	0,00
504	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	1	-8,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	430,7201652	1456,32941	3649,421	1456,32941	675,8446	809,0719	1294,515	1294,515	1537,2366	1454,7019	1618,14379	1618,1438	1375,422	1375,422			35711,472
Потужності ЛЕП	30,2384368	0	0	0	11,58554	0	2,4870528	0	0	8	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	10272,984	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	9668,691	0,000	0,000	11481,570	0,000	0,000	0,000	0,000			37466,177
Змінні складові витрат	1994,728	0,000	0,000	0,000	172,246	0,000	12,700	0,000	0,000	156,045	0,000	0,000	0,000	0,000			2335,719
Дисконтовані витрати, тис. грн																	39801,90

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

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків по ділянцям, тому скоригуємо вартісні коефіцієнти і проведемо повторний обрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	6-503	5-504	1-501	3-504	503-502	502-503	502-501	501-502	502-504	504-502	503-504	504-503	504-103	103-504			
501	0	0	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	2,49	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	17,10	0,00
503	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	18,65	0,00
504	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	1	-8,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	405,699275	1456,32941	1213,608	1456,32941	536,4599	809,0719	3892,7163	1294,515	1537,2366	1454,7019	1618,14379	1618,1438	1375,422	1375,422			39801,896
Потужності ЛЕП	30,2384368	0	0	0	11,58554	0	2,4870528	0	0	8	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	10272,984	0,000	0,000	0,000	6042,932	0,000	9668,691	0,000	0,000	11481,570	0,000	0,000	0,000	0,000			37466,177
Змінні складові витрат	1994,728	0,000	0,000	0,000	172,246	0,000	12,700	0,000	0,000	156,045	0,000	0,000	0,000	0,000			2335,719
Дисконтовані витрати, тис. грн																	39801,90

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів внаслідок зміни перетоків потужності по ділянцям ліній (при другій ітерації)

Після кінцевого уточнення маємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	6-503	5-504	1-501	3-504	503-502	502-503	502-501	501-502	502-504	504-502	503-504	504-503	504-103	103-504			
501	0	0	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	2,49	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	17,10	0,00
503	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	18,65	0,00	
504	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	-8,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	405,699275	1456,32941	1213,608	1456,32941	536,4599	809,0719	3892,7163	1294,515	1537,2366	1454,7019	1618,14379	1618,1438	1375,422	1375,422			30795,612
Потужності ЛЕП	27,751384	0	2,487053	0	9,098488	0	0	0	0	8	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	10272,984	0,000	9064,398	0,000	6042,932	0,000	0,000	0,000	0,000	11481,570	0,000	0,000	0,000	0,000			36861,884
Змінні складові витрат	1680,097	0,000	11,906	0,000	106,232	0,000	0,000	0,000	0,000	156,045	0,000	0,000	0,000	0,000			1954,280
Дисконтовані витрати, тис. грн																	
38816,16																	

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

У таблиці на рисунку 2.5 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.6.

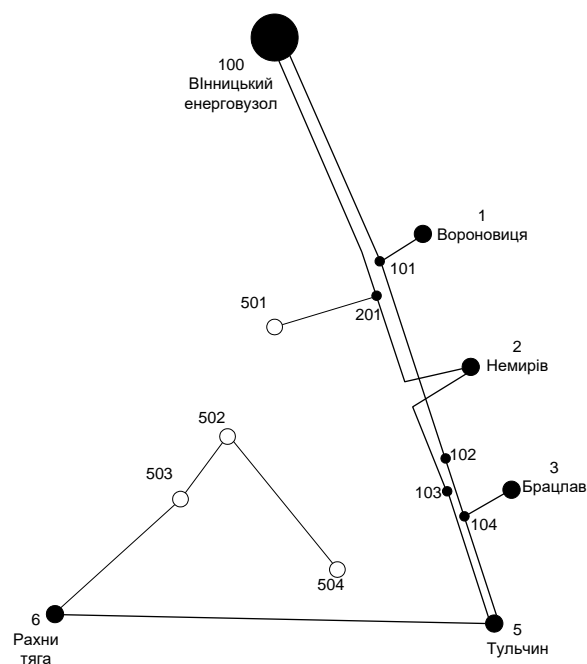


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

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 замкнених контурів.

Отже, було прийнято рішення встановити дволанцюгову лінію на відріжку 502-504, та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 502-501 тим самим

забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних один від одного джерел живлення.

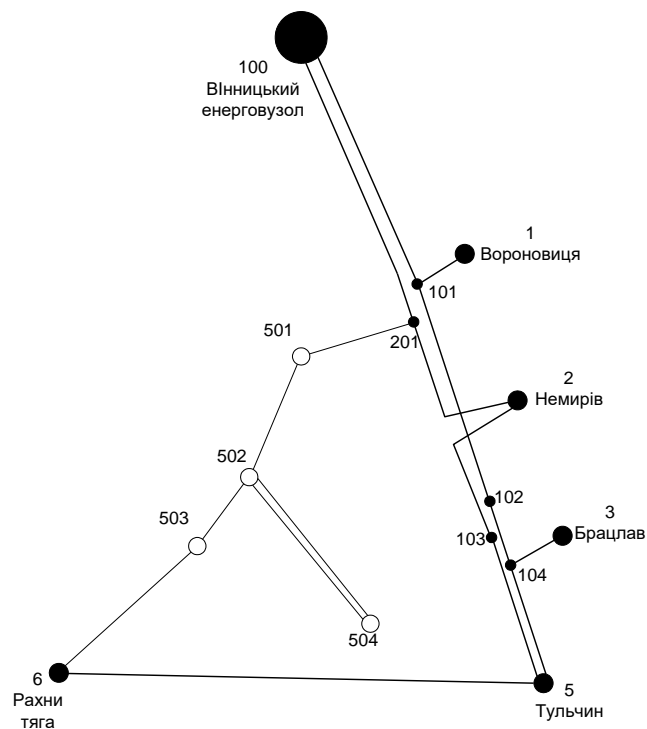


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

В результаті за допомогою таблиці на рис 2.8 було пораховано вартість схеми з забезпеченням належної надійності. Розрахункова вартість схеми зросла на 14596,67 тис.грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку Сиплекс-методом.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	6-503	5-504	1-501	3-504	503-502	502-503	502-501	501-502	502-504	504-502	503-504	504-503	504-103	103-504				
501	0	0	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	2,49	12,78	
502	0	0	0	0	0	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	17,10	-12,78	
503	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	18,65	0,00	
504	0	1	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-8,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	405,699275	1456,32941	1213,608	1456,32941	536,4599	809,0719	3892,7163	1294,515	1537,2366	1454,7019	1618,14379	1618,1438	1375,422	1375,422			47339,514	
Потужності ЛЕП	27,751384	0	2,487053	0	9,098488	0	0	12,78	0	8	0	0	0	0				
Постійні складові витрат	10272,984	0,000	9064,398	0,000	6042,932	0,000	0,000	9668,691	0,000	16074,198	0,000	0,000	0,000	0,000			51123,203	
Змінні складові витрат	1680,097	0,000	11,906	0,000	106,232	0,000	0,000	335,350	0,000	156,045	0,000	0,000	0,000	0,000			2289,629	
Дисконтовані витрати, тис. грн																		53412,83

Рисунок 2.8 – Коригування схеми з урахуванням забезпечення категорій надійності споживачів

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 з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності 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, 504). 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 V_t що до кожного із років буде розв'язуватись як:

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

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:

$$(V_i + V_{i+1}) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

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

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

На другому етапі рухаються 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 V_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Застосовано наступні обмеження:

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

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: $L_{max} \leq 30$ 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 чи двох споживачів, а під час другого року будівництва – до інших, а на третьому році завершити спорудження енергоживлення усіх нових споживачів.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію до вузла 503. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 20,4км., що не перевищує обмежень по введенню ліній яке рівне 40км. За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

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

2-ий рік – можемо будуємо одноланцюгові лінії 503-502 та 502-501. Дволанцюгові ЛЕП використовуються для забезпечення надійності електропостачання споживачів. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

3-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію 501-201 та дволанцюгову 504-502.

Результати розрахунків подано в табл. 3.3.

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

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн
1	6-503	20,4	20,4	18,65	11031,8	11031,8	14844,4
2	201-501	18	18	2,49	9076,3	9076,3	12213,1
3	6-503	20,4	32,4	35,75	13061,1	19479,3	26211,3
	503-502	12		17,1	6418,2		
4	201-501	18	37,2	19,59	9803,1	20072,2	27009,1
	501-502	19,2		17,1	10269,1		

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

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн
1,1	503-502	12	31,2	19,59	6535,4	16216,8	18811,5
	502-501	19,2		2,49	9681,4		
1,2	201-501	18	37,2	19,59	9803,1	20072,2	23283,7
	501-502	19,2		17,1	10269,1		
2,1	6-503	20,4	39,6	18,65	11031,8	21300,8	24709,0
	501-502	19,2		17,1	10269,1		
3,1	502-504	22,8	22,8	-8	16230,2	16230,2	18827,1
4,1	6-503	20,4	20,4	18,65	11031,8	11031,8	12796,9
4,2	502-504	22,8	34,8	-8	16230,2	22719,5	25354,6
	502-503	12		18,65	6489,3		

Таблиця 3.3 - Імовірні варіанти розвитку для третього року будівництва

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн	B_{Σ} , тис.грн
1,1,1	201-501	18	40,8	25,02	10269,4	26496,9	26496,9	60152,8
	502-504	22,8		7,93	16227,5			
1,2,1	503-502	12	34,8	12,89	6256,1	22483,7	22483,7	60611,8
	502-504	22,8		7,93	16227,5			
2,1,1	502-503	12	34,8	12,89	6256,1	22483,7	22483,7	59405,8
	502-504	22,8		7,93	16227,5			
3,1,1	502-501	19,2	37,2	22,32	10691,6	20961,0	20961,0	65999,4
	501-201	18		25,02	10269,4			
4,1,1	503-502	12	34,8	12,89	6256,1	22483,7	22483,7	62289,7
	502-504	22,8		7,93	16227,5			
4,2,1	6-503	20,4	20,4	5,9	10348,9	10348,9	10348,9	62712,6

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 2.1.1. Після уточнення потякорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 2.1.1 приєднання нових підстанцій 501, 502, 503, 504 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. 3.4. Значення перетоків потужності біли взяті з додатку Б.

Таблиця 3.4 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L _i , км	L _Σ , км	P _i , мВт	V _{ізх} , тис.грн	V _{Σзх} , тис.грн	V _{зх} , тис.грн
2,1,1	502-503	12	34,8	12,89	6256,1	22483,7	22483,7
	502-504	22,8		7,93	16227,5		
2,1	6-503	20,4	39,6	5,9	10348,9	21040,5	24407,0
	501-502	19,2		22,32	10691,6		
2	201-501	18	18	25,02	10269,4	10269,4	13818,5
						V _{зхΣ}	60709,2

Таблиця 3.5 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L _i , км	L _Σ , км	P _i , мВт	V _{ізх} , тис.грн	V _{Σзх} , тис.грн	V _{зх} , тис.грн
1,1,1	201-501	18	40,8	25,02	10269,4	26496,9	26496,9
	502-504	22,8		7,93	16227,5		
1,1	503-502	12	31,2	12,89	6256,1	16947,7	19659,4
	502-501	19,2		22,32	10691,6		
1	6-503	20,4	20,4	5,9	10348,9	10348,9	13925,5
						V _{зхΣ}	60081,8

В ході виконання зворотнього ходу МДП табл.3.4 було отримано вартість варіанту 2,1,1 яка склала – 60709,2 тис.грн . У зв'язку з цим вибираємо варіант 1,1,1 вартість якого на прямому ході менша – 60152,8 тис. грн. Він є наступний найдешевший варіант, знову рахуємо зворотній хід табл. 3.5.

Після уточнення витрати на 3 році зменшилися до сумарних витрат 60081,8 тис.грн, тому він залишається оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема зображена на рис 3.1.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії надійності, а потужності що в ній перетікають відповідають

економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

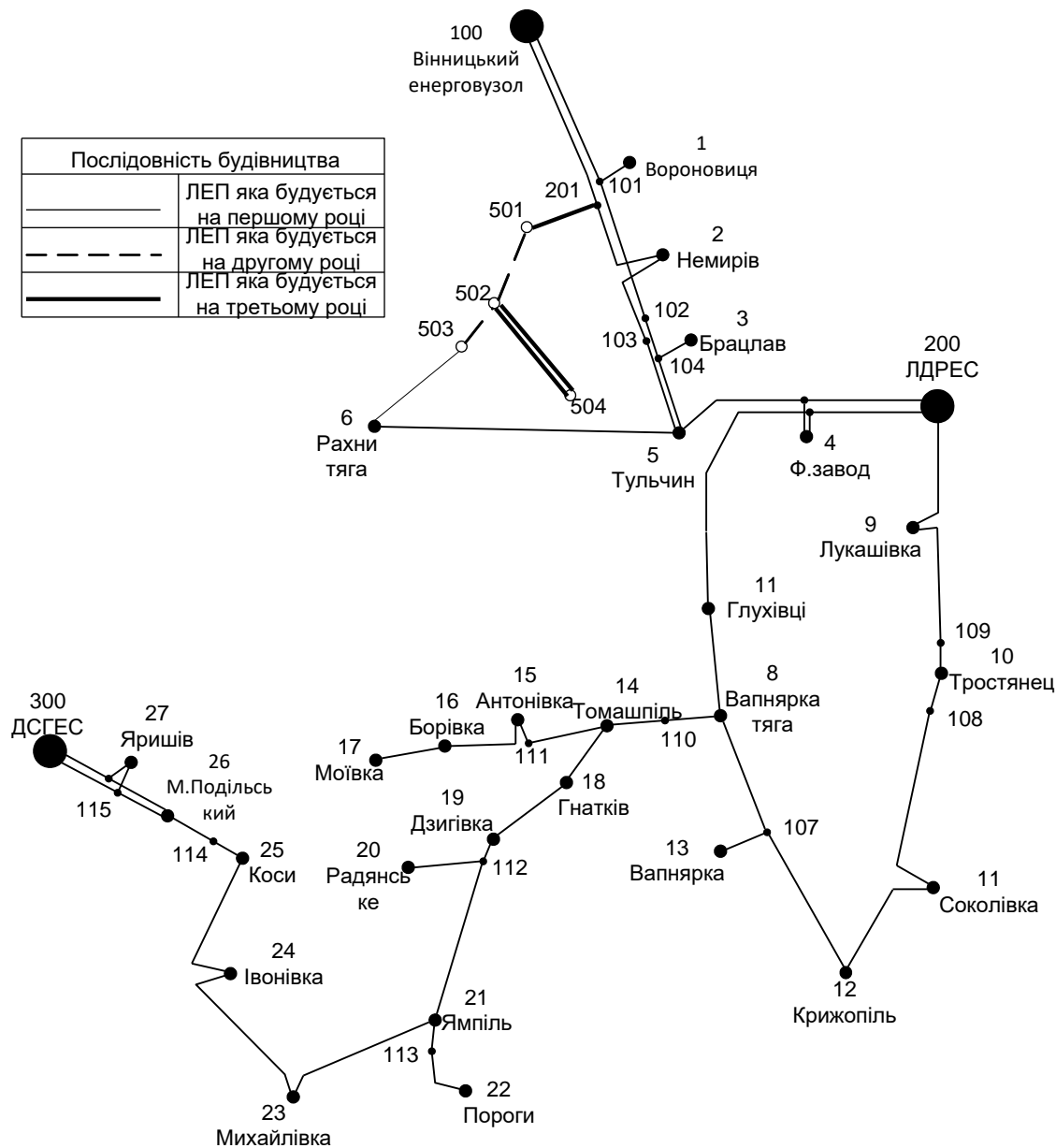


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр}6-503} = \alpha_1 \alpha_T \frac{I_{6-503}}{n_{\text{л}}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{33}{1} = 34,65 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-502} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{81}{1} = 85,05 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-501} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{146}{2} = 153,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-201} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{159}{1} = 166,95 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-504} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{42}{2} = 22,05 \text{ (A)};$$

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

Таблиця 3.6 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{Е}}$, А	Марка проводу
6-503	5,9	34,65	370	АС-240/39
503-502	12,9	85,05	370	АС-240/39
504-502	8(СЕС)	22,05	370	АС-240/39
501-502	22,3	153,3	370	АС-240/39
201-501	25,0	166,95	370	АС-240/39

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. Були проведені розрахунки у програмі «Втрати-110» після аварійного режиму (Додаток Г), з можливими пошкодження

найбільш завантажених віток 6-503 та 201-501. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19.

Таблиця 3.7 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП Аварії на ЛЕП	6-503	201-501	502-504	$I_{па,мах}, А$	$I_{доп}, А$	Марка проводу
Струми	А	А	А	А	А	
6-503	0	198	31	198	390	АС-120/19
502-503	108	83	76	108	390	АС-120/19
501-502	168	15	139	168	390	АС-120/19
201-501	181	0	151	181	390	АС-120/19
502-504	40	43	39	43	390	АС-120/19

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

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 6 годин за добу протягом не більше 5 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 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 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:

$$S_{T.ном} \geq \frac{2,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 2 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних силових трансформатора з номінальною потужністю 2,5 МВА.

У вузлах 502, 503 та 504 також встановлюємо по два силових трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
501	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
502	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
503	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
504	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

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 післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності 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 до 750 кВ електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на нових підстанціях 501, 503 та 504 будем 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 риунок 5.1).

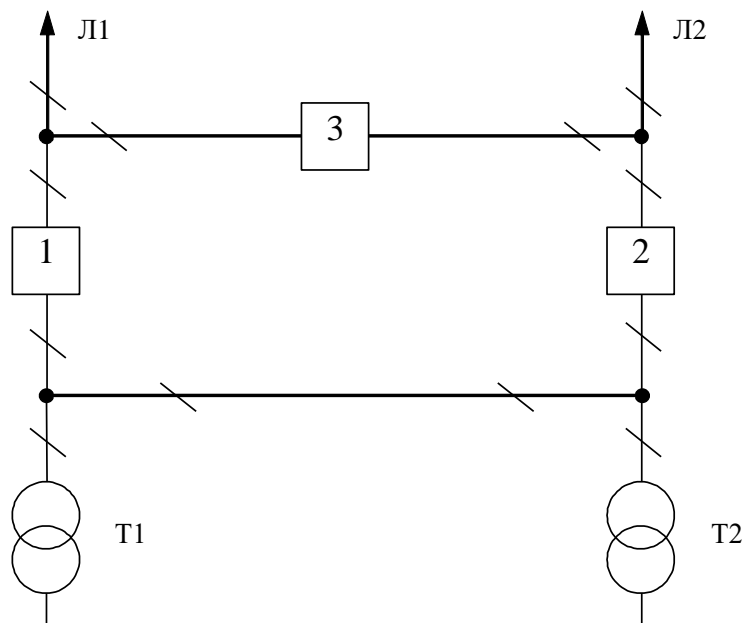


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 501, 503 та 504

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

До ЛЕП «Вінницька-330 – Немирів» пропонується приєднати нову лінію 501-201, місце приєднання (вузол 201) який розташовується: «Вінницька-330–201» на відстані 15,5км та «201– Немирів» –26,36км.

5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалуджувальної підстанції Рахни тяга (вузол б) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми: розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.2).

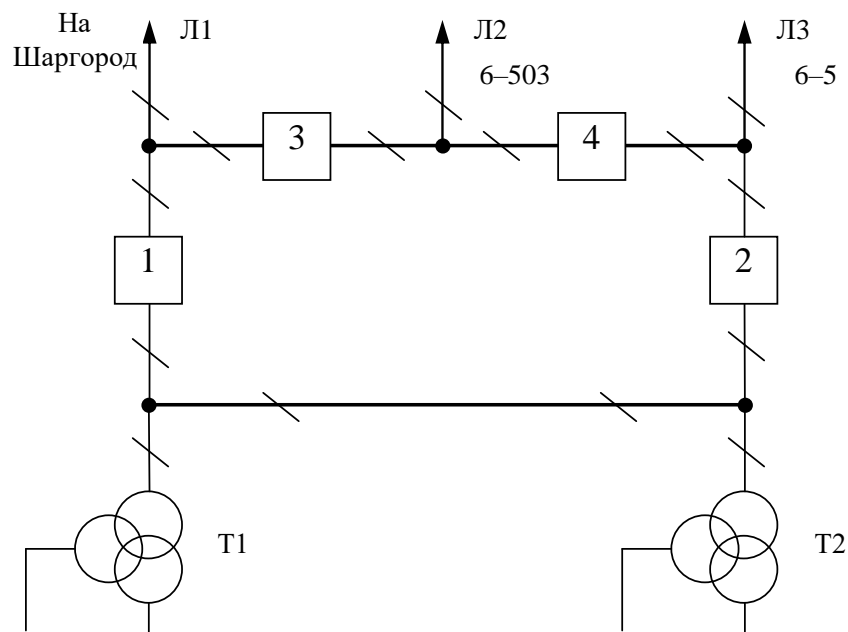


Рисунок 5.2 – Схема вузлової підстанції Рахни тяга (вузол б) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

5.3 Вибір схеми вузлової підстанції

Так як до підстанції 502 підходить двобічна мігістраль та одна тупікова підстанція, то для нового вузла 502 пропонується два варіанта схеми: I варіант – розширеного містка з вимикачами в колах трансформаторів (рис 5.4); II варіант – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин(рис 5.5).

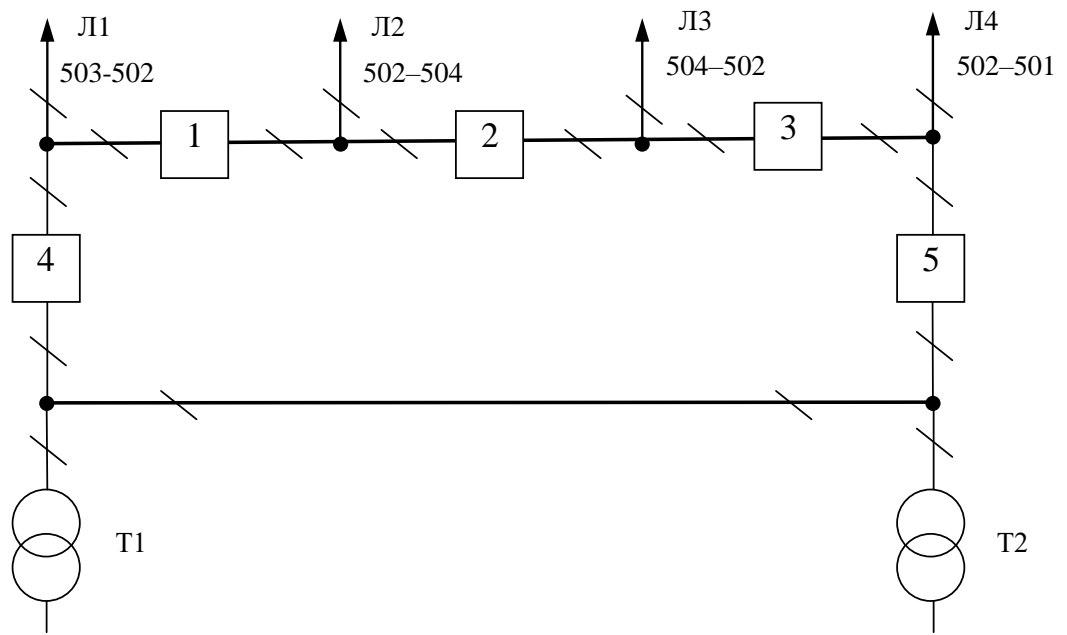


Рисунок 5.4 – Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 502) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

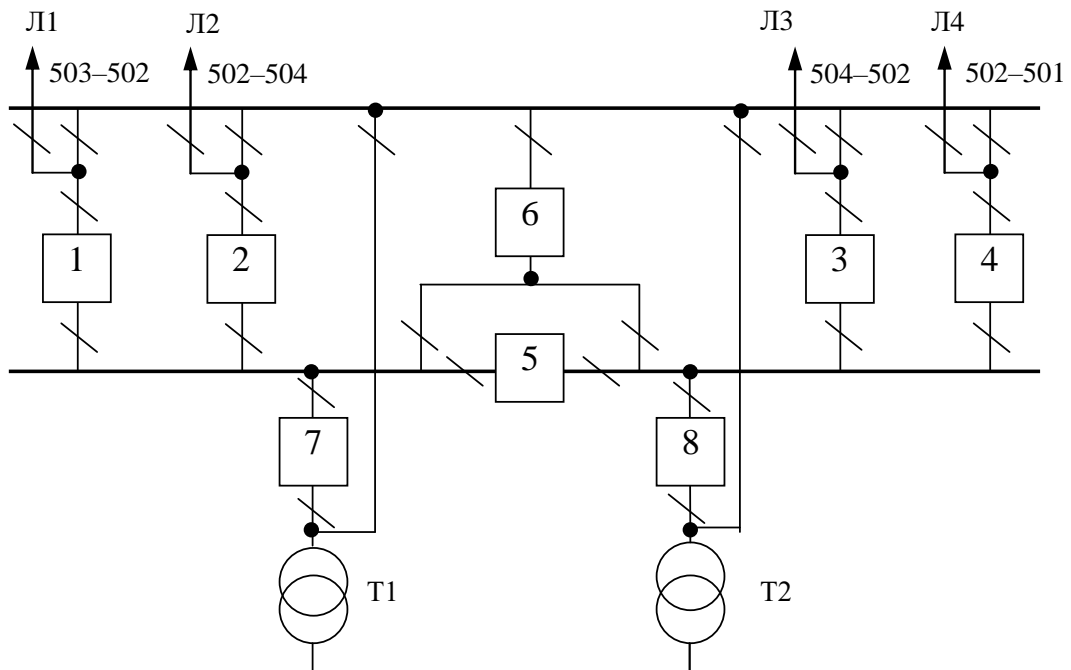


Рисунок 5.5 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 502) – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = E_H \cdot K + V_{\text{АРО}} + Z_6 \quad (5.1)$$

де K – капіталовкладення на спорудження підстанції;

V – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

Z_6 – збиток від перерв електропостачання.

Укрупнені капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = \sum n_B \cdot C_0, \quad (5.2)$$

де n_B – кількість вузлів у схемі підстанції;

C_0 – вартість одного вузла зі встановленням;

Для схеми вузлової підстанції розширений місток необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 3шт;
- приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем – 1шт;
- приєднання ремонтної перемички – 1шт.

Для схеми вузлової підстанції одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
- приєднання лінії 110кВ з вимикачем – 4шт;
- приєднання секційного вимикача 110кВ – 2шт.

У відповідності з (5.2) для варіантів підстанції (вузол 9) (рис.5.3 – 5.4) маємо:

$$K_I = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 3 + 372,645 + 378,001 = 13974,377 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{II} = 2763,455 \cdot 2 + 2565,607 \cdot 4 + 2382,626 \cdot 2 = 20554,590 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$B_{APO} = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (5.3)$$

де P_a , P_o – відрахування на амортизацію і обслуговування (для силового електрообладнання і розподільчих пристроїв до 150 кВ: $P_a = 18\%$, $P_o = 3\%$).

У відповідності з (5.3) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 9) маємо:

$$B_{APOI} = \frac{18+3}{100} \cdot 13974,377 = 2934,619 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{APOII} = \frac{18+3}{100} \cdot 20554,590 = 4316,464 \text{ (тис.грн.)}.$$

У відповідності з (5.1) щорічні приведені витрати без врахування недовідпуску для варіантів схеми підстанції вузла 17:

$$Z_I = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 = 4611,544 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 = 6783,015 \text{ (тис.грн.)}.$$

5.5 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції

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

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

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 502) (рис.5.3 – 5.4).

Розрахунок ведеться по формі табл.5.1, де в лівому стовпці вписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ (відн.од.).

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

Для I варіанту:

$$K_0^I = 1 - 5 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.9143.$$

Для II варіанту:

$$K_0^{II} = 1 - 8 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.8630.$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад: $\omega_{1,2} = 0.0248 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

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

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

де $T_{PI} = 500$ год;

$$\text{Тоді } T_{B2PI} = 250 - (250)^2 / 2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_6 = \Sigma T_{н.б.} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (5.5)$$

де y_0 – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачем ($y_0 = 95$ грн./кВт·год.);

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

Відповідно до (5.5) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$36_I = (0,0001 + 0,0068 + 0,0034 + 0,0067 + 0,0034 + 0,0072 + 0,0072 + 0,0072 + 0,0072 + 1,2722 + 2,7194) \cdot 95 = 383,91 \text{ (тис.грн.)};$$

$$36_{II} = 0,14 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таблиця 5.1 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант I)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елементу та коефіцієнті режиму K_0					
			$K_0 = 0,9143$	B_1	B_2	B_3	B_4	B_5
			Для порядкового номеру режиму K_1					
			0	1	2	3	4	5
1	B_1	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0227 1	–	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2,Л3 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2,Т1; Т2 0,0004 1; 187,5
2	B_2	0,0248	Л2,Л3 0,0227 1	Л2,Л3 0,0004 187,5; 1	–	Л2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2,Л3; Т1 0,0004 1; 187,5	Л2,Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5
3	B_3	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0227 1	Л2,Л3; Т2,Л4 0,0004 187,5; 1	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	–	Л3,Л4,Т2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л3; Л4,Т2 0,0004 1; 187,5
4	B_4	0,024	Л1; Т1 0,0219 1; 187,5	Л1,Т1 0,0004 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1; Т1 0,0004 1; 187,5	–	Л1; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5
5	B_5	0,024	Л4; Т2 0,0219 1; 187,5	Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2 0,0004 187,5	Л4; Т1,Т2 0,0004 1; 187,5	–

Таблиця 5.2 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант II)

№ Відмов Елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елементу та коефіцієнті режиму K_0								
			$K_0 = 0,8630$	B_1	B_2	B_3	B_4	B_5	B_6	B_7	B_8
			Для порядкового номеру режиму K_1								
			0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	B_1	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0214 1	–	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	
2	B_2	0,0248	Л1,Л2,Т1 0,0214 1	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	–	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	
3	B_3	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0214 1	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	–	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	
4	B_4	0,0248	Л3,Л4,Т2 0,0214 1	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	–	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	
5	B_5	0,0248	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	–	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	Л1,Л2,Л3, Л4,Т1,Т2 0,0214 1	
6	B_6	0,0248	–	Л2,Т1; Л1 0,0004 1; 187,5	Л1,Т1; Л2 0,0004 1; 187,5	Л4,Т2; Л3 0,0004 1; 187,5	Л3,Т2; Л4 0,0004 1; 187,5	–	–	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5

Продовження таблиці 5.2

7	В7	0,024	Л1,Л2,Т1 0,0207 1	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5	–	Л1,Л2; Т1 0,0004 1; 187,5
8	В8	0,024	Л3,Л4,Т2 0,0207 1	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	Л3,Л4; Т2 0,0004 1; 187,5	–

Таблиця 5.3 – Вибірка характеристик надійності варіанту I схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
W2,W3	1	8	1		2		0,182245
Л2,Л3,Л4; Т2	1	8			2		0,006785
Л2,Л3,Л4; Т2	1	8			1		0,003393
Л1,Л2,Л3; Т1	1	8			2		0,006785
Л1,Л2,Л3; Т1	1	8			1		0,003393
Л3,Л4,Т2; Т1	1	17,1			1		0,007252
Л4,Т1; Т2	1	17,1			1		0,007252
Л1,Л2,Т1; Т2	1	17,1			1		0,007252
Л1,Т1; Т2	1	17,1			1		0,007252
Л2,Л3	187,5	8			2		1,272240
Т1,Т2	187,5	17,1			2		2,719413
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							4,223261
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							95
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							401,209813

Таблиця 5.4 – Вибірка характеристик надійності варіанту II схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Ко	Wт*Ко	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск ЕЕ
Т1,Т2,W1,W2,W3,W4	1	25,1		1		7	0,522744
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							0,522744
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							95
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							49,660680

Щорічні витрати на спорудження схем вузлової підстанції згідно запропонованих варіантів визначаються за формулою (5.1):

$$Z_I^{\Sigma} = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 + 401,209 = 5012,75 \text{ (тис.грн.);}$$

$$Z_{II}^{\Sigma} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 + 49,660 = 6832,67 \text{ (тис.грн.).}$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів для двох варіантів є незначним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 502) обираємо варіант I схеми (рисунок 5.4) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

РОЗДІЛ 6

БАЛАНСУ 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:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 38,24 + 0,05 \cdot 38,24 = 36,33 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{М}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$; $K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Повна потужність генерування:

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

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

$$S_{\Gamma} = \frac{36,33}{0,95} = 38,24 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_r^2}; \quad (6.3)$$

$$Q_r = \sqrt{38,24^2 - 36,33^2} = 11,94 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

$$Q_{\text{СП}} = 18,52 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

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

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 18,52 = 1,9 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 14–502.

$$Q_{\text{ЛЕП6-503}} = 109,79^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 20,4) = 0,66 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,66 + 0,39 + 0,64 + 0,62 + 1,49 = 3,81 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 18,52 + 1,9 - 11,94 - 3,81 = 4,62 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 18,52 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 11,94 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4950-450 УЗ на 4,95 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 503

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 режиму електричної мережі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно програма рахує і усталений режим електричної мережі – видається інформація про значення 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 балансуєчих 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 балансуєчих вузлах будемо приймати рівною 121кВ.

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

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 за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	111,99	109,08	106,50
502	110,58	108,60	106,64
503	110,18	108,41	107,22
504	110,70	108,66	106,75

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10,85	10,79	10,28
502	10,20	10,26	9,81
503	10,32	10,23	9,83
504	10,61	10,41	10,23

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

де $U_{\text{ВН}}$ – 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 $U_{\text{ННб}}$ (приймаємо що $U_{\text{ННб}}$ 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.

$$\Delta U_{T502} = \frac{((8,6 + 8,6) \cdot (4,38 / 2)) + ((4,8 + 4,8) \cdot (86,7 / 2))}{110,58} = 4,10 \text{ кВ.}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{110,58 - 4,10}{10,5} = 10,14$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501d} = 10,141$, що відповідає 10-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН501д}} = \frac{110,58 - 4,10}{10,141} = 10,50 \text{ кВ.}$$

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

Аналогічні 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 трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	3,56	10,32	10,52	7	10,30	0,097
502	4,10	10,41	10,50	11	10,141	0,098
503	2,49	10,25	10,62	11	10,141	0,098
504	1,11	10,44	10,50	9	10,455	0,096

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; $E = E_{ан} = 0,2$ – 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, $C_T = 1,65$ 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; V – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

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} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (5400 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 підстанцій, тис.грн.;

$K_{ЛЕП}$ – 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: 6-503;
- спорудження споживальних електропідстанцій 110/10 кВ у пункті 503;
- розвиток відгалужувальної електропідстанції пункту 6.

На другому році:

- зведення ліній електропередач: 503-502, 502-501;
- спорудження споживальних електропідстанцій 110/10 кВ у пунктах 501,502.

На третьому році:

- зведення ліній електропередач: 201-501, 504-502;
- спорудження споживальної електропідстанції 110/10 кВ у пунктах 504.

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

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	28 од.	1080,248	9659,356	260,792	292,656	28,000	11322,052	193,2
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			1467,408	12118,527	341,718	371,216	38,000	14336,868	257,4
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 4.95 МВАр	1 компл						1508,4	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	3908,566	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,715	6287,658	321,542	221,554	10,186	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			65750,970						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол Рахни тяга)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125

	вбудованими трансформаторами струму								
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,110	1,044	1148,947	72
Всього ВРУ 110 кВ			299,640	6476,731	284,972	183,297	3,501	7248,140	402
Загальна кошторисна вартість			7248,140						

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (Нова 501)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 2,5 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022	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
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 трансфор-	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

	маторами струму								
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			665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	4 од.	154,464	1379,908	37,256	41,808	4	1617,436	27,6
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			540,624	3839,079	118,182	120,368	14	4632,252	91,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансфор-	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0

	трансформаторів напругою, потужністю:									
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,376	734,56	601,984	4,916	24509,718	210	
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	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820	
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	3 од.	224,73	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375	
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	4 од.	152,304	4088,204	234,772	116,44	4,176	4595,896	288	
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			1265,189	26098,644	1164,062	741,626	15,926	29285,443	1868	
4	Вузли обладнання 10 кВ:									
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:									
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8	
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9	
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9	
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з	25 од.	965,4	8624,425	232,85	261,3	25	10108,975	172,5	

	вакуумним вимикачем									
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			1351,56	11083,596	313,776	339,86	35	13123,791	236,7	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:									
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0	
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0	
5	ЗПК:									
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ									
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0	
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0	
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0	
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0	
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0	
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0	
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0	
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0	

5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,715	6287,658	321,542	221,554	10,186	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			77525,773						

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (Нова 504)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,430	14843,022	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
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		665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2,000	808,718	13,8
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8
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		386,160	2873,389	86,710	88,988	10,000	3445,246	64,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	100 кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
	Всього		27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								

5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1296,994	5874,770	300,057	207,699	9,186	7688,705	252,0
Загальна кошторисна вартість			41295,594						

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.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1431,052 \cdot 20,4 = 29193,461 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1431,052 \cdot 31,2 = 44648,822 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1431,052 \cdot 18 + 2072,336 \cdot 22,8 = 73008,197 \text{ (тис.грн.)}$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат K :

$$K_1 = 72999,110 + 29193,461 = 102192,571 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 122397,031 + 44648,822 = 167045,853 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 41295,594 + 73008,197 = 114303,791 \text{ (тис.грн.)}$$

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:

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

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

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$V_{\text{Л1}} = (29193,461 \cdot 0,3)/100 = 87,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л2}} = (44648,822 \cdot 0,3)/100 = 133,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л3}} = (73008,197 \cdot 0,3)/100 = 219,0 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П1}} = (72999,110 \cdot 3)/100 = 2190,0 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П2}} = (122397,031 \cdot 3)/100 = 3671,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П3}} = (41295,594 \cdot 3)/100 = 1238,9 \text{ (тис.грн.)};$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії у нових під'єднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:6-503 П/ст:6,503	89	73	1602
2	ЛЕП:503-502, 502-501 П/ст: 501,502	557	191	7403
3	ЛЕП:201-501, 502-504 П/ст: 504	344	189	5280

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 87,6 + 2190,0 + 1602 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2280,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 133,9 + 3671,9 + 7403 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 3218,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 219,0 + 1238,9 + 5280 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 1466,6 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 18,65 \cdot 5400 = 100710,0 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_2 = (2,49 + 17,1) \cdot 5400 = 105786,0 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

$$W_{3(\text{СЕС})} = (8,0) \cdot 1200 = 9600,0 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

Спираючись на (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 100710,0 - 2280,2 = 17660,4 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 105786,0 - 3818,1 = 17127,6 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 9600,0 - 1466,6 = 4293,4 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{17660,4 / (1 + 0.16) + 17127,6 / (1 + 0.16)^2 + 4293,4 / (1 + 0.16)^3}{102192,6 / (1 + 0.16) + 167045,8 / (1 + 0.16)^2 + 114303,7 / (1 + 0.16)^3} = 0,102$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,102 = 9,8 \text{ років.}$$

РОЗДІЛ 9

АНАЛІЗ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

9.1 Загальні відомості про елегазові вимикачі

З кінця минулого століття відбувся стрімкий стрибок у технології впровадження новітніх високовольтних комутаційних апаратів. Вимикачі, які використовували повітря та масло в якості середовища гасіння дуги почали втрачати свої провідні місця, завдяки відмінним властивостям шестифтористої сітки - елегазу. Елегазовий вимикач – це високовольтний комутаційний апарат, що використовує електротехнічний газ в якості середовища гасіння електричної дуги та забезпечує функціонування ЕЕС і керування потоками електроенергії, відключення пошкоджених частин ЕЕС і обмеження розвитку подальших аварій.

Комутаційні апарати з використанням електротехнічного газу розпочали стрімко розвиватися на початку 1980-х років та мають гарні перспективи на середніх та високих рівнях напругах, а також струмах відключення до 80 кА, тому не дивним є те, що у технічно розвинених країнах елегазові вимикачі високої і надвисокої напруги практично витіснили всі інші типи комутаційного обладнання. Також провідні закордонні фірми практично повністю перейшли на випуск комплектних розподільчих пристроїв з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) і елегазових вимикачів для відкритих розподільчих пристроїв на класи напруги 110 кВ і вище [10].

В даний час існують два типи вимикачів з використанням електротехнічного газу: колонкові та бакові. Колонкові вимикачі працюють на одну фазу та складаються з контактної та дугогасильної систем. Мають більші габаритні розміри. Бакові мають відповідно менші габарити, їх привід розподіляється на декілька фаз, мають влаштовані трансформатори струму.

Щодо колонкових вимикачів то їм належать такі переваги:

- Вимикачі колонкового типу потребують незначної кількості шестифтористої сірки для заповнення, при цьому за наявності високоякісних ущільнень витік елегазу не перевищує 0,5% на рік;
- Мають досить просту та надійну дугогосящу камеру і контактні системи, що відіграють важливу роль у забезпеченні безперебійної роботи силових вимикачів;
- Так як вони поставляються і перевозяться в повністю зібраному і випробуваному стані або у вигляді зібраних, випробуваних на заводі і готових до перевезення блоків це значно знижує витрати на монтаж та транспортування;
- Використовуються в широкому спектрі температур від -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

Колонковий комутаційний апарат з використання електротехнічного газу серії HPL компанії АВВ показано на рисунку 9.1



Рисунок 9.1 — Колонковий елегазовий вимикач серії HPL

Бакові елегазові вимикачі за габаритами менші ніж колонкові, так як їх оснащують приводами виду ППРМ, яким характерним є робота на декілька фаз, при такому розподіленні забезпечується кращий контроль та плавність

регулювання напруги (включення та виключення). Виходячи з цього вони мають ряд переваг перед колонковими комутаційними апаратами, а саме:

- Забруднення майже не позначаються на роботі вимикача;
- Підвищена сейсмостійкість;
- Значно кращий рівень безпеки;
- Потребують незначної площі для встановлення;
- Придатність для використання систем підігріву електротехнічного газу в районах з холодним кліматом;
- При спорудженні підстанції необхідний менший обсяг фундаментальних робіт;
- Завдяки вбудованому трансформаторі струму має можливість витримувати великі навантаження

Баковий елегазовий вимикач представлений на рисунку 9.2.



Рисунок 9.2 - Вимикач елегазовий баковий ЗАР1 ДТ

Комутаційні апарати високої напруги з використанням електротехнічного газу працюють за рахунок ізоляції фаз один від одного за допомогою елегазу. Коли подається сигнал на відключення, контакти окремих камер (якщо пристрій

колонковий) розмикаються та між рухомим і нерухомим дугогасящим контактом утворюється дуга, яка поміщена в газове середовище. Дуга розкладає газ на окремі елементи, але при цьому і сама зменшується із-за високого тиску в ємності. Для утворення газового дуття та збільшення тиску при незначних рівнях доцільним є використання додаткових компресорів. Для вимірювання струму додатково використовується шунтування. Так як втрата елегазу неприпустима то дугогасильна камера вимикача повинна працювати по замкнутому циклу. При витіканні певної кількості елегазу він поновлюється з балона зі стисненим елегазом.

В елегазових комутаційних апаратах бакового типу контроль здійснюється приводами і трансформаторами, при цьому приводний механізм для цієї установки служить регулятором, тобто виконує функції включення, виключення електричної енергії та утримання дуги (при необхідності) на належному рівні.

9.2 Конструкції елегазових вимикачів компанія Сіменс

Компанія Сіменс (ФРН) є основним виробником електротехнічного обладнання в Європі. Вона виготовляє елегазові колонкові та бакові високовольтні вимикачі. Основними серіями є вимикачі типів ЗАР1 та ЗАР2. Елегазові колонкові вимикачі ЗАР1, загальний вигляд яких наведено на рис. 9.3 - це вимикачі з пружинними приводами, обладнані дугогасильними камерами останнього покоління з динамічним автокомпресійним принципом гасіння дуги. Колонкові вимикачі вимагають відносно невеликої кількості елегазу для заповнення, при цьому гарантується у край низький рівень витоку елегазу (не більше 0,5% в рік). Це досягається спеціально підібраними матеріалами для ущільнення і підтверджується багаторічним досвідом експлуатації. Вимикачі обладнані приводними механізмами, що самозмащуються, мають надійну, просту дугогасильну камеру і випробувані на практиці контактні системи, що забезпечують безперебійну їх роботу. Вимикачі зручні при транспортуванні, перевозяться в повністю зібраному стані або у вигляді зібраних, випробуваних на

заводі і готових до перевезення блоків, що дозволяє понизити транспортні витрати. Колонкові вимикачі призначені для роботи в діапазоні температур від -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ [7].



Рисунок 9.3 - Загальний вигляд вимикача ЗАР1 напругою 145кВ

Комутаційні апарати ЗАР2 з використанням шестифтористої сірки досить добре зарекомендували себе на високих діапазонах напруг завдячується наявності подвійних сопол (рис.9.4). Позитивною стороною подвійних сопол є те, що під час дугогасіння вони демонструють низький надмірний тиск, а також стійкі до обгорання, тому й не дивно, що вони мають довгий термін служби. Наявність такої системи дозволяє використовувати їх у окремих випадках таких, як включення, виключення низьких рівнів індуктивних та ємнісних струмів без повторного запалення, при цьому він обладнується електронним пристроєм синхронних комутацій.



Рисунок 9.4 - Загальний вигляд вимикача ЗАР2 напругою 420кВ

Комутаційний пристрій ЗАР2 може бути облаштований резистором, який разом з комутатором розташовується паралельно дугогасильним камерам і має особисту кінематичну систему приводу, що дає змогу включити резистор в схему комутаційного приладу до того часу коли головні контакти вимикача замкнуться повністю. Таке включення дає перевагу при увімкненні довгих (більше 400 км.) ліній високої напруги, тобто сприяє зниженню комутаційних перенапружень. У дугогасильній камері вимикачів ЗАР2 контактна система складається з двох графітових сопел, що забезпечують постійність поведінки дуги. За допомогою потужних електрогідравлічних приводів забезпечується швидкодія гасіння дуги.

В даний час розрізняють автокомпресійний принцип гасіння дуги та принцип з подвійними соплами. Залежно від діапазону напруги фірма Siemens пропонує оптимальну систему гасіння дуги, яка незалежно від умов використання, забезпечує оптимальний режим роботи вимикача. Тому в нашу виробничу програму включено і високовольтні силові вимикачі як з дугогасильною камерою з автокомпресією, так і з дугогасильною камерою з подвійними соплами.

9.3 Конструкції елегазових вимикачів компанія АВВ

Широкого застосування в Україні знаходять елегазові вимикачі 110-750 кВ, і провідну позицію серед виробників елегазового устаткування займає всесвітньо відома шведська компанія АВВ. За минулі роки вимикачі фірми АВВ набули репутацію апаратів, здатних надійно й довговічно працювати в будь-якому кліматі й у будь-якій частині світу.

За період з 1994 року в Україні введено в експлуатацію понад 200 вимикачів 110-750 кВ фірми АВВ. Нині АВВ випускає два типи вимикачів: серії LTB - з автокомпресійною (Auto-Puffen™) дугогасильною камерою й серії HPL з компресорною (Puffen) дугогасною камерою. Обидва типи вимикачів оснащені механізмом керування, що має моторно-пружинний привод. Технічні характеристики обох типів вимикачів відповідають вимогам міжнародних стандартів (МЕК) і ГОСТ 687-87 [14].

Простота механічної частини електропривода Motor Drive забезпечує його основні переваги:

- відсутність деталей, що піддаються зношуванню;
- менші робочі зусилля;
- істотне зниження рівня шумів при оперуванні;
- істотне підвищення надійності завдяки відсутності численних взаємодіючих між собою механічних деталей.

Вимикачі серії LTB і HPL можуть працювати в 1- й 3-полюсному режимі керування (із приводами на один або три полюси). Вимикачі з однією дугогасильною камерою на полюс (до 220 кВ включно) можуть працювати в обох режимах керування. Вимикачі із двокамерним дугогасильним пристроєм (330 кВ і вище) допускають тільки пополюсний режим керування. При 3-полюсному режимі керування полюси вимикача й один привод кінематично з'єднуються між собою за допомогою тяг. На кожному полюсі передбачена окрема вимикальна пружина, з'єднана з ізоляційною оперативною тягою й через неї - з рухомими контактами дугогасильного пристрою. Однак існує один виняток. В 3-полюсному режимі керування на вимикачі LTB D застосовується лише одна вимикальна

пружина для вимикання всіх трьох полюсів, причому ця пружина встановлена на полюсі, найбільш віддаленому від привода в механізмі керування .

Кожен полюс являє собою герметичну, заповнену елегазом колонку, що має дугогасильний пристрій в ізоляторі, пустотілий опорний ізолятор і корпус із механізмом для приєднання керуючих тяг. Полюси вимикача можуть бути змонтовані на окремих опорних стійках або, як у випадку з вимикачем LTB D, на загальній опорній рамі.

Компресійний дугогасильний пристрій (Puffen)

Процес компресійного дугогасіння, застосовуваний у вимикачах серії HPL, має конструкцію з одноходовим рухом для розмикання контактів. В звичайному режимі контакти вимикача замкнуті, і струм протікає через головні контакти й компресійний циліндр від верхнього струмопроводу до нижнього. При команді відключення, рухомі частини головного й дугогасильного контактів, а також компресійний циліндр і сопло переходять в розімкнуте положення. Отже, рухомі контакти, компресійний циліндр та сопло в результаті утворюють рухомий вузол. Коли рухомий вузол рухається в напрямку розімкнутого положення контактів, клапан заповнення закривається, й елегаз починає стискуватися між рухомим компресійним циліндром і нерухомим поршнем.

Першими роз'єднуються головні контакти. Завдяки тому, що розмикання головних контактів відбувається за час, достатній до початку розмикання дугогасильних контактів, дуга буде запалюватися тільки між дугогасильними контактами в об'ємі, обмеженому геометрією сопла.

При розмиканні дугогасильних контактів, між рухомими і нерухомими дугогасильними контактами утворюється дуга. В той час поки дуга палає тіло плазми до певного рівня блокує потік елегазу через сопло, внаслідок чого в компресійному об'ємі продовжує збільшуватися тиск газу до тих пір, поки струмова крива пройде через нульове значення, і дуга стає порівняно слабкою. У цей момент потік під більшим тиском елегазу виривається з компресійного об'єму через сопло й гасить дугу.

У розімкнутому положенні відстань між нерухомим і рухомим контактами обрано достатньою для того, щоб витримати нормовані рівні діелектричної міцності проміжку. При операції вимикання клапан наповнення відкривається, й елегаз може вільно проходити в компресійний об'єм.

Слід зазначити, що тиск елегазу, необхідний для гасіння дуги, піднімається чисто механічним способом. Таким чином, вимикачі з компресійним методом гасіння мають потребу в досить потужному приводі, щоб подолати створюваний газом тиск у стислому об'ємі, необхідний для відімкнення номінальних струмів КЗ, але при цьому забезпечити певну швидкість руху контактів, щоб у міжконтактному ізоляційному проміжку, який утвориться, витримувати без повторних пробоїв напругу, що відновлюється на контактах [8].

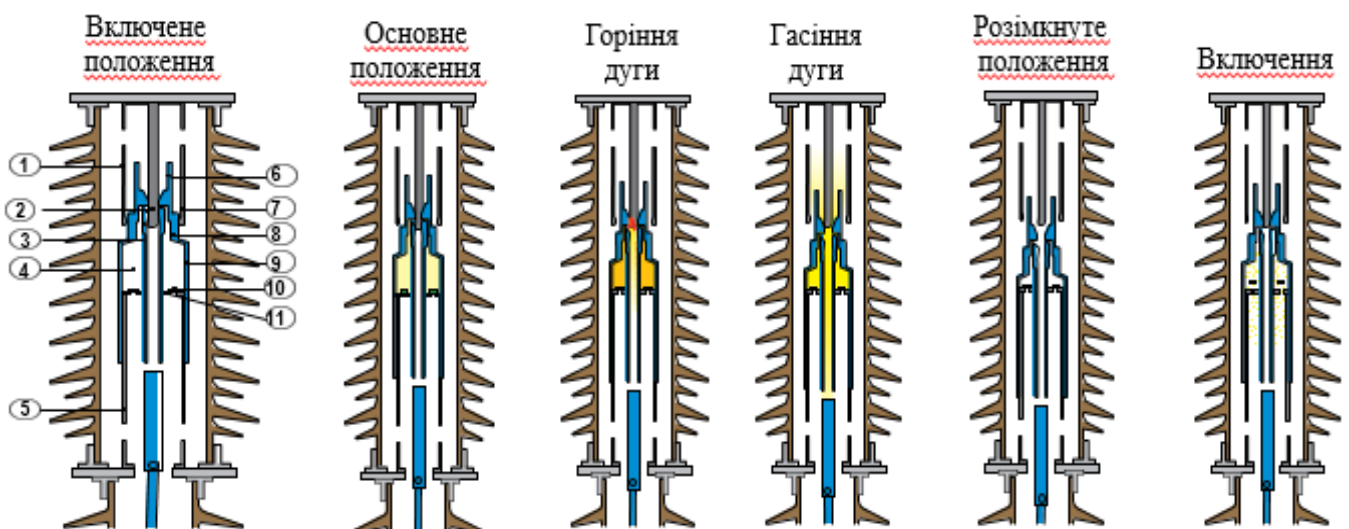


Рисунок 9.5 - Конструктивні особливості компресійного (Puffer) дугогасительного пристрою

1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасящий контакт; 3 – рухомий дугогасящий контакт; 4 – компресійний обсяг; 5 – нижній струмопровід; 6 – сопло;

7 – головний нерухомий контакт; 8 – головний рухливий контакт; 9 – компресійний циліндр; 10 – клапан наповнення; 11 – нерухомий поршень;

Автокомпресійний дугогасильний пристрій (Auto-Puffen™)

Дугогасильні пристрої автокомпресійного типу (Auto-Puffen™) демонструють свої розрахункові переваги, головним чином, при відімкненні великих струмів (наприклад, номінального струму КЗ). На початку процесу відімкнення, автокомпресійний дугогасильний пристрій починає працювати в такий же спосіб, як і компресійний. Розбіжності у принципі їхньої дії при відімкненні великих і малих струмів проявляються тільки після появи дуги. Коли дугогасильні контакти роз'єднуються, запалюється дуга між рухомим і нерухомим дугогасильними контактами. Під час горіння дуги вона до певної міри блокує потік елегазу через сопло.

Палаюча дуга характеризується дуже високою температурою й потужним випромінюванням тепла й починає нагрівати елегаз в обмеженому газовому об'ємі. Таким чином, тиск усередині як автокомпресійного, так і компресійного об'єму зростає як через підвищення температури від дуги, так і внаслідок стискання газу в загальному просторі між компресійним циліндром і нерухомим поршнем. Тиск газу в автокомпресійному об'ємі продовжує підвищуватися доти, поки не стане досить високим для того, щоб закрити спеціальний автокомпресійний клапан. Весь елегаз, необхідний для гасіння дуги, тепер обмежений у замкнутому автокомпресійному об'ємі, і його тиск у цьому об'ємі може додатково підвищуватися тільки через нагрівання дугою. Приблизно в той самий час тиск газу в нижньому компресійному об'ємі досягає рівня, достатнього для відкривання клапана скидання надлишкового тиску. Оскільки елегаз із компресійного об'єму йде через клапан скидання надлишкового тиску, це знижує потребу в додатковій робочій енергії привода, яка необхідна, щоб подолати стиск елегазу при одночасному збереженні швидкості розходження контактів, що необхідно для безперебійного витримування напруги, яка відновлюється на контактах.

При відімкненні малих струмів автокомпресійний дугогасильний пристрій працює, по суті, аналогічно компресійним пристроям, тому що створюваний тиск

елегазу недостатній для закриття спеціального автокомпресійного клапана. У результаті верхній фіксований автокомпресійний об'єм і нижній автокомпресійний об'єм формують один загальний об'єм стиску. У цьому випадку тиск елегазу, необхідний для переривання дуги, досягається звичайним механічним способом від енергії привода, тобто як у звичайному компресійному пристрої дугогасіння. Однак, на відміну від компресійного пристрою, автокомпресійний пристрій має потребу в меншій енергії привода для механічного створення тиску елегазу при відімкненні струмів, менших від номінального значення струму КЗ (тобто порядку 20-30 %).

У розімкненому положенні між нерухомим і рухомим контактом існує достатній ізоляційний проміжок, здатний забезпечити номінальну діелектричну міцність.

При операції вмикання відкривається клапан наповнення, й елегаз надходить як у нижній (компресійний), так і у верхній (автокомпресійний) об'єми пристрою дугогасіння. Оскільки для відімкнення малих струмів достатньо середнього рівня тиску елегазу, створюваного механічним способом, а для переривання великих струмів відімкнення використовується теплова енергія дуги, що створює додатковий тиск елегазу в обмеженому об'ємі, то для роботи автокомпресійного дугогасильного пристрою потрібна менша (приблизно на 50 %) робоча енергія привода, ніж для роботи компресійного пристрою гасіння дуги [8].

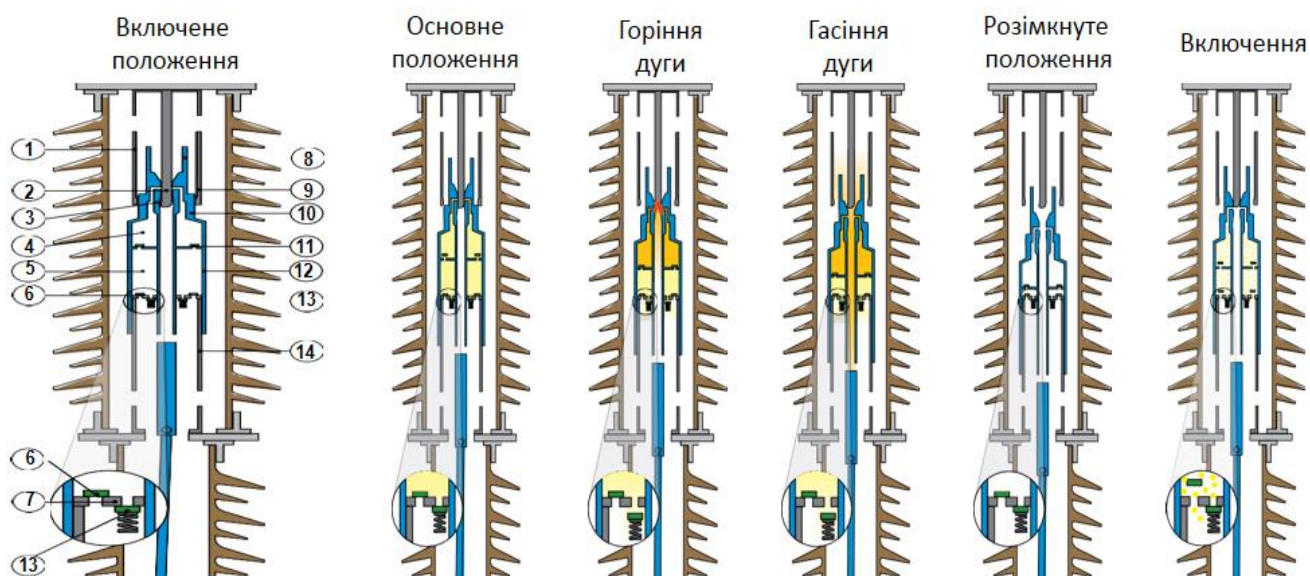


Рисунок 9.6 - Конструктивні особливості автокомпресійного (Auto-Puffer™) дугогасительного пристрою

1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасящий контакт; 3 – рухомий дугогасящий контакт; 4 – автокомпресійний обсяг; 5 – компресійний обсяг; 6 – клапан наповнення; 7 – нерухомий поршень; 8 – сопло; 9 – головний нерухомий контакт; 10 – головний рухомий контакт; 11 – клапан автокомпресії; 12 – компресійний циліндр; 13 – клапан скидання надлишкового тиску;

9.4 Дослідження пошкоджуваності елегазових комутаційних апаратів

В загальному обсязі пошкоджуваності елементів енергоустановок доля комутаційного обладнання складає, за різними оцінками від 30% до 50%. Найчастіше виходять з ладу наступні елементи вимикачів з використанням шестифтористої сірки:

- привід;
- дугогасильна камера;
- ущільнення;
- опірно-стрижнева ізоляція та вводи.



Рисунок 9.7 – Діаграма відмов елегазових вимикачів

Головною вимогою до вимикачів високої напруги, які встановлені в розподільних пристроях, є надійність. Говорячи про надійність вкажемо основні показники: інтенсивність відмов λ , 1/рік; період нормальної експлуатації T_0 , років (годин); ймовірність безвідмовної роботи $P(t)$. Від позитивного результату проведення відключення чи включення залежить подальша робота мережі [17].

Загалом комутаційним апаратам притаманні три стадії робочого циклу: перша стадія це припрацювання характерною ознакою є інтенсивність відказів викликаних за рахунок відхилення від вимог конструкторсько технологічної документації, друга стадія це нормальна експлуатація де притаманним є мінімальна і постійна інтенсивність раптових відмов та третя це старіння чи зношеність, де характерною ознакою є понаднормативний ресурс.

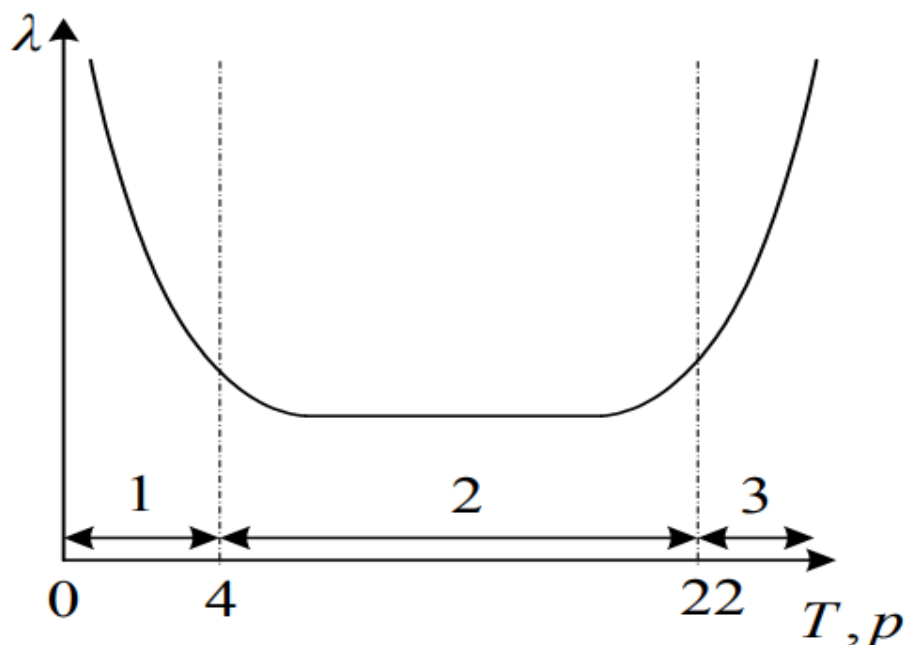


Рисунок 9.8 – Інтенсивність відмов високовольтних вимикачів (λ – інтенсивність відмов)

Виходячи з рис. 9.8 переважна кількість відмов вимикачів виникає на початку використання приладу, тобто це період припрацювання та по завершенню терміну експлуатації в так званий період старіння або зношеності відповідно до паспортного ресурсу.

В загальному термін використання вимикачів, які використовують шестифтористу сірку є не значним і є значно меншим ніж повітряних чи оливних, а й тому значення параметрів пошкоджуваності є набагато меншим. Практика з використання високовольтного комутаційного обладнання показала, що вийти з ладу можуть як застарілі, так і нові типи і конструкції комутаційного обладнання (рис. 9.9).



Рисунок 9.9 – Діаграма відмов високовольтних вимикачів

Виходячи з вище наведеної діаграми видно, що кількість відказів елегазових вимикачів значно менша ніж тих самих аналогічних повітряних чи оливних, тому потрібно акцентувати увагу на модернізації та реконструкції застарілих технологій.

На 2014 рік в Південно-Західній електроенергетичній системі налічувалося близько 90 комутаційних апаратів з використанням електротехнічного газу. Внаслідок використання цих апаратів було зафіксовано такі пошкодження: витіки елегазу з газорозподільної системи, розірвання дугогасної камери внаслідок неуспішного АПВ; обрив скло епоксидних тяг в дугогасильній камері, згорання двигуна заведення пружини та електромагнітів включення та виключення, при експлуатації в бакових вимикачах блокувалися кола управління, внаслідок низької потужності та недостатньої надійності обігрівальних пристроїв бака, несправності пристроїв сигналізації тиску елегазу, незадовільне обслуговування стало причиною втрати тиску дугогасильного середовища та інші [18].

Досить часто після подачі команди на увімкнення приводи вимикачів не закріплювалися в увімкненому положенні, причиною таких відмов був дисбаланс між пружинами, тобто недостатній натяг пружини для фіксації заціпки вимкнення.

Отже, проаналізувавши пошкоджуваність елегазових вимикачів на усіх етапах життєвого циклу можна сказати, щоб уникнути великої кількості відмов елегазових вимикачів, необхідно своєчасно та якісно проводити роботи з усуненням пошкоджень, що виникають на початковій стадії їх виникнення, так як ця стадія характеризується найбільшим числом елементів, що виходять з ладу.

9.5 Переваги

Вимикачі з використанням електротехнічного газу є досить перспективними завдяки відмінним хімічним, фізичним та електричним властивостям елегазу. До переваг віднесемо:

Значна надійність елегазового вимикача, міжремонтний період становить до 15 років;

Має гарну швидкодію при відключеннях;

Широкий діапазон напруги;

Повна вибухо- та пожежобезпека і можливість роботи в агресивних середовищах (обмеження тільки за ступенем зношування матеріалів, застосовуваних у конструкції приводу);

Висока відключаюча здатність за особливо важких умов відключення (відключення невидалених коротких замикань і ін.);

Відсутність викидів в атмосферу при гасінні дуги;

Дугогасильні контакти підлягають мінімальному зносу;

Легкий доступ до дугогасителів і простоти їх ревізії;

Відносно повітряних вимикачів мають невеликі габарити та масу вимикача, і як наслідок мінімальні динамічні навантаження на фундамент опори;

Відсутність шуму при роботі;

Можливість внутрішнього та зовнішнього встановлення.

9.6 Недоліки

До основних недоліків потрібно віднести по-перше високу вартість обладнання, по-друге при досить низьких температурах -40°C елегаз стає рідиною, що потребує систем підігріву комутаційного апарата, по-третє порівнюючи елегазовий вимикач з вакуумним він має відносно менше число комутацій та термін служби. Також, в останні роки обговорюється екологічна безпека елегазу, так як він належить до ряду фторидів. Додаткові витрати потрібні і на пристойі наповнення, перекачування та очищення шестифтористої сірки.

РОЗДІЛ 10

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці. Також за цим законом регулюються відносини між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота.

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електромережі з дослідженням використання елегазового комутаційного електрообладнання», найголовнішим поняттям при експлуатації ліній електропередач та підстанцій є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи

електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток фрагменту електромережі з дослідженням використання елегазового комутаційного електрообладнання» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні даного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт на пункті управління (диспетчерському пункті) за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на диспетчерському пункті. Провести розрахунок захисного заземлення.
- Дослідити роботу фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробити превентивні заходи по підвищенню стійкості роботи фрагменту електричних мереж.

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням на диспетчерському пункті

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електромережі з дослідженням використання елегазового комутаційного електрообладнання» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;

- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
- підвищений рівень статичної електрики [19].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з на диспетчерському пункті в діючих електроустановках.

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";

- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;
- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядом чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огородженнях плакати безпеки.

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.4.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура (1°C) і відносна вологість повітря (XV, %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ($\text{Вт}/\text{м}^2$).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 10.1

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима		Відносна вологість Допустима	Швидкість руху, X Допустима
		Верхня межа	Нижня межа		
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27°C	0,1-0,3

10.4.2 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в $\text{мг}/\text{м}^3$.

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, $\text{мг}/\text{м}^3$		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [22].

10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

Природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройоми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [23]:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (10.1)$$

де e_H – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9);

m_N – коефіцієнт світлового клімату ($m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північ);

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

природне: $e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,35 \%$;

суміщене $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81 \%$.

10.4.4 Штучне освітлення

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального

освітлення додається ще й місцеве. Місцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості E в люксах [23]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

Для забезпечення нормативного значення $e_{\text{мін}}$ передбачено: штучне освітлення в приміщенні ДП забезпечується люмінесцентними лампами ЛБ-40.

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному відключенні електроенергії в цеху передбачається аварійне освітлення, яке забезпечує освітленість не менше 5% нормальної освітленості. Очищення вікон і світильників має проводитись на менше 4 разів на рік.

1.4.5 Ви0робничий шум

Вплив шуму на людину може визвати різні подразнення, патологічні зміни, функціональні розлади і механічні пошкодження.

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [24].

Таблиця 10.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	79	70	63	58	55	52	50	49	60

1.4.6 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

У приміщенні оперативного пункту управління знаходиться обладнання, яке є джерелом вібрації. Це в першу чергу пристрої релейного захисту та автоматики, вентиляційні установки. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну. Загальна вібрація передається через опорні поверхні на тіло сидячої або стоячої людини і викликає струс всього організму, локальна (місцева) – коливальні рухи лише окремих частин тіла (руки, ноги).

Наведемо в таблицю 10.4 допустимі рівні вібрації m постійних робочих місцях.

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації m постійних робочих місць.

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

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

10.5 Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику

Як зазначалось в розділі 10.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно

заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_3 \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

Проведемо розрахунок захисного заземлення за напругою дотику. Початкові дані для розрахунку наведені в таблиці 10.5.

Таблиця 10.5 – Початкові дані для розрахунку захисного заземлення

Умовне позначення	Параметр, одиниці виміру,	Значення
I_b	Довжина вертикального заземлювача, м	3
L_T	Довжина горизонтального заземлювача, м	662
S	Площа заземлюючого пристрою, м ²	1206,5
ρ_1	Питомий опір ґрунту при температурі промерзання -5°C , Ом/м	800
ρ_2	Питомий опір ґрунту при вологості 20%, Ом/м	120
M	Параметр, що залежить від відношення ρ_1/ρ_2	0,78
$R_{ч}$	Опір тіла людини, Ом	1000

Продовження таблиці 10.5

R_c	Опір, Ом	1200
$\tau_{рз}$	Час дії РЗ, с	0,12
$\tau_{вим}$	Час відключення вимикача, с	0,06
t	Глибина закладання полоси, м	0,5
h_1	Відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача, м	2
$I_{кз}$	Струм короткого замикання, А	2000

Дійсний план заземлюючого пристрою (рис. 10.1а) перетворюємо в розрахункову модель (рис. 10.1б) зі сторонами:

$$\sqrt{S} = 34,735 \text{ (м)}.$$

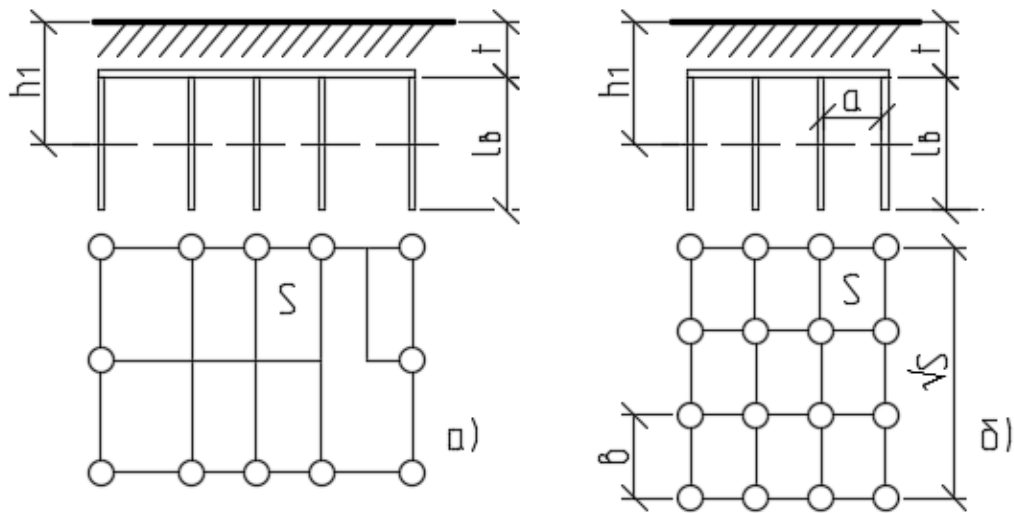


Рисунок 10.1 – Розрахунок складних заземлювачів
 а) заземлюючий пристрій підстанції; б) розрахункова модель

Визначимо число комірок по стороні квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (10.2)$$

$$m = \frac{662}{2 \cdot \sqrt{1206,5}} - 1 = 8,53 \text{ (шт.)}$$

Приймаємо $m = 9$.

Довжина полос в розрахунковій моделі (довжина горизонтального заземлювача):

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (10.3)$$

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1206,5} \cdot (9 + 1) = 694,69 \text{ (м)}.$$

Довжина сторін комірки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (10.4)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5}}{9} = 3,86 \text{ (м)}.$$

Комірки мають квадратну форму, тому $b = a$.

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру заземлення:

$$b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\left(\frac{a}{l_B}\right) \cdot l_B} ; \quad (10.5)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5} \cdot 4}{\left(\frac{3,86}{3}\right) \cdot 3} = 36 \text{ (шт).}$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_B = l_B \cdot n_B ; \quad (10.6)$$

$$L_B = l_B \cdot n_B = 3 \cdot 36 = 108 \text{ (м).}$$

Відносна глибина прокладання:

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} ; \quad (10.7)$$

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{3 + 0,5}{\sqrt{1206,5}} = 0,36.$$

По таблиці 7.6 [15] для відношення $\frac{h_1 - t}{l_B} = 0,5$ $\rho_e / \rho_2 = 1,4$, тому еквівалентний опір буде рівний:

$$\rho_e = 1,4 \cdot \rho_2 ; \quad (10.8)$$

$$\rho_e = 1,4 \cdot 120 = 168 \text{ (Ом/м).}$$

Загальний опір заземлювача:

$$R_3 = A_2 \cdot \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_{r1} + L_B} ; \quad (10.9)$$

$$R_3 = 0,36 \cdot \frac{168}{\sqrt{1206,5}} + \frac{168}{694,69 + 108} = 1,95 \text{ (Ом).}$$

Для $\tau_B = \tau_{\text{вим}} + \tau_{\text{pz}} = 0,18$ згідно ПУЕ [18] напруга дотику U_d становить 420 (В).

Коефіцієнт дотику становитиме:

$$k_{\text{п}} = \frac{M \cdot \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}}{\left(\frac{I_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}; \quad (10.10)$$

$$k_{\text{п}} = \frac{0,78 \cdot \frac{1000}{1000 + 1200}}{3 \cdot 662} = 0,105 \cdot \frac{1}{(3,86 \cdot \sqrt{1206,5})^{0,45}}$$

Визначимо потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_d}{k_{\text{п}}}; \quad (10.11)$$

$$U_3 = \frac{420}{0,105} = 4000 \text{ (В)}.$$

Потенціал на заземлювачі знаходиться в допустимих межах (менше 10 кВ).

Обчислимо допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{кз}}}; \quad (10.12)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{4000}{2000} = 2 \text{ (Ом)}.$$

Так як виконується умова $R_3 < R_{3,\text{доп}}$, то заземлюючий пристрій задовільняє умові по опору заземлюючого пристрою [15].

Обрахуємо напругу дотику із використанням заземлюючого пристрою:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_3; \quad (10.13)$$

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_{\text{з}} = 0,105 \cdot 2000 \cdot 1,95 = 409,41 \text{ (В)}.$$

Отже, виконуються умови $R_{\text{з}} < R_{\text{з,доп}}$ та $U_{\text{пр}} < U_{\text{д}}$, тому розрахунок заземлюючого пристрою виконано вірно

10.6 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж

У разі виникнення надзвичайної ситуації в об'єднаній енергетичній системі України, суб'єкти електроенергетики зобов'язані діяти відповідно до стандартів операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України та виконувати оперативні команди та розпорядження суб'єкта господарської діяльності, що здійснює диспетчерське (оперативно – технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою України. Електроенергетика є однією з базових галузей економіки України й одною з декількох природних монополій. Наявний виробничий потенціал повністю забезпечує тепловою й електричною енергією промислові підприємства й населення України.

Залежно від причин, що можуть зумовити виникнення надзвичайної ситуації на території України, розрізняють природного, техногенного, соціально-політичного та воєнного характеру.

10.6.1 Дослідження безпеки роботи приладів на диспетчерському пункті в умовах дії ЕМІ

За початковими даними необхідно дослідити стійкість приладів в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Початковими умовами оцінки стійкості є:

- прилади в основному виготовлено з напівпровідникових елементів, мікросхем, інтегральних схем, конденсаторів, резисторів, випрямлячів, магнітних матеріалів;
- висота та довжина незахищених провідників $l_B = 2,5$ м, $l_r = 1,6$ м;
- вертикальна складова напруженості електричного поля, $E_B = 12,73$ кВ/м.
- напруга живлення мікропроцесорного терміналу $U_{ж} = 220$ В.

Проведемо дослідження стійкості РЕА за наступним алгоритмом [30].

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_r = E_B \cdot 10^{-3}; \quad (10.5)$$

$$E_r = 12,73 \cdot 10^{-3} = 0,0127 \text{ (кВ / м)}$$

Визначаємо напругу, що наводиться в провідниках U_r та U_B :

$$U_r = E_B \cdot l_r; \quad (10.6)$$

$$U_B = E_r \cdot l_B; \quad (10.7)$$

$$U_r = 12,73 \cdot 1,6 = 20,37 \text{ (В)};$$

$$U_B = 0,0127 \cdot 2,5 = 0,0318 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустиму напругу живлення:

$$U_{\text{доп}} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N; \quad (10.8)$$

$$U_{\text{доп}} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 1 = 222,2 \text{ (В)}$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки:

$$K_{\text{б.г}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_r}; \quad (10.9)$$

$$K_{\text{б.в}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_B}; \quad (10.10)$$

$$K_{6,r} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{20,37} = 20,76 \text{ (дБ)};$$

$$K_{6,b} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{0,0318} = 76,89 \text{ (дБ)}.$$

Оскільки $K_{6,r} < 40$ дБ, то мікропроцесорні пристрої не стійкі в роботі і необхідно провести екранування.

Проведемо розрахунок екрану:

$$t = \frac{A_{\text{екр}}}{k \cdot \sqrt{F}}; \quad (10.11)$$

де $k = 5,2$ для сталі

F – частота, $F = 15000$ Гц.

$$t = \frac{40 - 20,37}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,03 \text{ (см)}.$$

Виконаємо перевірку з використанням екрану товщиною 0,03 см.

$$E_b = \frac{E_r}{10 \cdot k \cdot t \cdot \sqrt{F} / 20}; \quad (10.12)$$

$$E_b = \frac{12,73}{10 \cdot 5,2 \cdot 0,03 \cdot \sqrt{15000} / 20} = 1,333 \text{ (кВ/м)}.$$

$$U_r = 1,333 \cdot 1,6 = 2,133 \text{ (кВ/м)};$$

$$K_{6,r} = 20 \cdot \lg \frac{222,2}{2,133} = 40,36 \text{ (дБ)}.$$

Для забезпечення коефіцієнта безпеки, що становить 40 дБ із відповідними довжинами струмопровідних частин, необхідно встановити сталевий екран товщиною 0,03 см. Так як мікропроцесорний термінал виконаний в сталевому

корпусі з товщиною стінок 0,3 см та встановлений в панелі, виготовлений із сталі, використання додаткового екранування не вимагається.

10.6.2 Пожежна безпека приміщення оперативного пункту управління

Приміщення оперативного пункту управління де знаходяться панелі захисту та автоматики відноситься до категорії Д – негорючі речовини у холодному стані з зонами, де є тверді горючі речовини чи матеріали.

Будівля, де розташоване приміщення оперативного пункту управління, характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступені вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриття допускається застосування дерев'яних конструкцій, захищених штукатуркою або важкогорючими листовими, а також нитковими матеріалами .

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 10.6.

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

Таблиця 10.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

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

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

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

Площа приміщення оперативного пункту управління в середньому становить 250 м². В даному приміщенні для забезпечення пожежної безпеки необхідно встановити біля входу 1 порошковий вогнегасник ВП-5. На території енергопідприємства розташувати 1 пожежний щит (стенд), до комплексу засобів пожежогасіння, які розміщені на щиті, включені: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу розміром 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., лопати – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску укомплектований совковою лопатою та має місткість 1,0 м³. Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів [26].

Отже, проведений аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці та виконані розрахунки дозволили:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт на диспетчерському пункті;
- провести розрахунок захисного заземлення за допустимою напругою дотику;
- проаналізувати організаційні та технічні заходи, що необхідно провести для безпечного виконання робіт в діючих електроустановках;

Також в даному розділі було досліджено безпеку роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників, а саме пожежну безпеку приміщення оперативного пункту управління на підстанції та безпеку роботи приладів в умовах дії ЕМІ.

ВИСНОВКИ

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №501, 502 та 503) та СЕС(вузол №504). Було задано, що до пунктів 501, 502, 503 та 504 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініям від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для нової вузлової підстанції (вузол 504) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначено математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 501, 503 та 504 було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ”.

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

Спроектована мережа характеризується допустимими втратами активної потужності – 12,6 МВт при сумарній активній потужності генерації 153,2 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 383542,22 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу

ефективність оскільки E близький до E_a' , та швидкий термін окупності 9,8 років.

В даній роботі акцент робився на дослідження елегазового обладнання, які є одним із основних компонентів передачі “генерація - споживання електричної енергії” та відіграє визначальну роль у забезпеченні безперебійного електропостачання.

Основні переваги елегазового устаткування полягають в унікальних фізико-хімічних властивостях елегазу: при атмосферному тиску електрична міцність елегазу в 3 рази вища, ніж повітря, а вже при тиску елегазу від 0,3 МПа до 0,4 МПа його електрична міцність вища, ніж трансформаторного масла. Здатність елегазових комутаційних апаратів щодо вимкнення струму короткого замикання за однакових умов на 2 порядки вища, ніж повітряних вимикачів.

Елегазовому устаткуванню останніх конструкцій також притаманні: компактність, більші міжревізійні строки аж до відсутності експлуатаційного обслуговування протягом усього терміну служби, широкий діапазон рівнів напруг (від 6 до 750 кВ), пожежобезпечність і підвищена безпека обслуговування.

До основного недоліку потрібно віднести високу вартість, високу температуру скраплення шестифтористої сірки та можливу екологічну небезпеку, яка в останні роки викликала побоювання. Але при цьому потрібно зауважити, що незважаючи на те, що шестифториста сірка належить до ряду фторидів, вона не входить в перелік речовин, які заборонені чи обмежені в застосуванні. Крім того, загальний внесок елегазу в парниковий ефект атмосфери становить не більше ніж 0,2% (частка елегазу електротехнічного обладнання становить значно менше).

Отже, так як багато типів масляних і повітряних вимикачів та запчастин до них давно знято з виробництва то підтримка таких вимикачів у належному стані значно ускладнюється, доцільним є використання елегазових вимикачів. Хоч і елегазовому обладнанню притаманним є ряд переваг, повний перехід на їх використання займе не один рік.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
- Буряк В.М., Дейнеко Н.А. Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 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. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
8. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.
9. Кутін В. М. Досвід впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, С. В. Мисенко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 1. – С. 1–7.
10. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі / Р. І. Михайлюк, С. В. Мисенко, В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко // Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 3. – С. 34–37.
11. ГНД 34.47.503-2004 Інструкція з експлуатації елегазових вимикачів.
12. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
13. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

14. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р

15. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.

16. Янчук, О.; Цибульська, І.; Юзвак, С.; Лесько, В.; Нетребський, В.. ПОРІВНЯННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ЕЛЕГАЗОВИХ, МАСЛЯНИХ І ПОВІТРЯНИХ ВИМИКАЧІВ. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, jun. 2023. Available at: <<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18423>>. Date accessed: 03 Jun. 2023.

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ
ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електромережі з дослідженням використання
елегазового комутаційного електрообладнання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unischek

Оригінальність 77,5% Схожість 18,5%

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.

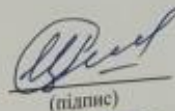
Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

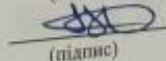
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unischek щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Цибульська І.Ю.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Нетребський В.В.
(прізвище, ініціали)

Додаток А1. 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., уч. зв., місц. та прізви.)


(підпис)

" 20 " 03 2023 р.


ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

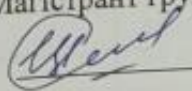
РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

08-21.МКР.023.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.


Нетребський В.В.

Магістрант групи ЕСМ-21 мз


Цибульська І.Ю.

Вінниця 2023 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 № 68 від 20 березня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та аналіз і перспективи розвитку сучасного елегазового комутаційного обладнання;

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	14.03.23	16.03.23	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.03.23	18.03.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	19.03.23	05.04.23	
4	Аналіз сучасного елегазового комутаційного обладнання	06.04.23	30.04.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.23	10.05.23	
6	Техніко-економічна частина	11.05.23	16.05.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	
8	Оформлення презентації	26.05.23	30.05.23	

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 1:120000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

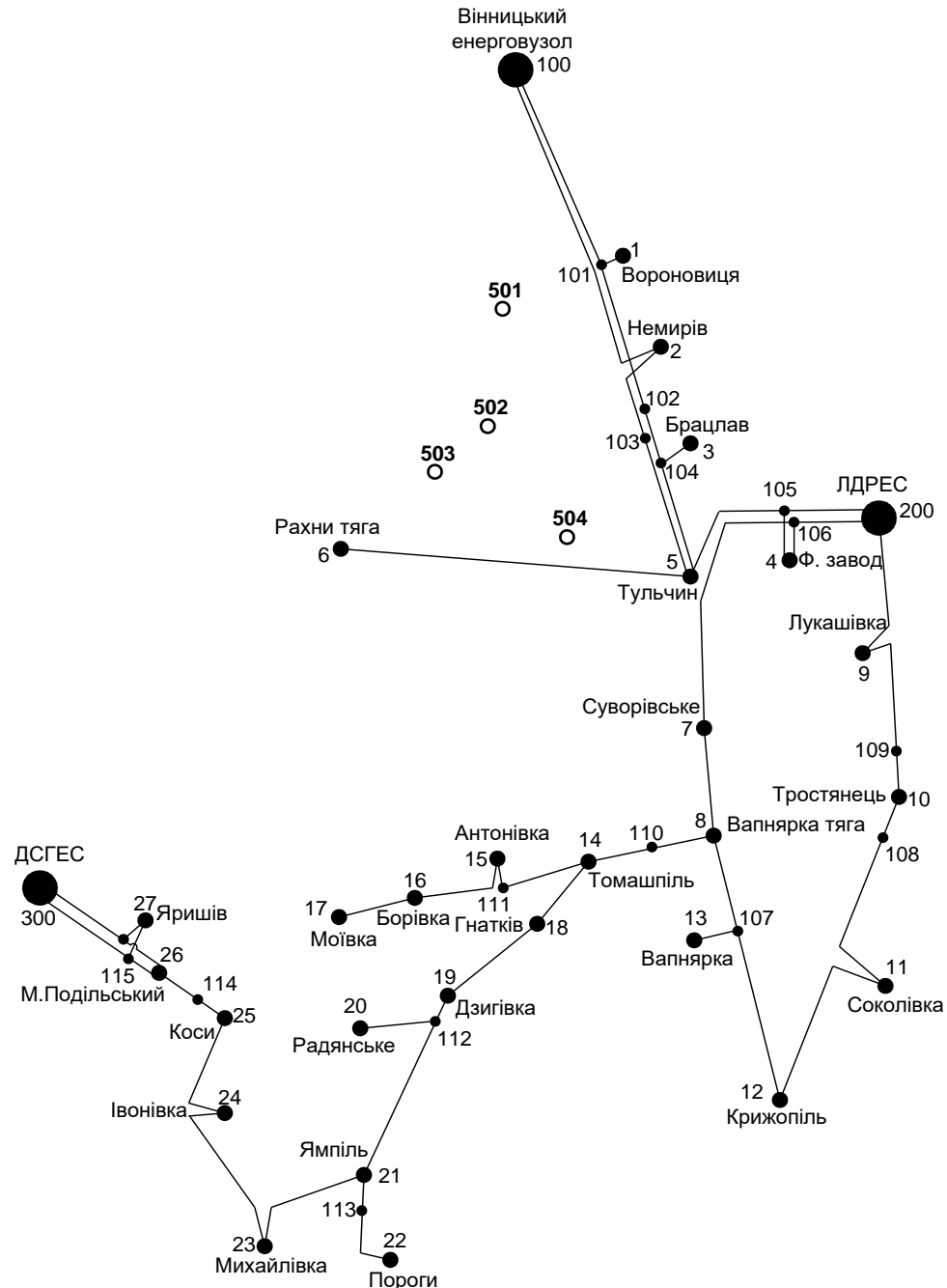


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 95 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 40 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	СЕС 4 (504)
Навантаження, МВт	2,4	16,5	18,0	-8,0
cos φ	0,9	0,9	0,90	1,00
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Макс. навантаж., %	95	88	86	92	94	95	95	95	98	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжин а лінії	Марка проводу
100	101	Вінницький енерговузол – 101	14,08	АС-185
101	1	101 – Вороновиця	7,55	АС-95
101	102	101 – 102	23,82	АС-185
102	104	102 – 104	14,2	АС-150
104	3	104 – Брацлав	5,1	АС-95
104	5	104 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	103	Немирів – 103	4	АС-185
103	5	103 – Тульчин	28,6	АС-150
5	6	Тульчин – Рахни тяга	37,53	АС-120
105	5	105 – Тульчин	24,8	АС-150
105	4	105 – Ферментний завод	0,8	АС-95
106	4	106 – Ферментний завод	0,8	АС-95
200	105	Ладжинська ТЕС – 105	2,3	АС-150
200	106	Ладжинська ТЕС – 106	2,3	АС-150
106	7	106 – Суворівське	37,46	АС-150
7	8	Суворівське – Вапнярка тяга	15,7	АС-150
200	9	Ладжинська ТЕС – Лукашівка	8,36	АС-150
9	109	Лукашівка – 109	29,77	АС-150
109	10	109 – Тростянець	0,5	АС-120
10	108	Тростянець – 108	0,5	АС-120
108	11	108 – Соболівка	27,91	АС-150
12	11	Крижопіль – Соболівка	15,8	АС-150
107	12	107 – Крижопіль	18,4	АС-150
107	13	107 – Вапнярка	0,015	АС-150
8	107	Вапнярка тяга – 107	7,4	АС-150
8	110	Вапнярка тяга – 110	5	АС-150
110	14	110 – Томашпіль	13	АС-120
14	111	Томашпіль – 111	21,67	АС-120
111	15	111 – Антонівка	0,07	АС-150
15	16	Антонівка – Борівка	14,7	АС-120
16	17	Борівка – Моївка	8,25	АС-120
14	18	Томашпіль – Гнатків	16,48	АС-120
18	19	Гнатків – Дзигівка	18,3	АС-120
112	19	112 – Дзигівка	2,8	АС-120
112	20	112 – Радянське	8,9	АС-120
21	112	Ямпіль – 112	10,4	АС-120
21	113	Ямпіль – 113	0,38	АС-95
113	22	113 – Пороги	4,9	АС-150
23	21	Михайлівка – Ямпіль	18,37	АС-150
24	23	Івонівка – Михайлівка	12	АС-120
25	24	Коси – Івонівка	22,4	АС-120
114	25	114 – Коси	4	АС-95

26	114	Мог.Подільський – 114	18,6	АС-120
115	26	115 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
115	27	115 – Яришів	2×1,65	АС-185
300	115	Дністровська ГЕС – 115	2×16,6	АС-185

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_N , МВА	Марка трансформатора	Кільк. тран-в
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Ладижинська ТЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Дністровська ГЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,9	2,4 + j1,16	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,89	6,2 + j3,18	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,87	2,4 + j1,36	ТМН-6300/110/10	1
4	Ферментний завод	0,9	9,2 + j4,46	ТРДН-25000/110/10	2
5	Тульчин	0,89	4,4 + j2,25	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
6	Рахни тяга	0,88	14,2 + j7,66	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
7	Суворівське	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
8	Вапнярка тяга	0,87	16, + j9,07	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
9	Лукашівка	0,88	2,2 + j1,19	ТМН-6300/110/10	1
10	Тростянець	0,9	4,2 + j2,03	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Соколівка	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
12	Крижопіль	0,9	3,6 + j1,74	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
13	Вапнярка	0,87	2,5 + j1,42	ТМН-6300/110/10	1
14	Томашпіль	0,88	2,4 + j1,3	ТМТН-6300/110/35/10 ТДТН-10000/110/35/10	2
15	Антонівка	0,9	2,5 + j1,21	ТМН-6300/110/10	1
16	Борівка	0,87	2,2 + j1,25	ТМН-6300/110/10	1
17	Моївка	0,88	4,0 + j2,16	ТДТН-10000/110/35/10	1
18	Гнатків	0,9	2,5 + j1,21	ТМН-6300/110/10	1
19	Дзигівка	0,87	2,2 + j1,25	ТМН-6300/110/10	1
20	Радянське	0,9	2,0 + j0,97	ТМН-6300/110/10	1
21	Ямпіль	0,87	3,5 + j1,98	ТДН-10000/110/10	1
22	Пороги	0,89	3,8 + j1,95	ТДТН-10000/110/35/10	1
23	Михайлівка	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-6300/110/10	1
24	Івонівка	0,9	2,4 + j1,16	ТМН-6300/110/10	2
25	Коси	0,88	2,2 + j1,19	ТМН-6300/110/10	1
26	Мог. Подільс.	0,87	3,6 + j2,04	ТДТН-10000/110/35/10	2
27	Яришів	0,9	3,8 + j1,84	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК А2

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 126.511 МВт / 1120.713 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 115.010 МВт / 1007.488 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 7.039 МВт / 69.787 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 7.039 МВт / 69.787 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.695 МВт / 6.084 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 3.767 МВт / 37.354 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 4.462 МВт / 43.438 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 11.501 МВт / 113.226 млн.кВт*г (10.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-17.155	-7.514	115.000	0.00
200		-78.701	-75.472	115.000	0.00
300		-30.651	-26.729	115.000	0.00
101		0.000	0.000	114.660	-0.17
102		0.000	0.000	114.207	-0.36
104		0.000	0.000	113.872	-0.46
3		0.000	0.000	113.808	-0.47
5		0.000	0.000	113.643	-0.52
2		0.000	0.000	113.922	-0.45
103		0.000	0.000	113.897	-0.46
6		0.000	0.000	111.186	-1.11
105		0.000	0.000	114.736	-0.06
4		0.000	0.000	114.666	-0.06
106		0.000	0.000	114.633	-0.05
7		0.000	0.000	107.176	-0.65
8		0.000	0.000	104.177	-0.86
9		0.000	0.000	113.984	-0.14
109		0.000	0.000	110.570	-0.57
10		0.000	0.000	110.506	-0.57
108		0.000	0.000	110.451	-0.58
11		0.000	0.000	107.635	-0.82
12		0.000	0.000	106.163	-0.90
107		0.000	0.000	104.694	-0.89
13		0.000	0.000	104.693	-0.89
110		0.000	0.000	103.231	-0.80
14		0.000	0.000	100.597	-0.44
111		0.000	0.000	99.636	-0.72
15		0.000	0.000	99.633	-0.72
16		0.000	0.000	99.143	-0.84
17		0.000	0.000	98.959	-0.88
18		0.000	0.000	101.294	-0.76
19		0.000	0.000	102.269	-1.02
112		0.000	0.000	102.448	-1.06
20		0.000	0.000	102.364	-1.08
21		0.000	0.000	103.200	-1.14
113		0.000	0.000	103.191	-1.14
22		0.000	0.000	103.106	-1.16
23		0.000	0.000	105.031	-1.00
24		0.000	0.000	106.463	-0.95
25		0.000	0.000	109.350	-0.76
114		0.000	0.000	109.956	-0.74

26	0.000	0.000	112.501	-0.54
1	0.000	0.000	114.573	-0.18
115	0.000	0.000	113.897	-0.25
27	0.000	0.000	113.886	-0.26
1010	2.470	1.190	10.694	-2.54
201001	0.000	0.000	112.497	-1.73
20101	0.000	0.000	10.753	-1.71
20351	0.000	0.000	37.662	-1.73
201002	0.000	0.000	112.494	-1.73
20352	0.000	0.000	37.662	-1.73
20102	6.380	3.270	10.752	-1.71
3010	2.470	1.400	10.578	-2.86
40101	0.000	0.000	10.356	-1.19
40102	9.470	4.590	10.355	-1.19
501001	0.000	0.000	112.550	-1.49
50351	0.000	0.000	37.664	-1.48
50101	0.000	0.000	10.733	-1.69
501002	0.000	0.000	112.305	-1.71
50352	0.000	0.000	37.664	-1.48
50102	4.530	2.320	10.733	-1.69
601001	0.000	0.000	109.820	-2.28
601002	0.000	0.000	109.821	-2.28
60271	0.000	0.000	26.260	-2.28
60272	0.000	0.000	26.260	-2.28
60101	0.000	0.000	10.424	-3.02
60102	14.620	7.890	10.423	-3.02
7010	2.680	1.300	9.938	-3.60
801001	0.000	0.000	102.427	-2.38
801002	0.000	0.000	102.428	-2.38
80271	0.000	0.000	24.492	-2.38
80272	0.000	0.000	24.492	-2.38
80101	0.000	0.000	9.695	-3.33
80102	16.480	9.340	9.694	-3.33
9010	2.270	1.230	10.633	-2.32
1001001	0.000	0.000	108.949	-2.01
1001002	0.000	0.000	108.949	-2.01
100351	0.000	0.000	36.474	-2.01
100352	0.000	0.000	36.474	-2.01
100101	0.000	0.000	10.333	-2.85
100102	4.320	2.090	10.333	-2.85
11010	2.470	1.270	9.994	-3.50
1201001	0.000	0.000	105.417	-1.65
1201002	0.000	0.000	105.421	-1.65
120351	0.000	0.000	35.293	-1.65
120352	0.000	0.000	35.293	-1.65
120101	0.000	0.000	10.039	-2.10
120102	3.710	1.790	10.039	-2.10
13010	2.570	1.460	9.660	-3.85
1401001	0.000	0.000	58.812	-1.76
1401002	0.000	0.000	59.100	-5.31
140352	0.000	0.000	19.740	-3.97
140101	0.000	0.000	0.005	-87.94
140102	2.470	1.340	5.435	-8.68
140351	0.000	0.000	19.740	-3.97
15010	2.570	1.250	9.203	-3.99
16010	2.270	1.290	9.153	-3.75
170100	0.000	0.000	94.902	-4.39
17035	0.000	0.000	31.772	-4.39
17010	4.120	2.220	8.859	-6.54
18010	2.570	1.250	9.368	-3.92
19010	2.270	1.290	9.464	-3.75
20010	2.060	1.000	9.542	-3.55
21010	3.600	2.040	9.351	-5.48
220100	0.000	0.000	99.646	-4.21
22035	0.000	0.000	33.360	-4.21
22010	3.910	2.010	9.343	-6.05
23010	2.370	1.340	9.724	-3.70
240101	2.470	1.190	10.044	-2.30
240102	0.000	0.000	10.044	-2.30
25010	2.270	1.230	10.176	-3.14
2601001	0.000	0.000	111.004	-1.72
2601002	0.000	0.000	111.004	-1.72
260351	0.000	0.000	37.162	-1.72
260352	0.000	0.000	37.162	-1.72
260101	0.000	0.000	10.533	-2.42
260102	3.710	2.100	10.533	-2.42
2701001	0.000	0.000	112.998	-1.09
2701002	0.000	0.000	112.799	-1.29
270101	0.000	0.000	10.781	-1.27
270351	0.000	0.000	37.817	-1.09

270352	0.000	0.000	37.817	-1.09
270102	3.910	1.890	10.781	-1.27

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.740	3.433	8.724	3.397	0.016	0.035	0.047	0.341
101	102	6.234	2.970	6.219	2.938	0.015	0.032	0.035	0.454
102	104	6.219	3.629	6.207	3.607	0.012	0.022	0.036	0.337
104	5	3.718	2.677	3.713	2.668	0.005	0.009	0.023	0.230
5	103	-1.922	-1.578	-1.925	-1.583	0.003	0.005	-0.013	-0.255
103	2	-1.925	-1.002	-1.925	-1.003	0.000	0.001	-0.011	-0.025
2	100	-8.368	-3.977	-8.415	-4.081	0.047	0.104	-0.047	-1.082
2	201001	3.194	1.724	3.192	1.632	0.003	0.092	0.018	1.473
201001	20351	-0.001	0.003	-0.001	0.003	0.000	0.000	-0.000	0.002
20351	20352	-0.001	0.003	-0.001	0.003	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201002	20352	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	-0.002
2	201002	3.193	1.728	3.190	1.636	0.003	0.092	0.018	1.476
201002	20102	3.189	1.639	3.186	1.639	0.003	0.000	0.018	0.076
20102	20101	-3.190	-1.629	-3.190	-1.629	0.000	0.000	-0.192	-0.000
201001	20101	3.193	1.629	3.190	1.629	0.003	0.000	0.018	0.076
6	601001	7.316	4.269	7.311	4.067	0.005	0.201	0.044	1.432
601001	60271	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
60271	60272	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
601002	60272	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
6	601002	7.315	4.269	7.310	4.067	0.005	0.201	0.044	1.431
601002	60102	7.302	4.087	7.297	3.962	0.005	0.124	0.044	0.910
60102	60101	-7.314	-3.923	-7.315	-3.923	0.000	0.000	-0.459	-0.001
601001	60101	7.319	4.048	7.315	3.923	0.005	0.124	0.044	0.903
5	105	-13.895	-5.387	-13.984	-5.551	0.089	0.163	-0.076	-1.097
105	200	-25.878	-20.176	-25.918	-20.248	0.039	0.072	-0.165	-0.265
105	4	11.894	15.127	11.886	15.118	0.007	0.009	0.097	0.069
4	106	2.348	9.886	2.346	9.883	0.002	0.002	0.051	0.033
106	200	-29.613	-31.348	-29.681	-31.473	0.068	0.125	-0.217	-0.367
27	2701001	1.342	0.671	1.341	0.646	0.001	0.025	0.008	0.908
2701001	270351	0.847	0.293	0.846	0.293	0.000	0.000	0.005	0.039
270351	270352	0.846	0.293	0.846	0.293	0.000	0.000	0.014	0.000
2701002	270352	-0.846	-0.290	-0.846	-0.293	0.000	0.003	-0.005	-0.167
27	2701002	2.572	1.307	2.571	1.249	0.002	0.058	0.015	1.114
2701002	270102	3.417	1.539	3.414	1.539	0.003	0.000	0.019	0.081
270102	270101	-0.494	-0.350	-0.494	-0.350	0.000	0.000	-0.032	-0.000
2701001	270101	0.494	0.353	0.494	0.350	0.000	0.002	0.003	0.288
106	7	31.959	41.960	30.292	38.913	1.660	3.035	0.265	7.464
7	8	27.592	38.209	26.954	37.042	0.635	1.162	0.253	3.004
8	110	16.742	42.166	16.543	41.801	0.198	0.363	0.251	0.945
110	14	16.543	42.060	15.869	41.085	0.671	0.971	0.252	2.626
14	18	0.761	-11.379	0.704	-11.461	0.057	0.083	0.065	-0.691
24	25	-19.278	-21.747	-19.729	-22.400	0.449	0.650	-0.157	-2.891
25	114	-22.016	-23.398	-22.130	-23.535	0.114	0.137	-0.169	-0.606
114	26	-22.130	-23.169	-22.557	-23.787	0.425	0.615	-0.168	-2.550
26	115	-26.312	-25.166	-26.512	-25.610	0.199	0.442	-0.187	-1.400
115	300	-30.474	-26.337	-30.651	-26.729	0.176	0.390	-0.204	-1.104
26	2601001	1.858	1.134	1.856	1.080	0.002	0.053	0.011	1.542
2601001	260351	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
260351	260352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2601002	260352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
26	2601002	1.858	1.134	1.856	1.080	0.002	0.053	0.011	1.542
2601002	260102	1.855	1.082	1.853	1.051	0.002	0.031	0.011	0.934
260102	260101	-1.854	-1.048	-1.854	-1.048	0.000	0.000	-0.117	-0.000
2601001	260101	1.856	1.079	1.854	1.048	0.002	0.031	0.011	0.932
24	240101	1.237	0.632	1.234	0.595	0.002	0.037	0.008	1.521
240101	240102	-1.234	-0.594	-1.234	-0.594	0.000	0.000	-0.079	-0.000
24	240102	1.237	0.632	1.234	0.594	0.002	0.037	0.008	1.520
14	1401001	1.316	18.572	1.019	10.837	0.296	7.703	0.107	41.810
1401001	140351	-0.735	-15.392	-1.330	-15.392	0.593	0.000	-0.151	-0.039
140351	140352	-1.330	-15.392	-1.330	-15.392	0.000	0.000	-0.451	-0.000
1401002	140352	1.694	15.392	1.330	15.392	0.362	0.000	0.151	0.024
14	1401002	4.636	29.323	4.175	16.934	0.459	12.339	0.170	41.748
140101	140101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801002	80102	8.232	4.876	8.225	4.689	0.007	0.187	0.054	1.159
80102	80101	-8.245	-4.645	-8.246	-4.645	0.000	0.000	-0.563	-0.001
801001	80101	8.253	4.833	8.246	4.645	0.007	0.187	0.054	1.151
801001	80271	-0.010	0.022	-0.010	0.022	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80271	80272	-0.010	0.022	-0.010	0.022	0.000	0.000	-0.001	-0.000
801002	80272	0.010	-0.022	0.010	-0.022	0.000	0.000	0.000	0.000
8	801002	8.249	5.157	8.242	4.854	0.007	0.302	0.054	1.826

8	801001	8.250	5.158	8.243	4.855	0.007	0.302	0.054	1.826
1201001	120351	-0.052	-0.009	-0.052	-0.009	0.000	0.000	-0.000	-0.003
120351	120352	-0.052	-0.009	-0.052	-0.009	0.000	0.000	-0.001	-0.000
1201002	120352	0.052	0.009	0.052	0.009	0.000	0.000	0.000	0.001
1201002	120102	2.612	1.310	2.611	1.284	0.001	0.026	0.016	0.488
120102	120101	-1.097	-0.505	-1.097	-0.505	0.000	0.000	-0.069	-0.000
1201001	120101	1.098	0.516	1.097	0.505	0.001	0.011	0.007	0.484
12	1201001	1.046	0.524	1.045	0.507	0.001	0.017	0.006	0.776
12	1201002	2.665	1.364	2.664	1.319	0.001	0.044	0.016	0.773
1001001	100351	-0.000	0.002	-0.000	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100351	100352	-0.000	0.002	-0.000	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1001002	100352	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
1001002	100102	2.161	1.087	2.158	1.046	0.003	0.041	0.013	0.985
100102	100101	-2.159	-1.043	-2.159	-1.043	0.000	0.000	-0.134	-0.000
1001001	100101	2.162	1.084	2.159	1.043	0.003	0.041	0.013	0.983
10	1001001	2.164	1.155	2.161	1.085	0.003	0.070	0.013	1.618
10	1001002	2.164	1.155	2.161	1.085	0.003	0.070	0.013	1.618
8	107	-6.357	-15.451	-6.397	-15.524	0.040	0.073	-0.092	-0.516
107	12	-8.987	-16.841	-9.115	-17.077	0.128	0.234	-0.105	-1.469
12	11	-12.871	-18.702	-13.023	-18.979	0.151	0.277	-0.123	-1.474
11	108	-15.511	-19.771	-15.831	-20.356	0.318	0.582	-0.135	-2.821
108	10	-15.831	-19.881	-15.838	-19.892	0.007	0.010	-0.133	-0.055
10	109	-20.204	-22.408	-20.214	-22.422	0.010	0.015	-0.157	-0.064
109	9	-20.214	-21.916	-20.669	-22.747	0.453	0.828	-0.155	-3.419
9	200	-22.956	-23.485	-23.102	-23.751	0.145	0.266	-0.166	-1.016
4	40102	4.735	2.418	4.730	2.299	0.005	0.119	0.027	1.279
40102	40101	-4.734	-2.288	-4.735	-2.288	0.000	0.000	-0.293	-0.000
4	40101	4.740	2.408	4.735	2.288	0.005	0.119	0.027	1.274
501001	50351	0.984	0.367	0.984	0.367	0.000	0.000	0.005	0.046
50351	50352	0.984	0.367	0.984	0.367	0.000	0.000	0.016	0.000
501002	50352	-0.984	-0.363	-0.984	-0.367	0.000	0.005	-0.005	-0.211
501002	50102	3.962	1.895	3.958	1.895	0.004	0.000	0.023	0.094
50102	50101	-0.569	-0.424	-0.569	-0.424	0.000	0.000	-0.038	-0.000
501001	50101	0.569	0.427	0.569	0.424	0.000	0.003	0.004	0.351
5	501001	1.555	0.829	1.554	0.794	0.001	0.034	0.009	1.127
5	501002	2.981	1.613	2.978	1.532	0.002	0.081	0.017	1.384
15	15010	2.581	1.444	2.568	1.249	0.013	0.194	0.017	3.644
18	18010	2.581	1.437	2.568	1.249	0.012	0.187	0.017	3.573
22	220100	3.929	2.464	3.918	2.176	0.011	0.287	0.026	3.708
220100	22035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
220100	22010	3.918	2.176	3.908	2.009	0.011	0.167	0.026	2.239
112	20	2.076	1.046	2.075	1.045	0.001	0.002	0.013	0.085
20	20010	2.066	1.115	2.059	0.999	0.008	0.116	0.013	2.780
19	19010	2.279	1.443	2.269	1.289	0.010	0.153	0.015	3.522
101	1	2.490	1.261	2.488	1.259	0.001	0.002	0.014	0.087
15	16	6.476	4.016	6.453	3.982	0.023	0.034	0.044	0.493
11	11010	2.479	1.425	2.468	1.269	0.010	0.155	0.015	3.327
16	16010	2.279	1.453	2.269	1.289	0.011	0.163	0.016	3.641
16	17	4.165	2.781	4.160	2.773	0.006	0.008	0.029	0.185
23	24	-16.580	-20.591	-16.786	-20.889	0.205	0.296	-0.145	-1.434
18	19	-1.885	-12.472	-1.962	-12.583	0.076	0.111	-0.072	-0.967
19	112	-4.249	-13.783	-4.264	-13.805	0.015	0.022	-0.081	-0.178
112	21	-6.341	-14.540	-6.408	-14.637	0.067	0.097	-0.089	-0.749
21	23	-13.989	-19.120	-14.192	-19.492	0.203	0.370	-0.132	-1.835
1401002	140102	2.481	1.541	2.468	1.339	0.013	0.201	0.028	2.678
1401001	140101	1.754	26.229	0.022	0.000	1.725	26.123	0.258	58.783
14	111	9.129	5.116	9.066	5.024	0.063	0.091	0.060	0.966
17	170100	4.144	2.792	4.131	2.430	0.013	0.361	0.029	4.325
170100	17035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9010	2.276	1.348	2.269	1.229	0.008	0.118	0.013	2.912
170100	17010	4.131	2.430	4.117	2.219	0.013	0.210	0.029	2.606
7	7010	2.690	1.480	2.678	1.299	0.012	0.180	0.017	3.475
21	113	3.948	2.416	3.948	2.416	0.000	0.000	0.026	0.008
25	25010	2.277	1.359	2.269	1.229	0.009	0.129	0.014	3.105
115	27	3.962	2.216	3.962	2.215	0.000	0.000	0.023	0.011
107	13	2.590	1.705	2.590	1.705	0.000	0.000	0.017	0.000
1	1010	2.477	1.322	2.468	1.189	0.009	0.132	0.014	2.876
5	6	14.946	8.745	14.710	8.404	0.234	0.340	0.088	2.474
23	23010	2.379	1.497	2.369	1.339	0.010	0.157	0.015	3.560
21	21010	3.624	2.433	3.598	2.039	0.026	0.393	0.024	5.861
113	22	3.948	2.493	3.946	2.489	0.002	0.004	0.026	0.086
111	15	9.066	5.314	9.066	5.314	0.000	0.000	0.061	0.003
13	13010	2.581	1.648	2.568	1.459	0.012	0.188	0.017	3.913
104	3	2.490	1.526	2.489	1.524	0.001	0.001	0.015	0.064
3	3010	2.478	1.544	2.468	1.399	0.010	0.145	0.015	3.350

ДОДАТОК Б

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: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 166.055 МВт / 1468.517 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 153.250 МВт / 1342.470 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 8.036 МВт / 79.681 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 8.036 МВт / 79.681 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.794 МВт / 6.955 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 3.975 МВт / 39.411 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 4.769 МВт / 46.366 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 12.805 МВт / 126.047 млн.кВт*г (8.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-42.111	-25.084	115.000	0.00
200		-85.259	-78.686	115.000	0.00
300		-30.669	-26.736	115.000	0.00
101		0.000	0.000	114.539	-0.21
102		0.000	0.000	113.884	-0.48
104		0.000	0.000	113.413	-0.63
3		0.000	0.000	113.349	-0.64
5		0.000	0.000	113.049	-0.73
2		0.000	0.000	112.891	-0.76
103		0.000	0.000	112.916	-0.76
6		0.000	0.000	109.791	-1.66
105		0.000	0.000	114.701	-0.07
4		0.000	0.000	114.640	-0.07
106		0.000	0.000	114.616	-0.05
7		0.000	0.000	107.164	-0.66
8		0.000	0.000	104.167	-0.86
9		0.000	0.000	113.983	-0.14
109		0.000	0.000	110.566	-0.57
10		0.000	0.000	110.502	-0.58
108		0.000	0.000	110.447	-0.58
11		0.000	0.000	107.629	-0.82
12		0.000	0.000	106.155	-0.90
107		0.000	0.000	104.684	-0.90
13		0.000	0.000	104.684	-0.90
110		0.000	0.000	103.221	-0.80
14		0.000	0.000	100.588	-0.45
111		0.000	0.000	99.627	-0.72
15		0.000	0.000	99.624	-0.72
16		0.000	0.000	99.134	-0.84
17		0.000	0.000	98.950	-0.89
18		0.000	0.000	101.287	-0.76
19		0.000	0.000	102.262	-1.03
112		0.000	0.000	102.442	-1.06
20		0.000	0.000	102.357	-1.08
21		0.000	0.000	103.194	-1.14
113		0.000	0.000	103.185	-1.14
22		0.000	0.000	103.101	-1.17
23		0.000	0.000	105.026	-1.01
24		0.000	0.000	106.459	-0.95
25		0.000	0.000	109.347	-0.77
114		0.000	0.000	109.954	-0.75

26	0.000	0.000	112.500	-0.54
1	0.000	0.000	114.452	-0.23
115	0.000	0.000	113.897	-0.25
27	0.000	0.000	113.886	-0.26
1010	2.470	1.190	10.682	-2.59
201001	0.000	0.000	111.452	-2.06
20101	0.000	0.000	10.653	-2.04
20351	0.000	0.000	37.312	-2.06
201002	0.000	0.000	111.449	-2.06
20352	0.000	0.000	37.312	-2.06
20102	6.380	3.270	10.652	-2.04
3010	2.470	1.400	10.533	-3.05
40101	0.000	0.000	10.353	-1.20
40102	9.470	4.590	10.353	-1.20
501001	0.000	0.000	111.949	-1.71
50351	0.000	0.000	37.463	-1.70
50101	0.000	0.000	10.675	-1.92
501002	0.000	0.000	111.703	-1.94
50352	0.000	0.000	37.463	-1.70
50102	4.530	2.320	10.675	-1.92
601001	0.000	0.000	108.407	-2.87
601002	0.000	0.000	108.407	-2.87
60271	0.000	0.000	25.922	-2.87
60272	0.000	0.000	25.922	-2.87
60101	0.000	0.000	10.288	-3.62
60102	14.620	7.890	10.287	-3.62
7010	2.680	1.300	9.937	-3.60
801001	0.000	0.000	102.417	-2.38
801002	0.000	0.000	102.417	-2.38
80271	0.000	0.000	24.490	-2.38
80272	0.000	0.000	24.490	-2.38
80101	0.000	0.000	9.694	-3.34
80102	16.480	9.340	9.693	-3.34
9010	2.270	1.230	10.632	-2.32
1001001	0.000	0.000	108.945	-2.01
1001002	0.000	0.000	108.945	-2.01
100351	0.000	0.000	36.473	-2.01
100352	0.000	0.000	36.473	-2.01
100101	0.000	0.000	10.333	-2.85
100102	4.320	2.090	10.333	-2.85
11010	2.470	1.270	9.994	-3.50
1201001	0.000	0.000	105.410	-1.65
1201002	0.000	0.000	105.413	-1.65
120351	0.000	0.000	35.290	-1.65
120352	0.000	0.000	35.290	-1.65
120101	0.000	0.000	10.039	-2.11
120102	3.710	1.790	10.038	-2.11
13010	2.570	1.460	9.659	-3.85
1401001	0.000	0.000	58.807	-1.77
1401002	0.000	0.000	59.095	-5.31
140352	0.000	0.000	19.739	-3.98
140101	0.000	0.000	0.005	-87.94
140102	2.470	1.340	5.434	-8.68
140351	0.000	0.000	19.738	-3.97
15010	2.570	1.250	9.202	-4.00
16010	2.270	1.290	9.152	-3.75
170100	0.000	0.000	94.892	-4.40
17035	0.000	0.000	31.768	-4.40
17010	4.120	2.220	8.858	-6.54
18010	2.570	1.250	9.367	-3.93
19010	2.270	1.290	9.463	-3.75
20010	2.060	1.000	9.541	-3.55
21010	3.600	2.040	9.350	-5.48
220100	0.000	0.000	99.640	-4.21
22035	0.000	0.000	33.358	-4.21
22010	3.910	2.010	9.342	-6.05
23010	2.370	1.340	9.724	-3.71
240101	2.470	1.190	10.044	-2.30
240102	0.000	0.000	10.044	-2.30
25010	2.270	1.230	10.176	-3.14
2601001	0.000	0.000	111.003	-1.72
2601002	0.000	0.000	111.003	-1.72
260351	0.000	0.000	37.162	-1.72
260352	0.000	0.000	37.162	-1.72
260101	0.000	0.000	10.533	-2.42
260102	3.710	2.100	10.532	-2.42
2701001	0.000	0.000	112.998	-1.09
2701002	0.000	0.000	112.799	-1.29
270101	0.000	0.000	10.781	-1.27
270351	0.000	0.000	37.816	-1.09

270352	0.000	0.000	37.816	-1.09
270102	3.910	1.890	10.781	-1.27
201	0.000	0.000	113.273	-0.56
503	0.000	0.000	109.515	-1.85
502	0.000	0.000	110.043	-1.64
501	0.000	0.000	111.654	-1.11
504	0.000	0.000	110.153	-1.48
501010	2.490	1.200	10.820	-3.99
5010010	0.000	0.000	10.820	-3.99
5020010	17.100	8.280	10.147	-5.19
502010	0.000	0.000	10.148	-5.20
503010	18.650	9.030	10.056	-5.78
5030010	0.000	0.000	10.057	-5.78
504010	-8.000	0.000	10.559	2.67
5040010	0.000	0.000	10.559	2.67

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	11.367	4.872	11.339	4.810	0.028	0.061	0.062	0.462
101	102	8.850	4.381	8.820	4.314	0.030	0.067	0.050	0.659
102	104	8.820	5.002	8.796	4.958	0.024	0.043	0.051	0.473
104	5	6.306	4.022	6.293	3.998	0.013	0.024	0.038	0.367
5	103	0.997	0.826	0.996	0.824	0.001	0.001	0.007	0.134
103	2	0.996	1.395	0.996	1.395	0.000	0.000	0.009	0.025
2	201	-5.446	-1.870	-5.458	-1.895	0.012	0.026	-0.029	-0.386
201	100	-30.474	-19.614	-30.743	-20.213	0.269	0.596	-0.184	-1.733
6	601001	7.316	4.278	7.311	4.071	0.005	0.206	0.044	1.474
601001	60271	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
60271	60272	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
601002	60272	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
6	601002	7.315	4.277	7.310	4.070	0.005	0.206	0.044	1.474
601002	60102	7.302	4.090	7.297	3.962	0.005	0.128	0.044	0.937
60102	60101	-7.314	-3.923	-7.315	-3.923	0.000	0.000	-0.465	-0.001
601001	60101	7.319	4.051	7.315	3.923	0.005	0.128	0.044	0.930
201	501	25.015	18.804	24.835	18.297	0.179	0.505	0.159	1.635
501	502	22.322	17.515	22.159	17.058	0.162	0.456	0.146	1.635
502	503	12.891	8.554	12.860	8.466	0.031	0.087	0.081	0.540
503	6	-5.900	-1.911	-5.909	-1.935	0.009	0.024	-0.033	-0.287
6	5	-20.618	-10.010	-21.059	-10.650	0.440	0.637	-0.120	-3.295
503	503010	9.359	5.360	9.317	4.518	0.042	0.839	0.057	4.856
503010	5030010	-9.322	-4.506	-9.323	-4.506	0.000	0.000	-0.593	-0.001
503	5030010	9.365	5.348	9.323	4.506	0.042	0.839	0.057	4.847
504	504010	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	-0.160
504010	5040010	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.218	0.000
504	5040010	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	-0.156
502	502010	8.583	4.827	8.548	4.132	0.035	0.693	0.052	4.339
502010	5020010	8.548	4.132	8.547	4.132	0.000	0.000	0.539	0.001
502	5020010	8.577	4.838	8.542	4.143	0.035	0.693	0.052	4.347
501	501010	1.251	0.683	1.244	0.600	0.007	0.083	0.007	3.691
501010	5010010	-1.244	-0.599	-1.244	-0.599	0.000	0.000	-0.074	-0.000
501	5010010	1.251	0.682	1.244	0.599	0.007	0.083	0.007	3.690
2	201001	3.194	1.726	3.192	1.632	0.003	0.094	0.019	1.501
201001	20351	-0.001	0.003	-0.001	0.003	0.000	0.000	-0.000	0.002
20351	20352	-0.001	0.003	-0.001	0.003	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201002	20352	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	-0.002
2	201002	3.193	1.730	3.190	1.636	0.003	0.094	0.019	1.505
201002	20102	3.189	1.639	3.186	1.639	0.003	0.000	0.019	0.076
20102	20101	-3.190	-1.629	-3.190	-1.629	0.000	0.000	-0.194	-0.000
201001	20101	3.193	1.629	3.190	1.629	0.003	0.000	0.019	0.076
5	501001	1.555	0.829	1.554	0.794	0.001	0.034	0.009	1.140
501001	50351	0.984	0.367	0.984	0.367	0.000	0.000	0.005	0.046
50351	50352	0.984	0.367	0.984	0.367	0.000	0.000	0.016	0.000
501002	50352	-0.984	-0.363	-0.984	-0.367	0.000	0.005	-0.005	-0.214
5	501002	2.981	1.614	2.978	1.532	0.002	0.081	0.017	1.401
501002	50102	3.962	1.895	3.958	1.895	0.004	0.000	0.023	0.095
50102	50101	-0.569	-0.424	-0.569	-0.424	0.000	0.000	-0.038	-0.000
501001	50101	0.569	0.427	0.569	0.424	0.000	0.003	0.004	0.354
5	105	-20.346	-8.383	-20.544	-8.744	0.197	0.360	-0.112	-1.661
105	200	-30.025	-22.354	-30.077	-22.448	0.051	0.094	-0.188	-0.299
4	40101	4.740	2.408	4.735	2.288	0.005	0.119	0.027	1.275
40101	40102	4.735	2.288	4.734	2.288	0.000	0.000	0.293	0.000
4	40102	4.735	2.418	4.730	2.299	0.005	0.119	0.027	1.280
105	4	9.481	14.111	9.476	14.104	0.006	0.007	0.085	0.061
4	106	-0.063	8.872	-0.064	8.870	0.002	0.002	-0.045	0.024
106	200	-31.977	-32.334	-32.053	-32.474	0.076	0.139	-0.229	-0.384
8	801001	8.250	5.158	8.243	4.855	0.007	0.302	0.054	1.826

801001	80271	-0.010	0.022	-0.010	0.022	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80271	80272	-0.010	0.022	-0.010	0.022	0.000	0.000	-0.001	-0.000
801002	80272	0.010	-0.022	0.010	-0.022	0.000	0.000	0.000	0.000
8	801002	8.249	5.157	8.242	4.854	0.007	0.302	0.054	1.826
801002	80102	8.232	4.876	8.225	4.689	0.007	0.187	0.054	1.160
80102	80101	-8.245	-4.645	-8.246	-4.645	0.000	0.000	-0.563	-0.001
801001	80101	8.253	4.833	8.246	4.645	0.007	0.187	0.054	1.151
12	1201001	1.046	0.524	1.045	0.507	0.001	0.017	0.006	0.776
1201001	120351	-0.052	-0.009	-0.052	-0.009	0.000	0.000	-0.000	-0.003
120351	120352	-0.052	-0.009	-0.052	-0.009	0.000	0.000	-0.001	-0.000
1201002	120352	0.052	0.009	0.052	0.009	0.000	0.000	0.000	0.001
12	1201002	2.665	1.364	2.664	1.319	0.001	0.044	0.016	0.773
1201002	120102	2.612	1.310	2.611	1.284	0.001	0.026	0.016	0.488
120102	120101	-1.097	-0.505	-1.097	-0.505	0.000	0.000	-0.069	-0.000
1201001	120101	1.098	0.516	1.097	0.505	0.001	0.011	0.007	0.484
1001001	100351	-0.000	0.002	-0.000	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100351	100352	-0.000	0.002	-0.000	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1001002	100352	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
1001002	100102	2.161	1.087	2.158	1.046	0.003	0.041	0.013	0.985
100102	100101	-2.159	-1.043	-2.159	-1.043	0.000	0.000	-0.134	-0.000
1001001	100101	2.162	1.084	2.159	1.043	0.003	0.041	0.013	0.983
10	1001001	2.164	1.155	2.161	1.085	0.003	0.070	0.013	1.618
10	1001002	2.164	1.155	2.161	1.085	0.003	0.070	0.013	1.618
106	7	31.913	41.933	30.249	38.891	1.657	3.030	0.265	7.459
7	8	27.549	38.187	26.912	37.022	0.634	1.160	0.253	3.002
8	107	-6.382	-15.460	-6.422	-15.533	0.040	0.073	-0.093	-0.516
107	12	-9.012	-16.850	-9.141	-17.086	0.128	0.235	-0.105	-1.470
108	10	-15.857	-19.893	-15.865	-19.903	0.007	0.010	-0.133	-0.055
10	109	-20.231	-22.419	-20.241	-22.434	0.010	0.015	-0.158	-0.065
109	9	-20.241	-21.927	-20.696	-22.760	0.454	0.830	-0.156	-3.422
9	200	-22.984	-23.498	-23.130	-23.765	0.145	0.266	-0.166	-1.017
14	1401001	1.316	18.569	1.019	10.835	0.296	7.702	0.107	41.807
1401001	140351	-0.734	-15.389	-1.329	-15.389	0.593	0.000	-0.151	-0.038
140351	140352	-1.329	-15.389	-1.330	-15.389	0.000	0.000	-0.451	-0.000
1401002	140352	1.693	15.389	1.330	15.389	0.362	0.000	0.151	0.024
14	1401002	4.636	29.318	4.175	16.931	0.459	12.337	0.170	41.745
140101	140101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
24	240101	1.237	0.632	1.234	0.595	0.002	0.037	0.008	1.522
240101	240102	-1.234	-0.594	-1.234	-0.594	0.000	0.000	-0.079	-0.000
24	240102	1.237	0.632	1.234	0.594	0.002	0.037	0.008	1.520
2601001	260351	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
260351	260352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2601002	260352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
2601002	260102	1.855	1.082	1.853	1.051	0.002	0.031	0.011	0.934
260102	260101	-1.854	-1.048	-1.854	-1.048	0.000	0.000	-0.117	-0.000
2601001	260101	1.856	1.079	1.854	1.048	0.002	0.031	0.011	0.932
26	2601001	1.858	1.134	1.856	1.080	0.002	0.053	0.011	1.542
26	2601002	1.858	1.134	1.856	1.080	0.002	0.053	0.011	1.542
8	110	16.725	42.154	16.526	41.789	0.198	0.363	0.251	0.944
110	14	16.526	42.049	15.853	41.074	0.670	0.970	0.252	2.625
14	18	0.745	-11.382	0.688	-11.465	0.057	0.083	0.065	-0.692
18	19	-1.901	-12.476	-1.978	-12.587	0.076	0.111	-0.072	-0.968
19	112	-4.265	-13.787	-4.280	-13.809	0.015	0.022	-0.081	-0.178
112	21	-6.357	-14.544	-6.424	-14.642	0.067	0.097	-0.089	-0.749
21	23	-14.005	-19.125	-14.209	-19.497	0.203	0.371	-0.132	-1.836
23	24	-16.597	-20.596	-16.802	-20.894	0.205	0.297	-0.145	-1.435
24	25	-19.295	-21.752	-19.746	-22.406	0.450	0.651	-0.157	-2.893
25	114	-22.033	-23.404	-22.147	-23.541	0.114	0.137	-0.169	-0.607
114	26	-22.147	-23.175	-22.574	-23.794	0.425	0.616	-0.168	-2.551
26	115	-26.330	-25.173	-26.530	-25.617	0.199	0.442	-0.187	-1.400
115	300	-30.492	-26.344	-30.669	-26.736	0.176	0.390	-0.204	-1.104
2701001	270101	0.494	0.353	0.494	0.350	0.000	0.002	0.003	0.288
270101	270102	0.494	0.350	0.494	0.350	0.000	0.000	0.032	0.000
2701002	270102	3.417	1.539	3.414	1.539	0.003	0.000	0.019	0.081
2701002	270352	-0.846	-0.290	-0.846	-0.293	0.000	0.003	-0.005	-0.167
270352	270351	-0.846	-0.293	-0.846	-0.293	0.000	0.000	-0.014	-0.000
2701001	270351	0.847	0.293	0.846	0.293	0.000	0.000	0.005	0.039
27	2701001	1.342	0.671	1.341	0.646	0.001	0.025	0.008	0.908
27	2701002	2.572	1.307	2.571	1.249	0.002	0.058	0.015	1.114
25	25010	2.277	1.359	2.269	1.229	0.009	0.129	0.014	3.105
21	113	3.948	2.417	3.948	2.416	0.000	0.000	0.026	0.008
113	22	3.948	2.493	3.946	2.489	0.002	0.004	0.026	0.086
107	13	2.590	1.705	2.590	1.705	0.000	0.000	0.017	0.000
1401001	140101	1.753	26.224	0.022	0.000	1.725	26.118	0.258	58.777
11	11010	2.479	1.425	2.468	1.269	0.010	0.155	0.015	3.327
12	11	-12.897	-18.711	-13.049	-18.989	0.152	0.277	-0.123	-1.476
502	504	-7.929	-0.061	-7.936	-0.083	0.008	0.022	-0.042	-0.119
1	1010	2.477	1.322	2.468	1.189	0.009	0.132	0.014	2.884
101	1	2.490	1.261	2.488	1.259	0.001	0.002	0.014	0.087
1401002	140102	2.481	1.541	2.468	1.339	0.013	0.201	0.028	2.678

22	220100	3.929	2.464	3.918	2.176	0.011	0.287	0.026	3.709
220100	22035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
115	27	3.962	2.216	3.962	2.215	0.000	0.000	0.023	0.011
13	13010	2.581	1.648	2.568	1.459	0.013	0.188	0.017	3.914
220100	22010	3.918	2.176	3.908	2.009	0.011	0.167	0.026	2.239
18	18010	2.581	1.437	2.568	1.249	0.012	0.187	0.017	3.574
23	23010	2.379	1.497	2.369	1.339	0.010	0.157	0.015	3.560
19	19010	2.279	1.443	2.269	1.289	0.010	0.153	0.015	3.522
11	108	-15.537	-19.781	-15.857	-20.367	0.319	0.583	-0.135	-2.824
9	9010	2.276	1.348	2.269	1.229	0.008	0.118	0.013	2.912
21	21010	3.624	2.433	3.598	2.039	0.026	0.393	0.024	5.862
112	20	2.076	1.046	2.075	1.045	0.001	0.002	0.013	0.085
20	20010	2.066	1.115	2.059	0.999	0.008	0.116	0.013	2.780
14	111	9.129	5.116	9.066	5.024	0.063	0.091	0.060	0.966
111	15	9.066	5.314	9.066	5.314	0.000	0.000	0.061	0.003
15	16	6.476	4.016	6.453	3.982	0.023	0.034	0.044	0.493
16	17	4.165	2.781	4.160	2.773	0.006	0.008	0.029	0.185
17	170100	4.144	2.792	4.131	2.430	0.013	0.361	0.029	4.326
170100	17035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
170100	17010	4.131	2.430	4.117	2.219	0.013	0.210	0.029	2.607
16	16010	2.279	1.453	2.269	1.289	0.011	0.163	0.016	3.642
15	15010	2.581	1.444	2.568	1.249	0.013	0.194	0.017	3.645
7	7010	2.690	1.480	2.678	1.299	0.012	0.180	0.017	3.476
104	3	2.490	1.527	2.489	1.526	0.001	0.001	0.015	0.064
3	3010	2.478	1.546	2.468	1.399	0.010	0.146	0.015	3.380

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 60.791 МВт / 539.776 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 53.617 МВт / 469.536 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.794 МВт / 27.702 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.794 МВт / 27.702 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.764 МВт / 6.696 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 3.615 МВт / 35.842 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 4.379 МВт / 42.538 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.173 МВт / 70.240 млн.кВт*г (13.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-14.840	-4.081	110.000	0.00
200		-31.500	-42.896	110.000	0.00
300		-11.651	-14.402	110.000	0.00
101		0.000	0.000	109.902	-0.10
102		0.000	0.000	109.738	-0.22
104		0.000	0.000	109.591	-0.28
3		0.000	0.000	109.568	-0.29
5		0.000	0.000	109.466	-0.32
2		0.000	0.000	109.423	-0.34
103		0.000	0.000	109.434	-0.34
6		0.000	0.000	108.460	-0.71
105		0.000	0.000	109.866	-0.02
4		0.000	0.000	109.826	-0.02
106		0.000	0.000	109.800	-0.01
7		0.000	0.000	105.317	0.18
8		0.000	0.000	103.454	0.30
9		0.000	0.000	109.460	-0.02
109		0.000	0.000	107.566	-0.04
10		0.000	0.000	107.531	-0.03
108		0.000	0.000	107.499	-0.03
11		0.000	0.000	105.807	0.04
12		0.000	0.000	104.867	0.11
107		0.000	0.000	103.845	0.23
13		0.000	0.000	103.845	0.23
110		0.000	0.000	102.720	0.42
14		0.000	0.000	100.715	0.90
111		0.000	0.000	100.434	0.78
15		0.000	0.000	100.433	0.78
16		0.000	0.000	100.277	0.73
17		0.000	0.000	100.216	0.71
18		0.000	0.000	101.548	0.62
19		0.000	0.000	102.520	0.35
112		0.000	0.000	102.678	0.31
20		0.000	0.000	102.650	0.30
21		0.000	0.000	103.285	0.19
113		0.000	0.000	103.283	0.19
22		0.000	0.000	103.259	0.18
23		0.000	0.000	104.464	0.12
24		0.000	0.000	105.317	0.04
25		0.000	0.000	106.971	-0.07
114		0.000	0.000	107.299	-0.10
26		0.000	0.000	108.692	-0.15
1		0.000	0.000	109.872	-0.11
115		0.000	0.000	109.441	-0.08
27		0.000	0.000	109.436	-0.08
1010		0.900	0.400	10.419	-1.03

201001	0.000	0.000	108.892	-0.81
20101	0.000	0.000	10.413	-0.80
20351	0.000	0.000	36.455	-0.81
201002	0.000	0.000	108.891	-0.81
20352	0.000	0.000	36.455	-0.81
20102	2.200	1.200	10.413	-0.80
3010	0.900	0.500	10.370	-1.21
40101	0.000	0.000	9.987	-0.44
40102	3.300	1.600	9.987	-0.44
501001	0.000	0.000	109.082	-0.69
50351	0.000	0.000	36.513	-0.69
50101	0.000	0.000	10.422	-0.77
501002	0.000	0.000	108.995	-0.77
50352	0.000	0.000	36.513	-0.69
50102	1.600	0.800	10.422	-0.77
601001	0.000	0.000	107.981	-1.15
601002	0.000	0.000	107.981	-1.15
60271	0.000	0.000	25.821	-1.15
60272	0.000	0.000	25.821	-1.15
60101	0.000	0.000	10.300	-1.42
60102	5.200	2.800	10.299	-1.42
7010	0.900	0.500	9.958	-0.82
801001	0.000	0.000	102.862	-0.24
801002	0.000	0.000	102.862	-0.24
80271	0.000	0.000	24.596	-0.24
80272	0.000	0.000	24.596	-0.24
80101	0.000	0.000	9.803	-0.57
80102	5.800	3.300	9.803	-0.57
9010	0.800	0.400	10.380	-0.84
1001001	0.000	0.000	107.018	-0.55
1001002	0.000	0.000	107.018	-0.55
100351	0.000	0.000	35.828	-0.55
100352	0.000	0.000	35.828	-0.55
100101	0.000	0.000	10.206	-0.86
100102	1.500	0.700	10.206	-0.86
11010	0.900	0.400	10.026	-0.96
1201001	0.000	0.000	104.619	-0.16
1201002	0.000	0.000	104.620	-0.16
120351	0.000	0.000	35.025	-0.16
120352	0.000	0.000	35.025	-0.16
120101	0.000	0.000	9.992	-0.32
120102	1.300	0.600	9.992	-0.32
13010	0.900	0.500	9.816	-0.79
1401001	0.000	0.000	59.892	0.88
1401002	0.000	0.000	60.339	-2.75
140352	0.000	0.000	20.134	-1.38
140101	0.000	0.000	0.005	-85.29
140102	0.900	0.500	5.696	-3.89
140351	0.000	0.000	20.134	-1.38
15010	0.900	0.400	9.507	-0.32
16010	0.800	0.500	9.472	-0.24
170100	0.000	0.000	98.928	-0.49
17035	0.000	0.000	33.120	-0.49
17010	1.500	0.800	9.389	-1.20
18010	0.900	0.400	9.615	-0.46
19010	0.800	0.500	9.689	-0.58
20010	0.700	0.400	9.725	-0.51
21010	1.300	0.700	9.712	-1.32
220100	0.000	0.000	102.208	-0.57
22035	0.000	0.000	34.217	-0.57
22010	1.000	0.700	9.716	-1.00
23010	0.800	0.500	9.878	-0.78
240101	0.900	0.500	10.017	-0.46
240102	0.000	0.000	10.017	-0.46
25010	0.800	0.400	10.140	-0.93
2601001	0.000	0.000	108.192	-0.59
2601002	0.000	0.000	108.192	-0.59
260351	0.000	0.000	36.221	-0.59
260352	0.000	0.000	36.221	-0.59
260101	0.000	0.000	10.320	-0.84
260102	1.300	0.700	10.320	-0.84
2701001	0.000	0.000	109.101	-0.40
2701002	0.000	0.000	109.025	-0.47
270101	0.000	0.000	10.425	-0.47
270351	0.000	0.000	36.520	-0.40
270352	0.000	0.000	36.520	-0.40
270102	1.400	0.700	10.425	-0.47
201	0.000	0.000	109.536	-0.25
503	0.000	0.000	108.410	-0.78
502	0.000	0.000	108.601	-0.70

501	0.000	0.000	109.077	-0.48
504	0.000	0.000	108.662	-0.65
501010	0.900	0.400	10.794	-1.56
5010010	0.000	0.000	10.794	-1.56
5020010	6.000	2.900	10.261	-1.95
502010	0.000	0.000	10.261	-1.95
503010	6.500	3.200	10.229	-2.14
5030010	0.000	0.000	10.229	-2.14
504010	-2.800	0.000	10.408	0.85
5040010	0.000	0.000	10.408	0.85

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	4.022	0.216	4.019	0.209	0.003	0.007	0.021	0.098
101	102	3.108	0.615	3.105	0.608	0.003	0.007	0.017	0.165
102	104	3.105	1.246	3.102	1.241	0.003	0.005	0.018	0.147
104	5	2.191	1.291	2.189	1.288	0.002	0.003	0.013	0.126
5	103	0.329	0.130	0.329	0.130	0.000	0.000	0.002	0.031
103	2	0.329	0.666	0.329	0.666	0.000	0.000	0.004	0.011
2	201	-1.922	-0.377	-1.924	-0.380	0.001	0.003	-0.010	-0.114
201	100	-10.789	-3.800	-10.818	-3.864	0.029	0.064	-0.060	-0.465
6	601001	2.600	1.441	2.599	1.415	0.001	0.026	0.016	0.492
601001	60271	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	-0.000
60271	60272	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	-0.000
601002	60272	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
6	601002	2.599	1.441	2.599	1.415	0.001	0.026	0.016	0.492
601002	60102	2.596	1.422	2.595	1.406	0.001	0.016	0.016	0.313
60102	60101	-2.601	-1.392	-2.601	-1.392	0.000	0.000	-0.165	-0.000
601001	60101	2.602	1.408	2.601	1.392	0.001	0.016	0.016	0.310
201	501	8.866	4.435	8.846	4.381	0.019	0.054	0.052	0.462
501	502	7.934	4.517	7.917	4.467	0.018	0.049	0.048	0.480
502	503	4.650	3.041	4.645	3.030	0.004	0.012	0.029	0.193
503	6	-1.896	-0.042	-1.896	-0.045	0.001	0.002	-0.010	-0.051
6	5	-7.172	-2.459	-7.221	-2.530	0.049	0.071	-0.040	-1.012
503	503010	3.252	1.701	3.247	1.601	0.005	0.099	0.020	1.528
503010	5030010	-3.249	-1.597	-3.249	-1.597	0.000	0.000	-0.204	-0.000
503	5030010	3.254	1.696	3.249	1.597	0.005	0.099	0.020	1.525
504	504010	-1.397	0.036	-1.399	-0.000	0.002	0.036	-0.007	-0.147
504010	5040010	1.399	-0.000	1.399	-0.000	0.000	0.000	0.077	0.000
504	5040010	-1.397	0.037	-1.399	0.000	0.002	0.036	-0.007	-0.146
502	502010	3.003	1.531	2.999	1.447	0.004	0.083	0.018	1.374
502010	5020010	2.999	1.447	2.999	1.447	0.000	0.000	0.187	0.000
502	5020010	3.002	1.535	2.997	1.451	0.004	0.083	0.018	1.377
501	501010	0.451	0.210	0.450	0.200	0.001	0.011	0.003	1.174
501010	5010010	-0.450	-0.200	-0.450	-0.200	0.000	0.000	-0.026	-0.000
501	5010010	0.451	0.210	0.450	0.200	0.001	0.011	0.003	1.174
2	201001	1.100	0.611	1.100	0.599	0.000	0.012	0.007	0.541
201001	20351	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	0.001
20351	20352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201002	20352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	-0.001
2	201002	1.100	0.612	1.099	0.600	0.000	0.012	0.007	0.542
201002	20102	1.099	0.601	1.099	0.601	0.000	0.000	0.007	0.027
20102	20101	-1.100	-0.598	-1.100	-0.598	0.000	0.000	-0.069	-0.000
201001	20101	1.100	0.598	1.100	0.598	0.000	0.000	0.007	0.027
5	501001	0.549	0.277	0.548	0.272	0.000	0.004	0.003	0.390
501001	50351	0.347	0.125	0.347	0.125	0.000	0.000	0.002	0.017
50351	50352	0.347	0.125	0.347	0.125	0.000	0.000	0.006	0.000
501002	50352	-0.347	-0.124	-0.347	-0.125	0.000	0.001	-0.002	-0.072
5	501002	1.052	0.539	1.051	0.528	0.000	0.011	0.006	0.479
501002	50102	1.398	0.653	1.398	0.653	0.001	0.000	0.008	0.035
50102	50101	-0.201	-0.147	-0.201	-0.147	0.000	0.000	-0.014	-0.000
501001	50101	0.202	0.147	0.201	0.147	0.000	0.000	0.001	0.123
5	105	-7.006	-0.746	-7.027	-0.786	0.021	0.039	-0.037	-0.402
105	200	-11.139	-10.621	-11.149	-10.638	0.009	0.017	-0.081	-0.134
4	40101	1.650	0.813	1.650	0.798	0.001	0.016	0.010	0.450
40101	40102	1.650	0.798	1.650	0.798	0.000	0.000	0.106	0.000
4	40102	1.649	0.817	1.648	0.801	0.001	0.016	0.010	0.452
105	4	4.112	10.295	4.109	10.292	0.003	0.003	0.058	0.040
4	106	0.752	8.289	0.750	8.287	0.002	0.002	0.044	0.026
106	200	-11.623	-18.480	-11.642	-18.515	0.019	0.035	-0.115	-0.200
8	801001	2.900	1.709	2.899	1.672	0.001	0.037	0.019	0.592
801001	80271	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	-0.000
80271	80272	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	-0.000
801002	80272	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
8	801002	2.900	1.708	2.899	1.672	0.001	0.037	0.019	0.592
801002	80102	2.895	1.679	2.895	1.657	0.001	0.023	0.019	0.377

80102	80101	-2.902	-1.641	-2.902	-1.641	0.000	0.000	-0.196	-0.000
801001	80101	2.903	1.664	2.902	1.641	0.001	0.023	0.019	0.374
12	1201001	0.366	0.170	0.366	0.168	0.000	0.002	0.002	0.248
1201001	120351	-0.018	-0.003	-0.018	-0.003	0.000	0.000	-0.000	-0.001
120351	120352	-0.018	-0.003	-0.018	-0.003	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1201002	120352	0.018	0.003	0.018	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
12	1201002	0.933	0.442	0.933	0.437	0.000	0.005	0.006	0.247
1201002	120102	0.915	0.434	0.915	0.431	0.000	0.003	0.006	0.156
120102	120101	-0.384	-0.169	-0.384	-0.169	0.000	0.000	-0.024	-0.000
1201001	120101	0.384	0.170	0.384	0.169	0.000	0.001	0.002	0.155
1001001	100351	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100351	100352	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1001002	100352	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
1001002	100102	0.750	0.355	0.749	0.350	0.000	0.005	0.004	0.317
100102	100101	-0.750	-0.349	-0.750	-0.349	0.000	0.000	-0.047	-0.000
1001001	100101	0.750	0.354	0.750	0.349	0.000	0.005	0.004	0.316
10	1001001	0.750	0.363	0.750	0.355	0.000	0.009	0.004	0.518
10	1001002	0.750	0.363	0.750	0.355	0.000	0.009	0.004	0.518
106	7	12.373	27.436	11.782	26.355	0.589	1.077	0.158	4.484
7	8	10.872	26.583	10.626	26.135	0.244	0.447	0.157	1.864
8	107	-2.759	-12.734	-2.783	-12.779	0.025	0.045	-0.073	-0.392
107	12	-3.693	-12.976	-3.759	-13.095	0.065	0.119	-0.075	-1.022
108	10	-6.187	-13.130	-6.189	-13.133	0.002	0.004	-0.078	-0.032
10	109	-7.726	-14.054	-7.729	-14.059	0.003	0.004	-0.086	-0.035
109	9	-7.729	-13.579	-7.861	-13.821	0.131	0.240	-0.084	-1.894
9	200	-8.671	-13.672	-8.710	-13.743	0.038	0.070	-0.085	-0.540
14	1401001	0.707	18.181	0.424	10.811	0.282	7.340	0.104	40.818
1401001	140351	-1.395	-16.390	-2.049	-16.390	0.651	0.000	-0.158	-0.239
140351	140352	-2.049	-16.390	-2.050	-16.390	0.000	0.000	-0.473	-0.000
1401002	140352	2.449	16.390	2.050	16.390	0.398	0.000	0.158	0.146
14	1401002	3.782	28.531	3.350	16.914	0.431	11.570	0.165	40.433
140101	140101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
24	240101	0.450	0.255	0.450	0.250	0.000	0.005	0.003	0.597
240101	240102	-0.450	-0.250	-0.450	-0.250	0.000	0.000	-0.030	-0.000
24	240102	0.450	0.255	0.450	0.250	0.000	0.005	0.003	0.596
2601001	260351	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
260351	260352	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2601002	260352	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2601002	260102	0.650	0.354	0.649	0.350	0.000	0.004	0.004	0.307
260102	260101	-0.650	-0.349	-0.650	-0.349	0.000	0.000	-0.041	-0.000
2601001	260101	0.650	0.353	0.650	0.349	0.000	0.004	0.004	0.307
26	2601001	0.650	0.360	0.650	0.354	0.000	0.007	0.004	0.505
26	2601002	0.650	0.360	0.650	0.354	0.000	0.007	0.004	0.505
8	110	7.516	35.439	7.387	35.204	0.128	0.235	0.202	0.736
110	14	7.387	35.460	6.951	34.828	0.435	0.630	0.203	2.015
14	18	-0.811	-12.439	-0.879	-12.538	0.068	0.098	-0.071	-0.840
18	19	-1.789	-12.530	-1.865	-12.642	0.077	0.111	-0.072	-0.976
19	112	-2.675	-12.917	-2.687	-12.935	0.012	0.018	-0.074	-0.158
112	21	-3.397	-12.965	-3.445	-13.034	0.048	0.069	-0.075	-0.608
21	23	-5.773	-14.093	-5.857	-14.247	0.084	0.153	-0.085	-1.179
23	24	-6.667	-14.371	-6.742	-14.479	0.074	0.108	-0.087	-0.853
24	25	-7.660	-14.592	-7.808	-14.807	0.148	0.214	-0.090	-1.655
25	114	-8.618	-14.877	-8.652	-14.918	0.034	0.041	-0.093	-0.327
114	26	-8.652	-14.569	-8.778	-14.750	0.125	0.181	-0.091	-1.393
26	115	-10.115	-14.642	-10.166	-14.756	0.051	0.113	-0.094	-0.749
115	300	-11.611	-14.313	-11.651	-14.402	0.040	0.088	-0.097	-0.559
2701001	270101	0.176	0.129	0.176	0.129	0.000	0.000	0.001	0.107
270101	270102	0.176	0.129	0.176	0.129	0.000	0.000	0.012	0.000
2701002	270102	1.223	0.571	1.223	0.571	0.000	0.000	0.007	0.030
2701002	270352	-0.303	-0.109	-0.303	-0.109	0.000	0.000	-0.002	-0.062
270352	270351	-0.303	-0.109	-0.303	-0.109	0.000	0.000	-0.005	-0.000
2701001	270351	0.303	0.109	0.303	0.109	0.000	0.000	0.002	0.015
27	2701001	0.480	0.241	0.480	0.238	0.000	0.003	0.003	0.338
27	2701002	0.920	0.470	0.920	0.462	0.000	0.008	0.005	0.415
25	25010	0.801	0.415	0.799	0.400	0.001	0.016	0.005	0.968
21	113	1.018	0.681	1.018	0.681	0.000	0.000	0.007	0.002
113	22	1.018	0.758	1.018	0.757	0.000	0.000	0.007	0.024
107	13	0.910	0.578	0.910	0.578	0.000	0.000	0.006	0.000
1401001	140101	1.819	27.201	0.023	0.000	1.789	27.091	0.262	59.880
11	11010	0.901	0.419	0.899	0.400	0.001	0.019	0.005	0.998
12	11	-5.101	-13.451	-5.164	-13.565	0.062	0.114	-0.079	-0.940
502	504	-2.773	-0.568	-2.774	-0.571	0.001	0.003	-0.015	-0.061
1	1010	0.901	0.418	0.899	0.400	0.001	0.018	0.005	0.962
101	1	0.911	0.360	0.911	0.360	0.000	0.000	0.005	0.031
1401002	140102	0.901	0.524	0.899	0.500	0.002	0.025	0.010	0.854
22	220100	1.001	0.732	1.000	0.711	0.001	0.020	0.007	1.055
220100	22035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
115	27	1.445	0.931	1.445	0.931	0.000	0.000	0.009	0.005
13	13010	0.901	0.522	0.899	0.500	0.001	0.022	0.006	1.228
220100	22010	1.000	0.711	0.999	0.700	0.001	0.012	0.007	0.635

18	18010	0.901	0.421	0.899	0.400	0.001	0.021	0.006	1.024
23	23010	0.801	0.518	0.799	0.500	0.001	0.018	0.005	1.203
19	19010	0.801	0.519	0.799	0.500	0.001	0.019	0.005	1.221
11	108	-6.074	-13.372	-6.187	-13.579	0.113	0.206	-0.080	-1.692
9	9010	0.800	0.415	0.799	0.400	0.001	0.015	0.005	0.943
21	21010	1.302	0.746	1.299	0.700	0.003	0.046	0.008	1.769
112	20	0.709	0.343	0.709	0.342	0.000	0.000	0.004	0.028
20	20010	0.700	0.414	0.700	0.400	0.001	0.014	0.005	0.981
14	111	3.246	1.102	3.240	1.092	0.007	0.010	0.020	0.278
111	15	3.240	1.387	3.240	1.387	0.000	0.000	0.020	0.001
15	16	2.330	1.113	2.328	1.110	0.003	0.004	0.015	0.155
16	17	1.519	0.848	1.518	0.847	0.001	0.001	0.010	0.061
17	170100	1.502	0.867	1.501	0.824	0.002	0.042	0.010	1.284
170100	17035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
170100	17010	1.501	0.824	1.499	0.799	0.002	0.025	0.010	0.780
16	16010	0.801	0.520	0.799	0.500	0.001	0.020	0.005	1.239
15	15010	0.901	0.421	0.899	0.400	0.001	0.022	0.006	1.031
7	7010	0.901	0.521	0.899	0.500	0.001	0.021	0.006	1.211
104	3	0.911	0.501	0.911	0.501	0.000	0.000	0.005	0.023
3	3010	0.901	0.520	0.899	0.500	0.001	0.020	0.005	1.175 -----

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку післяаварійного режиму після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 38.816 МВт / 340.696 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 38.240 МВт / 334.982 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.356 МВт / 3.532 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.356 МВт / 3.532 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.220 МВт / 2.182 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.220 МВт / 2.182 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "novi": 0.576 МВт / 5.714 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
6		0.000	0.000	109.434	-2.60
503		0.000	0.000	107.222	-3.46
502		0.000	0.000	106.636	-3.64
501		0.000	0.000	106.500	-3.72
201		0.000	0.000	120.233	-0.26
504		0.000	0.000	106.747	-3.47
501010		2.490	1.200	10.286	-6.90
5010010		0.000	0.000	10.286	-6.90
502010		0.000	0.000	9.807	-7.44
5020010		17.100	8.280	9.806	-7.44
503010		18.650	9.030	9.826	-7.57
5030010		0.000	0.000	9.827	-7.57
504010		-8.000	0.000	10.232	0.95
5040010		0.000	0.000	10.232	0.95

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R _п , МВт	Q _п , МВАр	R _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
6	503	30.899	21.347	30.584	20.459	0.314	0.884	0.198	2.295
503	502	11.821	9.988	11.788	9.896	0.033	0.092	0.083	0.606
502	501	2.516	1.148	2.514	1.143	0.002	0.005	0.015	0.144
501	201	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
502	504	-7.927	0.018	-7.935	-0.005	0.008	0.023	-0.043	-0.130
501	501010	1.252	0.691	1.244	0.600	0.008	0.091	0.008	4.164
501	5010010	1.252	0.691	1.244	0.599	0.008	0.091	0.008	4.163
501010	5010010	-1.244	-0.599	-1.244	-0.599	0.000	0.000	-0.077	-0.000
502	502010	8.586	4.876	8.548	4.132	0.038	0.742	0.053	4.748
502	5020010	8.580	4.888	8.542	4.143	0.038	0.742	0.053	4.756
502010	5020010	8.548	4.132	8.547	4.132	0.000	0.000	0.558	0.001
503	503010	9.361	5.400	9.317	4.518	0.044	0.879	0.058	5.193
503	5030010	9.367	5.388	9.323	4.506	0.044	0.879	0.058	5.184
503010	5030010	-9.322	-4.506	-9.323	-4.506	0.000	0.000	-0.607	-0.001
504	504010	-3.977	0.307	-3.998	-0.001	0.020	0.307	-0.022	-0.413
504	5040010	-3.977	0.309	-3.997	0.001	0.020	0.307	-0.022	-0.409
504010	5040010	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.225	0.000

ДОДАТОК Д

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 38.773 МВт / 340.263 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 38.240 МВт / 334.982 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.344 МВт / 3.405 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.344 МВт / 3.405 млн.кВт*г

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

Втрати нав. в трансформаторах: 0.189 МВт / 1.875 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.189 МВт / 1.875 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "novi": 0.533 МВт / 5.280 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
6		0.000	0.000	110.292	-1.78
503		0.000	0.000	110.179	-1.99
502		0.000	0.000	110.586	-1.75
501		0.000	0.000	111.999	-1.18
201		0.000	0.000	113.434	-0.59
504		0.000	0.000	110.697	-1.60
501010		2.490	1.200	10.856	-4.05
5010010		0.000	0.000	10.856	-4.05
502010		0.000	0.000	10.202	-5.27
5020010		17.100	8.280	10.201	-5.27
503010		18.650	9.030	10.321	-5.84
5030010		0.000	-4.950	10.322	-5.85
504010		-8.000	0.000	10.611	2.52
5040010		0.000	0.000	10.611	2.52

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р _п , МВт	Q _п , МВАр	Р _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
503	6	-5.673	0.372	-5.680	0.352	0.007	0.020	-0.030	-0.126
502	503	13.098	5.545	13.072	5.471	0.026	0.073	0.074	0.422
501	502	22.508	14.414	22.365	14.010	0.143	0.402	0.138	1.441
201	501	25.183	15.645	25.022	15.191	0.161	0.452	0.151	1.452
502	504	-7.929	-0.074	-7.936	-0.096	0.008	0.022	-0.041	-0.119
501	501010	1.251	0.682	1.244	0.600	0.007	0.082	0.007	3.684
501	5010010	1.251	0.682	1.244	0.599	0.007	0.082	0.007	3.683
501010	5010010	-1.244	-0.599	-1.244	-0.599	0.000	0.000	-0.073	-0.000
502	502010	8.583	4.820	8.548	4.132	0.035	0.685	0.051	4.325
502	5020010	8.577	4.831	8.542	4.143	0.035	0.685	0.051	4.333
502010	5020010	8.548	4.132	8.547	4.132	0.000	0.000	0.536	0.001
503	503010	9.350	2.723	9.315	2.045	0.034	0.676	0.051	2.770
503	5030010	9.359	2.712	9.324	2.032	0.034	0.676	0.051	2.761
503010	5030010	-9.323	-6.979	-9.324	-6.979	0.000	0.000	-0.650	-0.001
504	504010	-3.979	0.285	-3.998	-0.001	0.019	0.285	-0.021	-0.181
504	5040010	-3.978	0.287	-3.997	0.001	0.019	0.285	-0.021	-0.177
504010	5040010	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.217	0.00

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
1РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 18.812 МВТ / 164.976 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 18.650 МВТ / 163.374 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.089 МВТ / 0.880 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.089 МВТ / 0.880 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.073 МВТ / 0.723 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.073 МВТ / 0.723 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ "NOVI": 0.162 МВТ / 1.602 МЛН.КВТ*Г (1.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
6		0.000	0.000	107.668	-2.60
503		0.000	0.000	106.811	-3.23
503010		18.650	9.030	10.299	-7.34
5030010		0.000	-4.950	10.300	-7.34

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QП,МВАР	РК,МВТ	QК,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, КА	DU, КВ
6	503	18.836	5.657	18.747	5.406	0.089	0.250	0.105	0.916
503	503010	9.352	2.769	9.315	2.045	0.036	0.721	0.053	3.054
503	5030010	9.361	2.758	9.324	2.033	0.037	0.722	0.053	3.045
503010	5030010	-9.323	-6.980	-9.324	-6.980	0.000	0.000	-0.652	-0.001

2РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 38.988 МВТ / 342.385 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 38.240 МВТ / 334.982 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.557 МВТ / 5.512 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.557 МВТ / 5.512 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.191 МВТ / 1.891 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.191 МВТ / 1.891 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ "NOVI": 0.748 МВТ / 7.403 МЛН.КВТ*Г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
6		0.000	0.000	102.038	-3.95
503		0.000	0.000	99.712	-5.33
502		0.000	0.000	98.903	-5.74
501		0.000	0.000	98.752	-5.82
501010		2.490	1.200	9.201	-9.54

5010010		0.000	0.000	9.201	-9.54
502010		0.000	0.000	9.309	-10.19
5020010		17.100	8.280	9.308	-10.18
503010		18.650	9.030	9.577	-10.07
5030010		0.000	-4.950	9.578	-10.07

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
6	503	39.037	18.040	38.562	16.702	0.473	1.332	0.243	2.515
503	502	19.808	11.224	19.726	10.993	0.082	0.230	0.132	0.873
502	501	2.517	1.215	2.515	1.209	0.002	0.006	0.016	0.165
501	501010	1.253	0.708	1.244	0.600	0.009	0.108	0.008	4.788
501	5010010	1.253	0.708	1.244	0.599	0.009	0.108	0.008	4.787
501010	5010010	-1.244	-0.599	-1.244	-0.599	0.000	0.000	-0.087	-0.000
502	502010	8.592	5.011	8.548	4.132	0.044	0.875	0.058	5.489
502	5020010	8.587	5.021	8.542	4.143	0.044	0.875	0.058	5.498
502010	5020010	8.548	4.132	8.547	4.132	0.000	0.000	0.588	0.001
503	503010	9.358	2.882	9.315	2.045	0.042	0.834	0.057	3.655
503	5030010	9.367	2.871	9.324	2.033	0.042	0.835	0.057	3.647
503010	5030010	-9.323	-6.980	-9.324	-6.980	0.000	0.000	-0.701	-0.001

ЗРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 38.773 МВт / 340.263 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 38.240 МВт / 334.982 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.344 МВт / 3.405 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.344 МВт / 3.405 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.189 МВт / 1.875 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.189 МВт / 1.875 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "novi": 0.533 МВт / 5.280 млн.кВт*г (1.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав, МВТ	Qнав, МВАР	U, кВ	Фаза, град
6		0.000	0.000	110.292	-1.78
503		0.000	0.000	110.179	-1.99
502		0.000	0.000	110.586	-1.75
501		0.000	0.000	111.999	-1.18
201		0.000	0.000	113.434	-0.59
504		0.000	0.000	110.697	-1.60
501010		2.490	1.200	10.540	-4.05
5010010		0.000	0.000	10.540	-4.05
502010		0.000	0.000	10.518	-5.27
5020010		17.100	8.280	10.517	-5.27
503010		18.650	9.030	10.640	-5.84
5030010		0.000	-4.950	10.641	-5.85
504010		-8.000	0.000	10.611	2.52
5040010		0.000	0.000	10.611	2.52

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВТ	Qп, МВАР	Рк, МВТ	Qк, МВАР	dP, МВТ	dQ, МВАР	I, кА	dU, кВ
503	6	-5.673	0.372	-5.680	0.352	0.007	0.020	-0.030	-0.126
502	503	13.098	5.545	13.071	5.471	0.026	0.073	0.074	0.422
501	502	22.508	14.414	22.365	14.010	0.143	0.402	0.138	1.441
201	501	25.183	15.645	25.022	15.191	0.161	0.452	0.151	1.452
502	504	-7.929	-0.074	-7.936	-0.096	0.008	0.022	-0.041	-0.119
501	501010	1.251	0.682	1.244	0.600	0.007	0.082	0.007	3.684
501	5010010	1.251	0.682	1.244	0.599	0.007	0.082	0.007	3.683

501010	5010010	-1.244	-0.599	-1.244	-0.599	0.000	0.000	-0.076	-0.000
502	502010	8.582	4.820	8.548	4.132	0.035	0.685	0.051	4.325
502	5020010	8.577	4.831	8.542	4.143	0.035	0.685	0.051	4.333
502010	5020010	8.548	4.132	8.547	4.132	0.000	0.000	0.520	0.001
503	503010	9.350	2.723	9.315	2.045	0.034	0.676	0.051	2.769
503	5030010	9.358	2.712	9.324	2.033	0.034	0.676	0.051	2.761
503010	5030010	-9.323	-6.980	-9.324	-6.980	0.000	0.000	-0.631	-0.001
504	504010	-3.979	0.285	-3.998	-0.001	0.019	0.285	-0.021	-0.181
504	5040010	-3.978	0.287	-3.997	0.001	0.019	0.285	-0.021	-0.177
504010	5040010	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.217	0.000

ДОДАТОК Ж
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ**

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та аналіз і перспективи розвитку сучасного елегазового комутаційного обладнання.

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

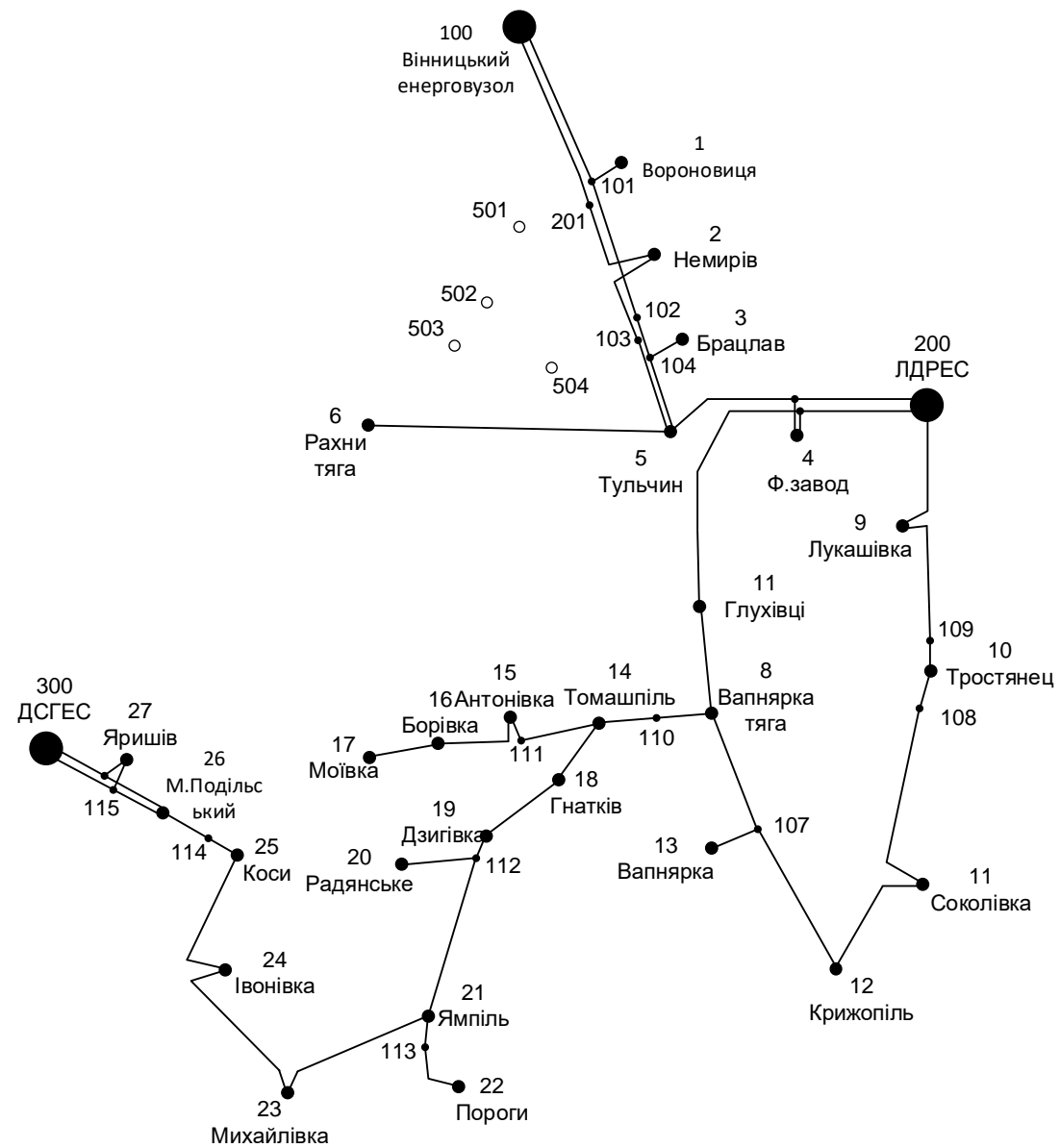
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз сучасного елегазового комутаційного обладнання;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу розподільчої установки.

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

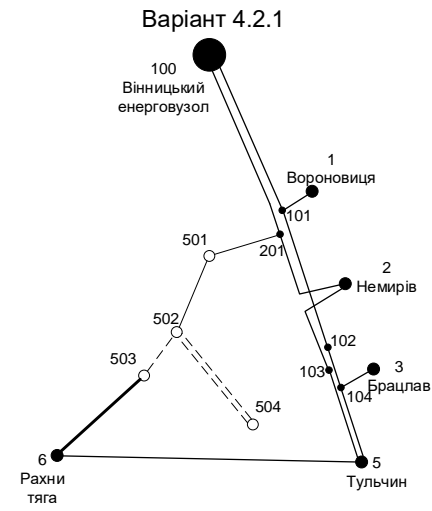
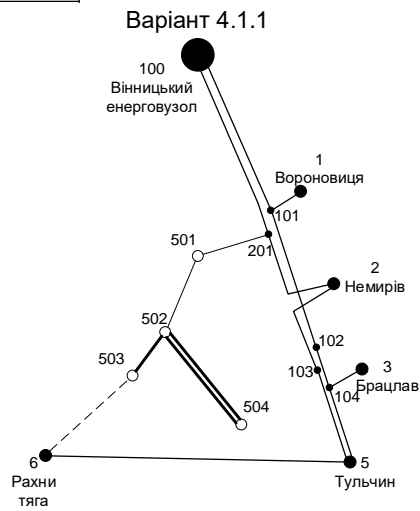
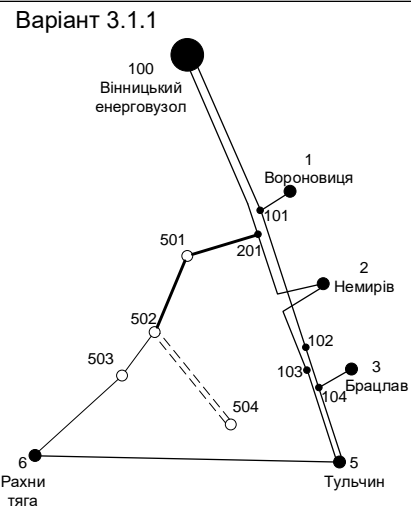
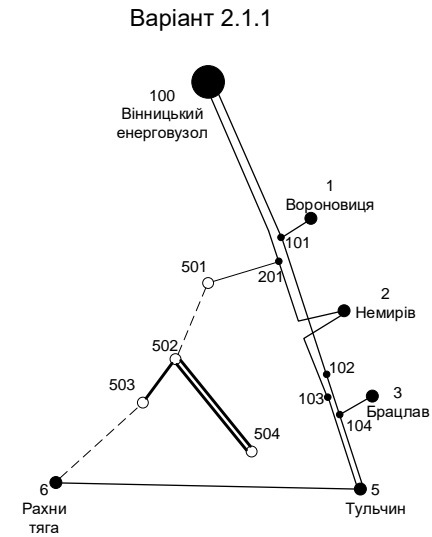
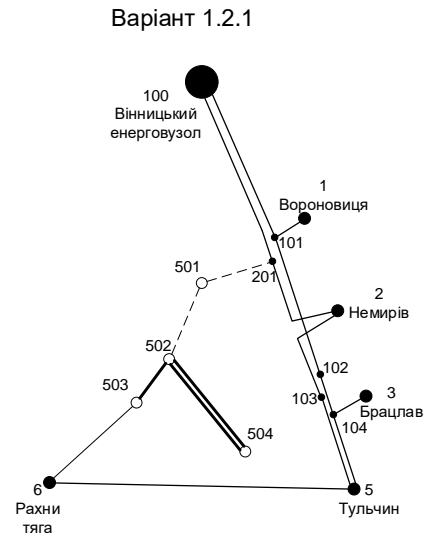
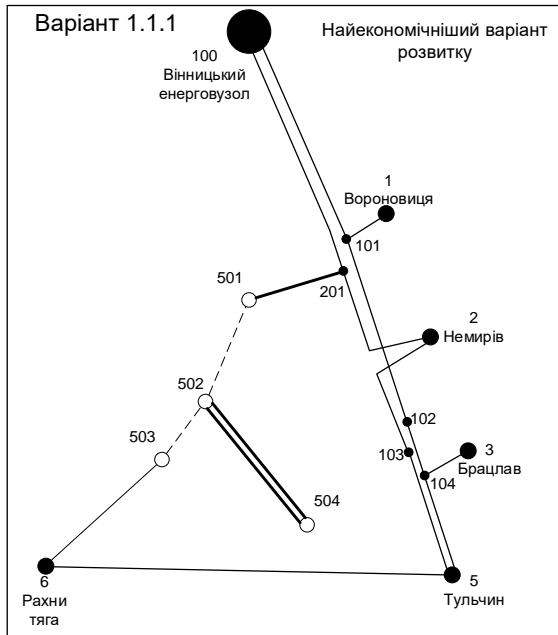
Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

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».

СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ

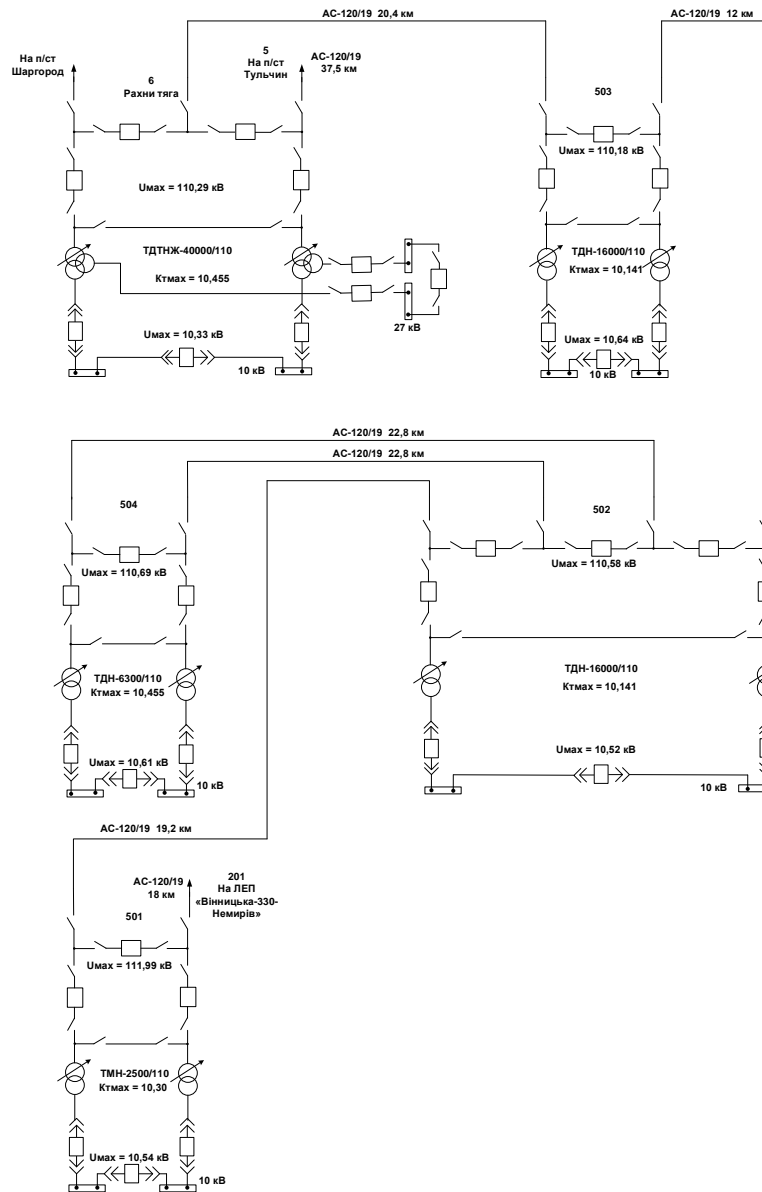


ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



Послідовність будівництва	
	ЛЕП яка будується на першому році
	ЛЕП яка будується на другому році
	ЛЕП яка будується на третьому році

ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ



Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	46,24
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	млн. кВт* год	334,982
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	383542,21
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	7,0
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	12,65
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	8,5
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн. кВт* год	11,138
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт* год	124,364