

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

КОМПЛЕКСНА МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

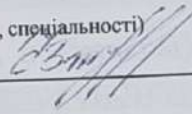
«Розвиток електричної системи.»

2. Розвиток фрагменту електромереж з дослідженням питань експлуатації силових трансформаторів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСМ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

(прізвище та ініціали)


Войцещук І.М.


Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Нетребський В.В.

(прізвище та ініціали)

« 15 » грудня 2023 р.

Опонент:



к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ Войцещук Ю.І.

(прізвище та ініціали)

« 15 » грудня 2023 р.

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

(прізвище та ініціали)


« 11 » грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н. професор Комар В. О.

18 вересня 2023 року

**ЗАВДАННЯ
НА КОМПЛЕКСНУ МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
СТУДЕНТУ**

Войцещуку Ігорю Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток електричної системи. 2. Розвиток фрагменту електромереж з дослідженням питань експлуатації силових трансформаторів
керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року

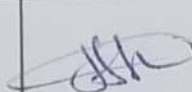
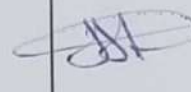

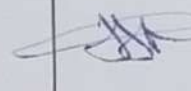
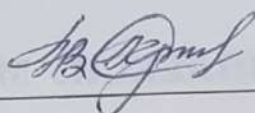
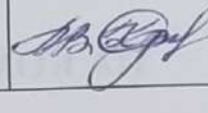
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 85 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік

4. Зміст текстової частини: 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 оптимального варіанту розвитку ЕМ. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Графічна: 1. Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації с розподільної ЕМ. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ забезпеченням споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключ нової генеруючої електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	27.09.23	2.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, зада досліджень, розділ
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	3.10.23	2.11.23	розділ
4	Аналіз особливостей експлуатації силових трансформаторів	3.11.23	10.11.23	розділ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.23	16.11.23	розділ
6	Техніко-економічна частина	17.11.23	24.11.23	розділ
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	2.12.23	пояснювальна записка
8	Оформлення презентації	3.12.23	5.12.23	плакати, презентація

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

Войцешук

Нетребський

АНОТАЦІЯ

Войцещук Ігор Миколайович «Розвиток електричної системи. 2. Розвиток фрагменту електромереж з дослідженням питань експлуатації силових трансформаторів». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 104 с./ На укр. мові. рис.32, табл.28, бібліогр.21.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено аналіз особливостей експлуатації силових трансформаторів.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує силові трансформатори.

ANNOTATION

Wojciechchuk Igor «Development of the electrical system. 2. Development of a fragment of power grids with research into issues of operation of power transformers». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023- 104 p. fig. 32, table 28, bibl. 21

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

An analysis of the features of operation of power transformers was carried out.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel servicing power transformers was carried out.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1	6
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	6
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	7
РОЗДІЛ 2	10
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	10
2.1 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	10
РОЗДІЛ 3	16
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ.....	16
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	16
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі.....	20
РОЗДІЛ 4	23
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ	23
4.1 Вибір трансформаторів.....	23
4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП.....	24
РОЗДІЛ 5	27
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ	27
5.1 Вибір схеми РП 110 кВ прохідних підстанцій	28
5.2 Вибір схеми РП 110 кВ вузлових підстанцій	29
5.3 Вибір схеми вузлової підстанції	30
5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій.....	32
5.5 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції	33
РОЗДІЛ 6	40
ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	40
РОЗДІЛ 7	43
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	43
7.1 Виконання розрахунків усталеного режиму.....	43
7.2 Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень.....	44
7.3 Регулювання напруги на споживальних підстанціях	45
РОЗДІЛ 8.....	49
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	49
РОЗДІЛ 9	68
КОНТРОЛЬ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІ	68
9.1 Контроль режиму роботи	68
9.2 Періодичні огляди	70
9.3 Контроль масла при експлуатації	73
РОЗДІЛ 10	90
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	90

10.1	Задачі розділу.....	90
10.2	Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	91
10.3	Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках.....	92
10.4	Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	94
10.4.1	Мікроклімат	94
10.4.2	Склад повітря робочої зони.....	94
10.4.3	Виробниче освітлення. Природне освітлення.....	95
10.4.4	Штучне освітлення	95
10.4.5	Виробничий шум	96
10.4.6	Виробнича вібрація	96
10.5	Розрахунок захисного заземлення	97
10.6	Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж.....	100
	ВИСНОВКИ.....	101
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	103
	Додаток А	106
	ПРОТОКОЛ.....	106
	Додаток Б.....	107
	Технічне завдання КМКР	107
	ДОДАТОК В	113
	ДОДАТОК Г.....	115
	ДОДАТОК Д.....	118
	ДОДАТОК Ж	121
	ДОДАТОК З.....	124
	ДОДАТОК К	126
	Дослідження безпеки роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж.....	126
	Дослідження безпеки роботи приладів на оперативному пункті управління ВРУ в умовах дії ЕМП	126
	Пожежна безпека.....	128

ВСТУП

За останні роки були виконані наукові розробки в галузі вдосконалення експлуатації обладнання, а також створені технічні засоби для реалізації багатьох ідей в цій області. Однак, як показує досвід, ускладнення установок і взаємозв'язків між ними призводить до подальшого зростання числа проблем, у вирішенні яких повинен приймати участь експлуатаційний персонал [7].

В процесі експлуатації силових трансформаторів, незважаючи на простоту і надійність самих трансформаторів та їх монтажу, не виключають можливість пошкоджень як у трансформаторах, так і на їх з'єднаннях з вимикачами. Можливість пошкоджень і ненормальний режим роботи обумовлює необхідність установки на трансформаторах захисних пристроїв. При цьому враховуються багатофазні й однофазні короткі замикання в обмотках і на виводах трансформатора, а також пожежа сталі осердя [9].

Ненормальні режими роботи трансформаторів обумовлені зовнішнім коротким замиканням і перевантаженням. У цих випадках струм в обмотках трансформатора перевищує номінальний струм. Струм який виникає називають надструмом. Особливо небезпечним є надструм зовнішнього короткого замикання. Крім цього силовий трансформатор є незамінним елементом конструкцій у всіх галузях [7,9]. **Отже, дослідження засобів трансформації електричної енергії, оптимізація їх експлуатації і обслуговування є актуальною науково-прикладною задачею.**

Метою цієї роботи є вибір най оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та особливості експлуатації силових трансформаторів.

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 особливостей експлуатації силових трансформаторів у електромережі;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу відкритої 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 обчислень в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [12].

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного використання розглянутих методів експлуатації силових трансформаторів.

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

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Для встановлення залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою використовують метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ (див. завдання) аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

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

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

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється шляхом 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

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

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

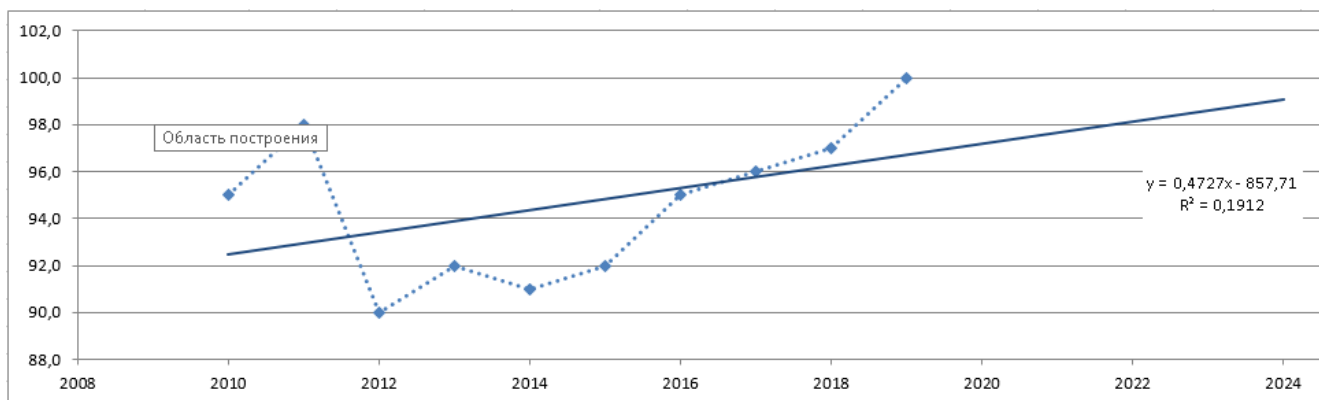


Рисунок 1.1 – Графіки таблицно-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік практично не змінюється. Отже необхідно забезпечити приєднання нових споживачів та здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

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

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

Вітки	3-501	501-502	502-503	2-503	14-504
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-120	АС-120	АС-120
Допустимий струм, А	390	390	390	390	390
Розрах. струм, А	163	97	50	23	14

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	14	300	3
Напруга вузла,кВ	111,8	112,7	115,0	113,7

Аналізуючи результати розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

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

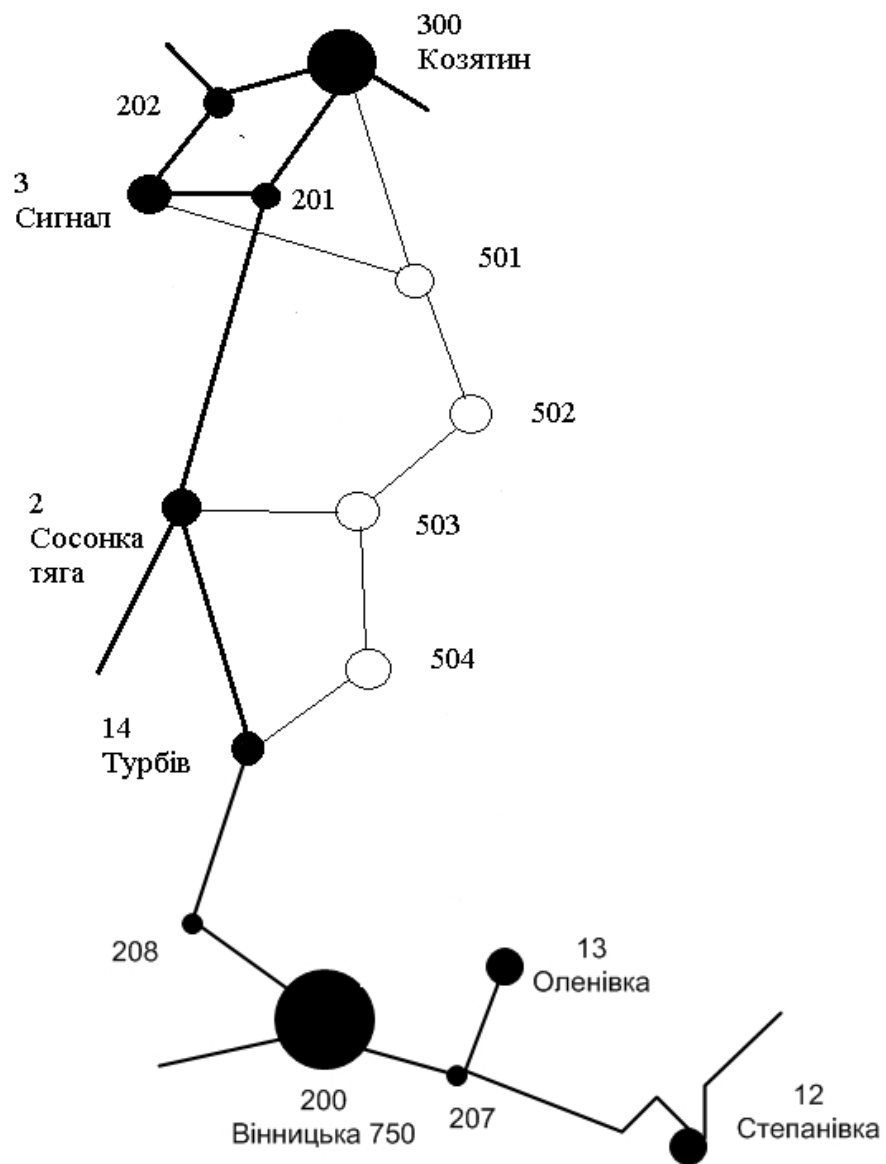


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

2.1 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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

Для формування постановки задачі оптимізації схеми зовнішнього електропостачання нових споживачів необхідно отримати аналітичний вираз, що поєднує критерій оптимальності та оптимізовані змінні. В якості критерію оптимальності згідно нормативного документу [2] було обрано дисконтовані витрати, а в якості оптимізованих змінних – потужності ЛЕП.

Для формування цільової функції було використано укрупнені вартості будівництва ЛЕП з нормативного документу [3]. Результати подано в табл. 2.1.

Оскільки симплекс-метод належить до методів лінійної оптимізації, то цільова функція має бути лінійною. Її лінеаризацію виконано за допомогою методу січних. Результати подано в табл. 2.2.

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

Вітки	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт a, тис.грн	Коефіцієнт b, грн/МВт ²	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
300-501	8,5	7050,1	1,192	7169,3
3-501	8,5	4582,6	0,775	4660,1
2-503	8,5	3525,0	0,596	3584,7
14-504	8,5	3525,0	0,596	3584,7
501-502	8,5	6345,1	1,073	6452,4
502-503	8,5	5640,1	0,954	5735,5
503-504	8,5	4935,1	0,835	5018,5

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт a ₁ , тис.грн	Коефіцієнт b ₁ , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис.грн
300-501	7136,2	7050,1	10,136	7136,2
3-501	4638,6	4582,6	6,588	4638,2
2-503	3568,1	3525,0	5,068	3568,1
14-504	3568,1	3525,0	5,068	3568,1
501-502	6422,6	6345,1	9,123	6422,6
502-503	5709,0	5640,1	8,109	5709,0
503-504	4995,4	4935,1	7,095	4995,4

Однак класичне представлення лінійних функції (табл. 2.2) не дає змоги врахувати відмінність капіталовкладень під час вибору оптимальної сукупності ЛЕП для приєднання нових споживачів. Виходячи з цього, постійну складову капіталовкладень було перераховано у вигляді лінійної залежності від потужності ЛЕП. Результати подано у табл. 2.3.

Вказані вартісні коефіцієнти (табл. 2.3) було використано для формування постановки задачі та симплекс таблиці у електронному процесорі Excel (рис. 2.1).

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис.грн
300-501	7136,2	839,6	7136,2
3-501	4638,6	545,7	4638,6
2-503	3568,1	419,8	3568,1
14-504	3568,1	419,8	3568,1
501-502	6422,6	755,6	6422,6
502-503	5709,0	671,6	5709,0
503-504	4995,4	587,7	4995,4

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП											Потужності вузлів	Небаланс по вузлах
	300-501	201-501	2-503	14-504	501-502	502-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	1	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	10,89	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	8,12	0,00
503	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	10,00	0,00
504	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	4,95	0,00
Коефіцієнти цільової функції	840,307	255,740	358,380	714,832	790,047	672,246	588,215	0,000	0,000	0,000	0,000		18403,023
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	8,120854	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	4582,557	3525,044	3525,044	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		17977,722
Змінні складові витрат	0,000	280,249	59,654	14,620	70,778	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		425,301
Дисконтовані витрати, тис. грн													18403,023

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

Скориставшись у Microsoft office Excel надбудовою «Пошук рішень» отримано розв'язок оптимізаційної задачі (рис. 2.2).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП											Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	300-501	201-501	2-503	14-504	501-502	502-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	1	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	10,89	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	8,12	0,00
503	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	10,00	0,00
504	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	4,95	0,00
Коефіцієнти цільової функції	840,307	546,200	420,154	420,154	756,277	672,246	588,215	0,000	0,000	0,000	0,000		22810,512
Потужності ЛЕП	0	19,01468	10,00251	4,95174	8,120854	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	4582,557	3525,044	3525,044	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		17977,722
Змінні складові витрат	0,000	280,249	59,654	14,620	70,778	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		425,301
Дисконтовані витрати, тис. грн													18403,023

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

З результатів видно, що для забезпечення живлення 4 нових споживачів необхідно побудувати 4 нових ЛЕП, для яких перетікання потужності більші за нуль (рис. 2.2)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків по лініях, тому після уточнення коефіцієнтів було виконано повторний розрахунок. Результати подано на рис. 2.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП											Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	300-501	201-501	2-503	14-504	501-502	502-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	1	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	10,89	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	8,12	0,00
503	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	10,00	0,00
504	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	4,95	0,00
Коефіцієнти цільової функції	840,307	255,740	358,380	714,832	790,047	672,246	588,215	0,000	0,000	0,000	0,000		18403,023
Потужності ЛЕП	0	19,01468	10,00251	4,95174	8,120854	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	4582,557	3525,044	3525,044	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		17977,722
Змінні складові витрат	0,000	280,249	59,654	14,620	70,778	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		425,301
Дисконтовані витрати, тис. грн													18403,023

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях

Після виконання пошуку розв'язку з уточненими коефіцієнтами було отримано значення потужностей в ЛЕП, аналогічні рис. 2.2. Тобто отриманий

розв'язок є остаточною розв'язком симплекс-методу. На рис. 2.4 наведено оптимальну схему ЕМ, що має найменше значення дисконтованих витрат.

Проте дана схема рис. 2.5 згідно до ПУЕ [1] не надає новим споживачам заданий рівень надійності електропостачання, що відповідає заданій категорії тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення встановити дволанцюгову лінію на відрізку 14-504 та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами та 502-503 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення. В результаті за допомогою таблиці на рис 2.5 було обраховано вартість схеми з забезпеченням належної надійності. Дисконтовані витрати на спорудження додаткових елементів мережі складають 7583 тис. грн.

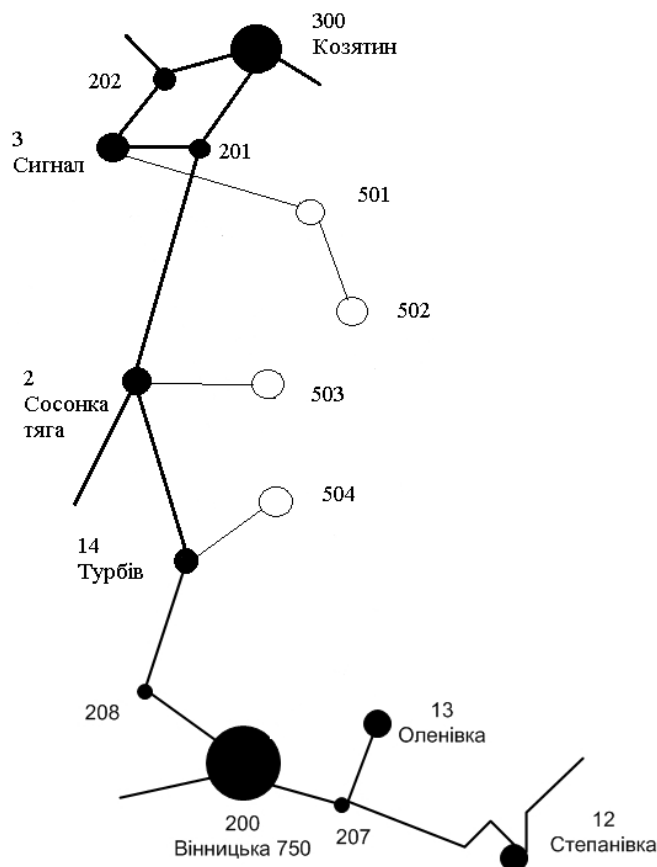


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку симплекс-методом

Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	300-501	201-501	2-503	14-504	501-502	502-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,89	-0,31
502	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	8,12	-0,18
503	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	10,00	-0,10
504	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	4,95	-0,05
Коефіцієнти цільової функції	840,307	255,740	358,380	714,832	790,047	672,246	588,215	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		28663,573	
Потужності ЛЕП		26,8	2,8	5	15,6	7,3			0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	4582,557	3525,044	5005,562	6345,078	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		25098,310	
Змінні складові витрат	0,000	556,719	4,675	14,906	261,183	50,838	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		888,321	
Дисконтовані витрати, тис. грн															25986,631

Рисунок 2.5 – Коригування схеми з урахуванням забезпечення категорій надійності споживачів

Остаточний варіант схеми розвитку електромережі подано на рис. 2.6.

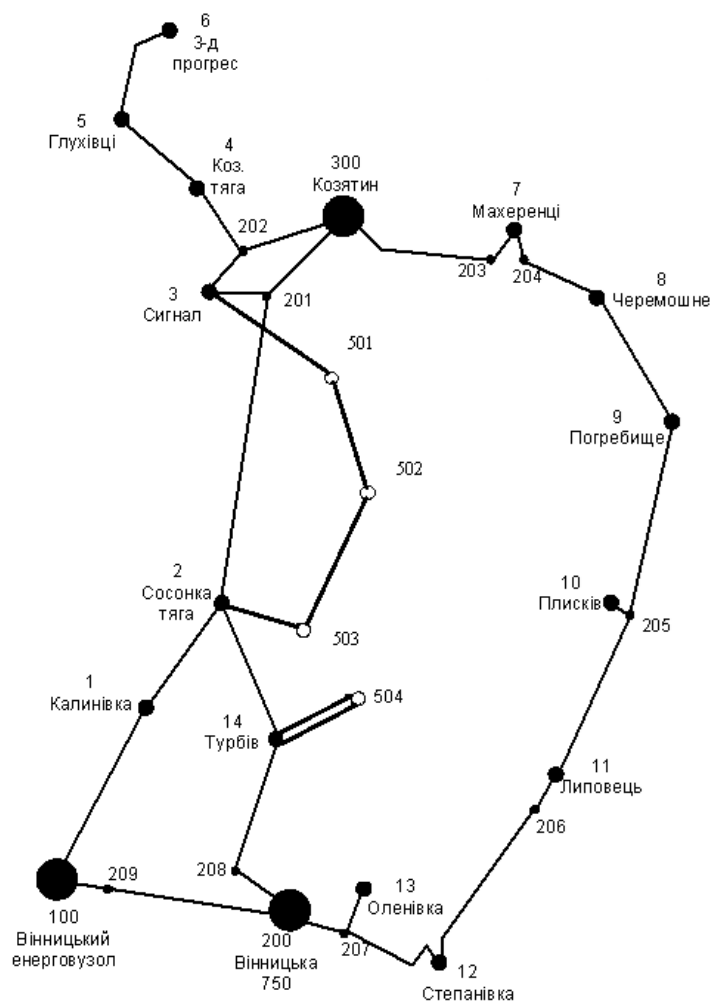


Рисунок 2.6 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач, що потребують врахування фактору часу у будівництві енергетичних об'єктів 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 схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_{д} + E, \quad (3.2)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 25$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію 3-501 і 501-502. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 21,7 км., що не перевищує обмежень по введенню ліній яке рівне 25км. 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.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	B_i , тис.грн	B_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн
1	3-501	9,1	21,7	26,7	5135,047	11741,25	15779,03
	501-502	12,6		15,6	6606,203		
2	2-503	7	18,2	2,7	3529,389	9221,7	14394,11
	503-502	11,2		7,4	5692,311		
3	2-503	7	14	2,7	3529,389	7069,333	11034,49
	14-504	7		5	3539,944		
4	14-504	7	16,1	5	3539,944	8674,991	13540,76
	3-501	9,1		26,7	5135,047		
5	3-501	9,1	23	26,7	5135,047	12204,38	19049,77
	2-503	7		2,7	3529,389		
	14-504	7		5	3539,944		

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 будемо одноланцюгову лінію 502-503 та 2-503. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

3-ий рік –будемо дволанцюгову лінію 14-504.

Результати розрахунків подано в табл. 3.3.

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого 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	2-503	7	18,2	2,7	3529,389	9221,7	26496,2
	503-502	11,2		7,4	5692,311		
1,2	2-503	7	14	2,7	3529,389	7069,333	26833,52
	14-504	7		5	3539,944		
1,3	2-503	7	25,2	3,71	3533,247	12752,22	35703,91
	503-502	11,2		6,39	5679,024		
	14-504	7		5	3539,944		
2,1	3-501	9,1	21,7	26,7	5135,047	11741,25	32720,98
	501-502	12,6		15,6	6606,203		
2,2	3-501	9,1	16,1	26,7	5135,047	8764,991	27934,87
	14-504	7		5	3539,944		
3,1	3-501	9,1	21,7	26,7	5135,047	11741,25	29361,36
	501-502	12,6		15,6	6606,203		
3,2	503-502	11,2	23,8	7,4	5692,311	12298,51	30231,2
	502-501	12,6		15,6	6606,203		
4,1	2-503	7	18,2	2,7	3529,389	9221,7	27934,87
	503-502	11,2		7,4	5692,311		
4,2	501-502	12,6	23,8	15,6	6606,203	12298,51	32737,46
	502-503	11,2		7,4	5692,311		
5,1	501-502	12,6	23,8	14,63	6574,74	12253,76	38176,62
	502-503	11,2		6,39	5679,024		

Таблиця 3.3 - Варіанти розвитку електричної мережі для третього року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	V , тис.грн	V_{Σ} тис.грн
1,1,1	14-504	7	5	3539,944	3539,944	3539,944	30036,14
1,2,1	502-503	11,2	6,39	5679,024	5679,024	8864,366	35697,88
2,1,1	14-504	7	5	3539,944	3539,944	5525,484	38246,47
2,2,1	3-501	9,1	25,71	5094,835	5094,835	7952,508	35887,38
3,1,1	502-503	11,2	6,39	5679,024	5679,024	8864,366	38225,73
3,2,1	3-501	9,1	25,71	5094,835	5094,835	7952,508	38183,7
4,1,1	501-502	12,6	14,63	6574,74	6574,74	10262,48	42999,94
4,2,1	2-503	7	3,71	3533,247	3533,247	5515,032	43691,65

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 3.2 вибираємо найдешевший варіант. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі визначають умовно оптимальний варіант розв'язку (для нашого розрахунку варіант 1.2.1). Далі уточнюють потоки розподіл та вартість будівництва по роках.

Оскільки для варіанту 1.1.1 приєднання підстанцій 14-504, 501-502, 3-501, 502-503 та 2-503 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл 3.4. Значення перетоків потужності біли взяті з додатку Б.

Для подальших розрахунків буде застосовуватись схема ЕМ та оптимальна послідовність її спорудження, що зображені 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.

Таблиця 3.4 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	$V_{ізх}$, тис.грн	$V_{\Sigmaізх}$, тис.грн	$V_{зх}$, тис.грн
1	3-501	9,1	21,7	26,7	5135,047	15799,03	15799,03
	501-502	12,6		15,6	6606,203		
1,1	2-503	7	18,3	2,7	3529,389	10697,17	26496,2
	503-502	11,2		7,4	5692,311		
1,1,1	14-504	7	7	5	3539,944	3539,944	30036,14
						$V_{зх\Sigma}$	72331,37

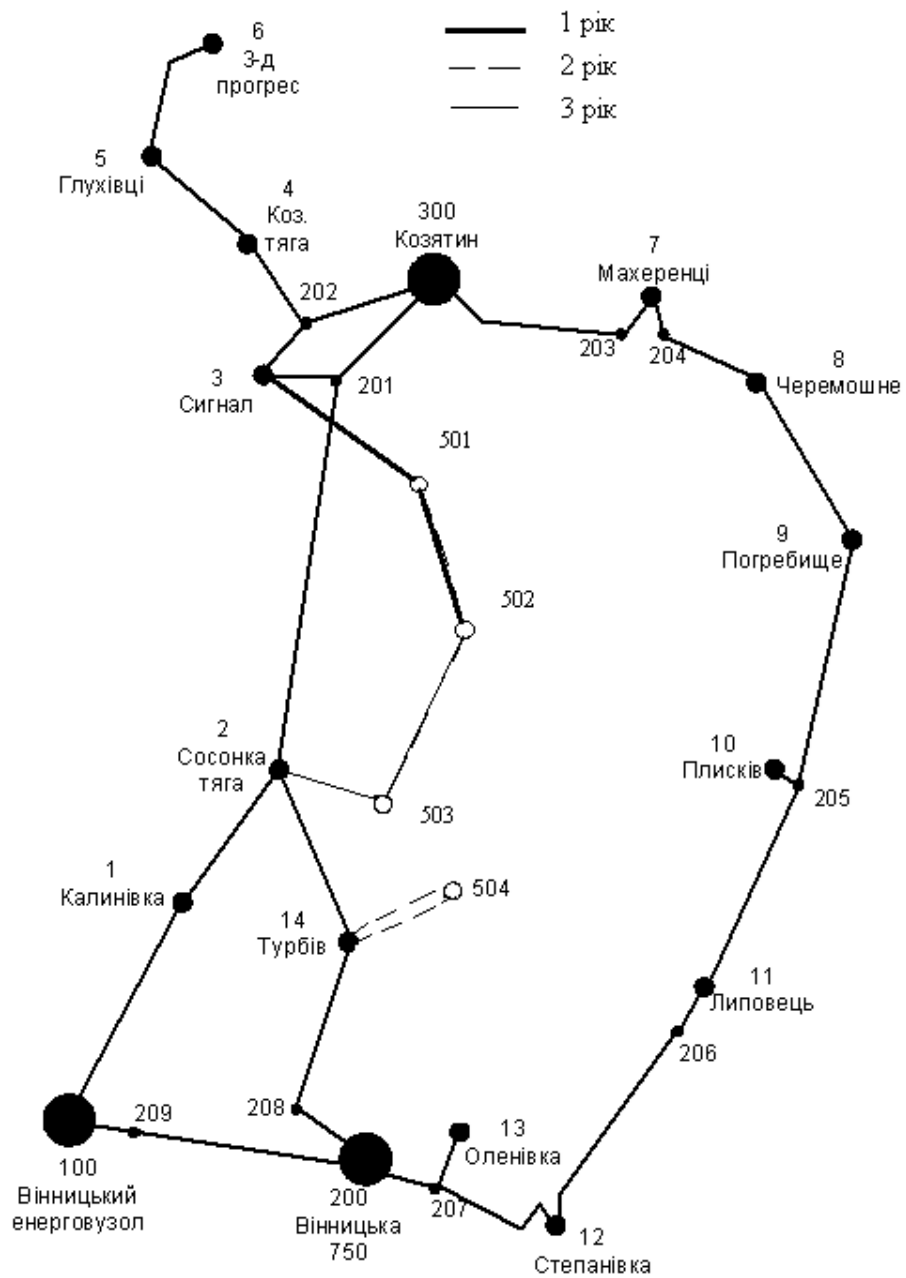


Рисунок 3.1 – Оптимальна послідовність будівництва ЕМ згідно методу динамічного програмування

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ

4.1 Вибір трансформаторів

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

де n_m - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;
 k_1 - коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_T \geq \frac{12.52}{2 \cdot 0,7} = 8,9 \text{ МВА.}$$

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

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

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔР _к кВт	ΔР _х кВТ	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВ Ар
				ВН	НН							
501	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
502	ТДН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11	0.8	14.7	220,4	50,4
503	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
504	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11	0.8	14.7	220.4	50.4

4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП

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

$$I_{розрп} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_n|}{n_n} ; \quad (4.2)$$

$$I_{\text{розр}3-501} = \alpha_1 \alpha_T \frac{I_{3-501}}{n_{\text{л}}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{155}{1} = 162,75 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-502} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{92}{1} = 96,6 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{47}{1} = 49,35 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}2-503} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{22}{1} = 23,1 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}14-504} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{26}{2} = 13,65 \text{ (A)};$$

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

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

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

Таблиця 4.2 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{\text{розр}}$, А	I_E , А	Марка проводу
3-501	26,81	153	125	АС-240/19
501-502	15,66	105	125	АС-240/19
502-503	7,34	58	125	АС-240/19
2-503	2,84	21	125	АС-240/19
14-504	4,96	25	125	АС-120/19

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 виходом з ладу однієї з ліній на одноланцюгових лініях 501-502 та 502-503, а також пошкодження найбільш завантажених віток 14-504, 2-503 та 3-501. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП / Аварії на ЛЕП	3-501	2-503	14-504	$I_{па,маж}, А$	$I_{доп}, А$	Марка проводу
Струми	А	А	А	А	А	
3-501	0	161	153	161	390	АС-120/19
501-502	59	109	105	109	390	АС-120/19
502-503	106	60	58	106	390	АС-120/19
2-503	166	0	22	166	390	АС-120/19
14-504	26	25	50	50	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 5

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

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

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

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

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

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

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

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

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

5.1 Вибір схеми РП 110 кВ прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502, 503 та 504 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

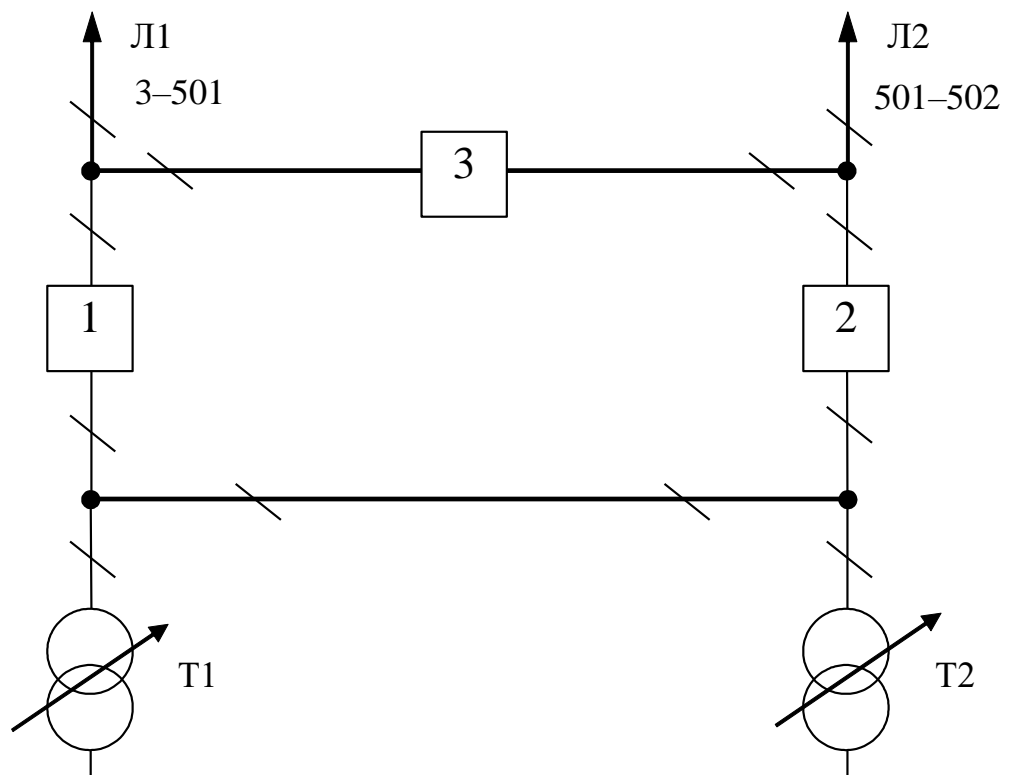


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504
(на прикладі ПС «Нова 1»).

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

5.2 Вибір схеми РП 110 кВ вузлових підстанцій

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Сигнал (вузол 3) пропонується здійснити реконструкцію наявної 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).

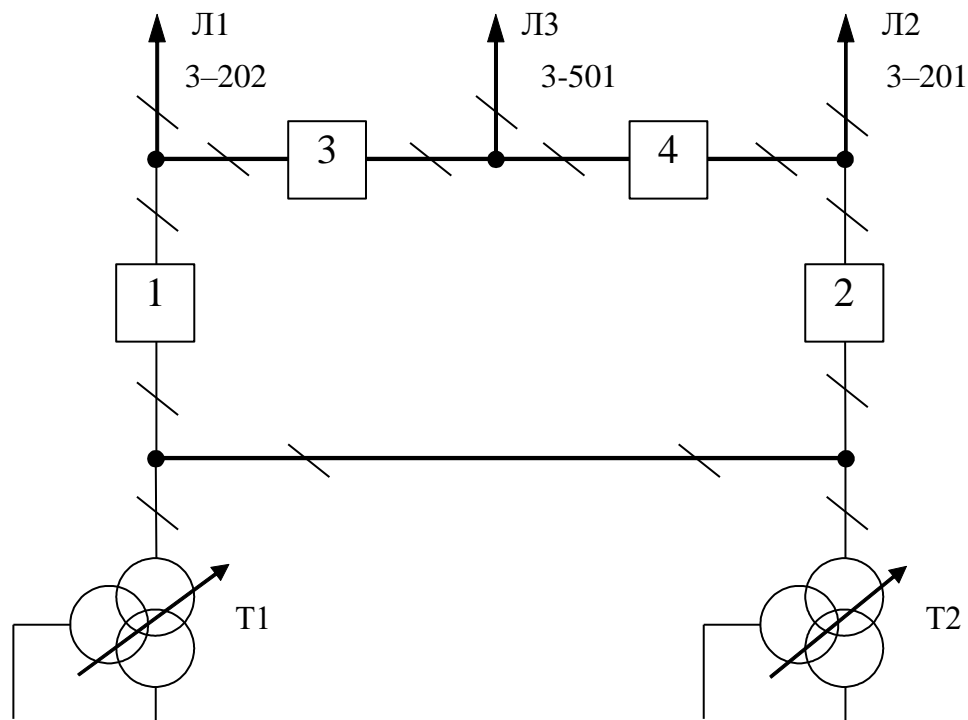


Рисунок 5.2 – Схема відгалужувальної підстанції (вузол 3) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Приєднання нової ЛЕП до вузлової підстанції Сосонка тяга (вузол 2) виконується шляхом приєднання через вимикач до першої секції робочої системи шин (рис. 5.3).

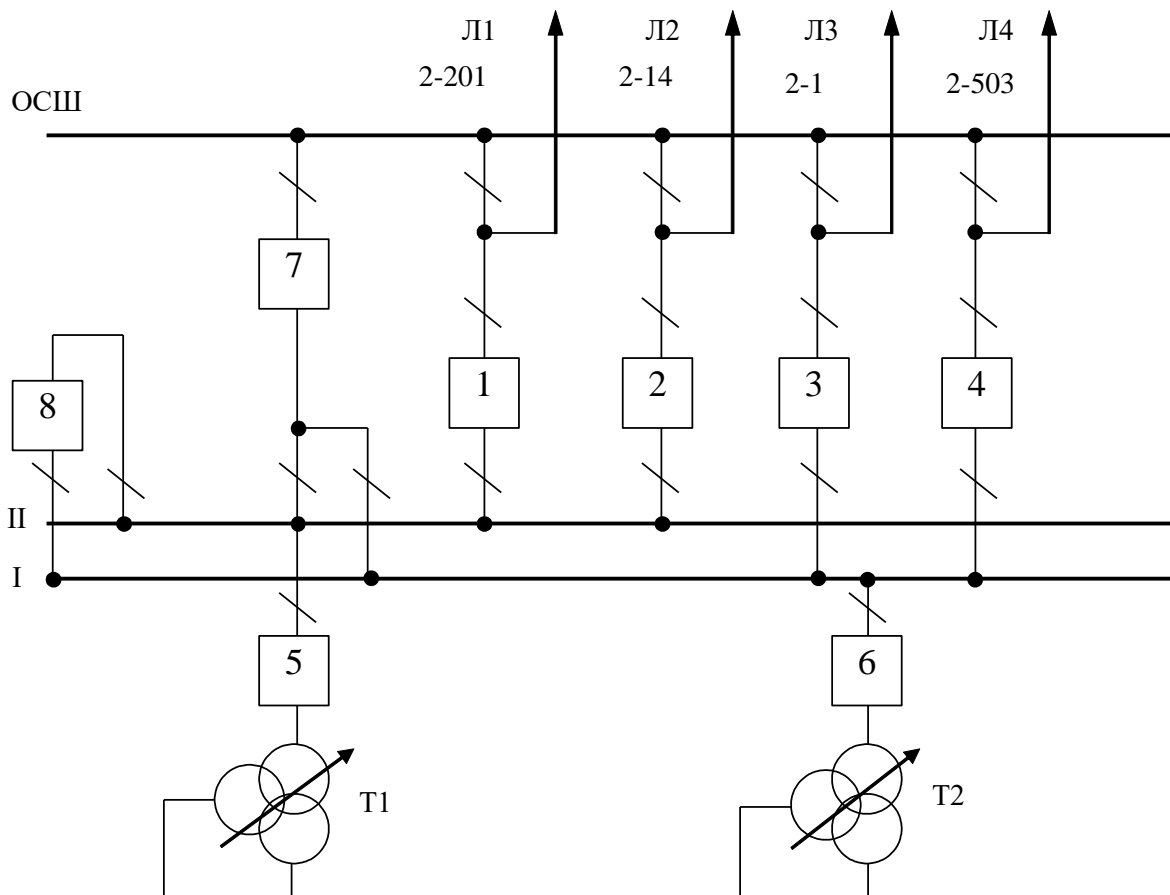


Рисунок 5.3 – Схема вузлової підстанції (вузол 2) – одна секціонована система збірних шин з обхідною

5.3 Вибір схеми вузлової підстанції

Так як до підстанції 14 підходить двобічна мігістраль та одна тупікова підстанція, то для цього вузла 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).

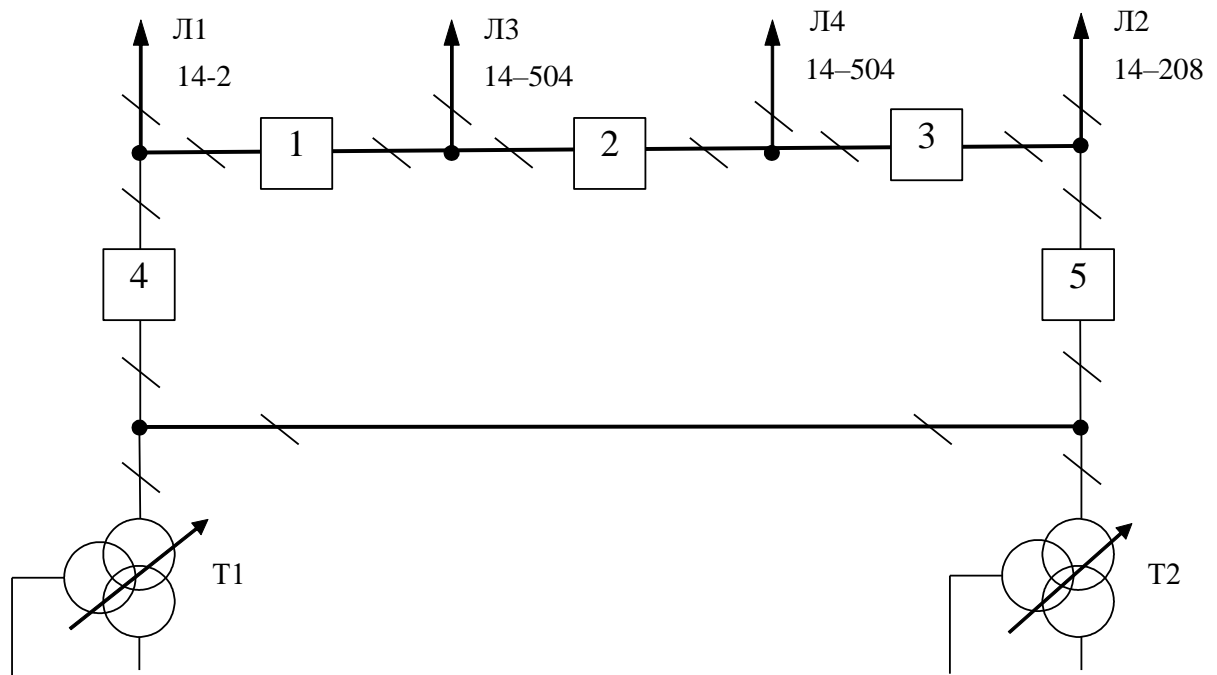


Рисунок 5.4 – Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 14) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

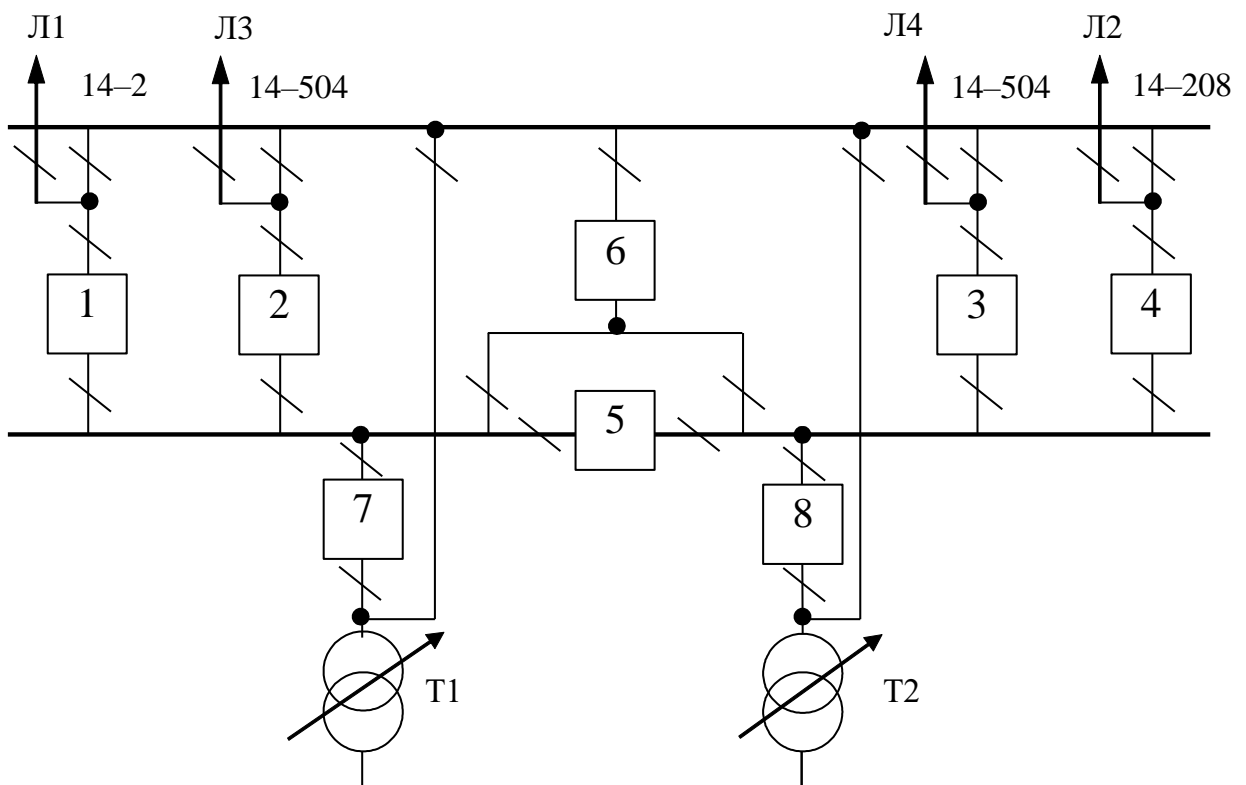


Рисунок 5.5 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 14) – одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин.

5.4 Визначення укрупнених витрат для варіантів схем вузлових підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

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

де K – капіталовкладення на спорудження підстанції;

B – 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) (рис.5.4 – 5.5) 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 502:

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

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

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_P (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_R (год.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 504) (рис.5.4 – 5.5).

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

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

де $T_{П1} = 500$ год;

$$\text{Тоді } T_{B2П1} = 250 - (250)^2 / 2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

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

де y_0 – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачем ($y_0 = 85$ 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:

$$З_{бI} = (0,0001 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0044 + 0,0022 + 0,0051 + 0,0051 + 0,0051 + 0,0051 + 0,8269 + 1,9020) \cdot 85 = 234,81 \text{ (тис.грн.);}$$

$$З_{бII} = 0,087 \text{ (тис.грн.)}$$

Таблиця 5.1 – Показники надійності елементів схеми РП відгалужувальної підстанції (варіант І)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов ω_j ,	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_j					
			$K_0 = 0.9143$	B_1 0,0171	B_2 0,0171	B_3 0,0171	B_4 0,0171	B_5 0,0171
			Для порядкового номеру режиму K_j					
			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 0,004 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 відгалужувальної підстанції (варіант II)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов ω_j ,	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_j								
			$K_0=$ 0,8630	B_1 0,0171	B_2 0,0171	B_3 0,0171	B_4 0,0171	B_5 0,0171	B_6 0,0171	B_7 0,0171	B_8 0,0171
			Для порядкового номеру режиму K_j								
			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	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	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	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	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	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

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
Л2,Л3	1	5,2	1		2		0,000100
Л2,Л3,Л4; Т2	1	5,2			2		0,004410
Л2,Л3,Л4; Т2	1	5,2			1		0,002205
Л1,Л2,Л3; Т1	1	5,2			2		0,004410
Л1,Л2,Л3; Т1	1	5,2			1		0,002205
Л3,Л4,Т2; Т1	1	11,96			1		0,005072
Л4,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л1,Л2,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л1,Т1; Т2	1	11,96			1		0,005072
Л2,Л3	187,5	5,2			2		0,826956
Т1,Т2	187,5	11,96			2		1,901999
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							2,762574
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							85
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							234,818797

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,Л1,Л2,Л3,Л4	1	17,16		1		7	0,001021045
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год							0,001021045
Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год							85
Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн							0,086789

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

$$Z_I^{\Sigma} = 0.12 \cdot 13974,377 + 2934,619 + 234,819 = 4846,363 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II}^{\Sigma} = 0.12 \cdot 20554,590 + 4316,464 + 0,087 = 6783,102 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{ном}$ для вузлів 501,502,503 записуємо так:

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

$$P_{\Gamma} = 29.02 + 1.45 = 30,4 \text{ (МВт)},$$

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

$$S_{\Gamma} = \frac{30,4}{0,95} = 32 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

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

$$Q_r = \sqrt{32,0^2 - 30,4^2} = 10,0 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$Q_{СП} = 0.95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{Hi}; \quad (6.4)$$

$$Q_{СП} = 0.95 \cdot 15.2 = 14.4 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

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

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot 14.4 = 1.4 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

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

Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{ЛЕП} = 110^2 \cdot 2,85 \cdot 40 = 1,5 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{кп}} = 14,4 + 1,4 - 10,0 - 1,5 = 4,3 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 14,4 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 10,0 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4500-900 УЗ на 4,5 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 501.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

Для введення або редагування інформації про вузли електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вузли" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вузли". У відповідних полях необхідно увести "N вузла", "Назва вузла", "U_n, кВ", "P_n, МВт", "Q_n, МВАр".

Для введення або редагування інформації про вітки електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вітки" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вітки". У поля "Nпочат" та "Nкінця" вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа). У полі "Тип" задається тип вітки. Якщо задано тип вітки "Одноланцюгова ЛЕП" або "Дволанцюгова ЛЕП". У полі "Марка" необхідно вибрати марку проводу з доступного переліку, а у полі "L, км" ввести довжину лінії. Якщо вводиться інформація про трансформаторні вітки, то в полі «Марка» вибирається тип трансформатора.

7.1 Виконання розрахунків усталеного режиму

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку “Аналіз схеми” головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Завершити” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

У разі знаходження помилок у схемі у вікно тестування додаються поля у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

При натисненні на кнопку "Розрахунок" виконується перевірка вхідних даних. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі.

Якщо розрахунок виконаний коректно то у нижній частині вікна засвічується поле “Виконано”. У даному випадку зачинення вікна “Розрахунок режиму” шляхом натискання кнопки “Готово” призводить до відкриття вікна результатів розрахунків.

7.2 Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень

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

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

Аналізуючи отриману інформацію видно, що напруга у всіх вузлах є допустимою. Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 1,688 МВт або 1,9% від потужності генерації.

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

7.3 Регулювання напруги на споживальних підстанціях

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

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів.

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

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	113,04	109,5	108,9
502	112,26	109,3	109,1
503	111,85	109,1	109,6
504	112,77	109,5	111,7

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10,76	10,7	10,37
502	10,24	10,3	9,93
503	10,35	10,3	10,12
504	10,81	10,5	10,71

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

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

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

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

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

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (7.3)$$

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

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

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

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

$$\Delta U'_T = \frac{11 \cdot 7,95 + (6,23 - 6,3) \cdot 139}{113,04} = 0,42$$

$$k_{501} = \frac{113,04 - 0,42}{10,5} = 10,72 \text{ кВ}$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т501д} = 10,768$, що відповідає сьомій відпайці. Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (7.1).

$$U_{НН501д} = \frac{113,04 - 0,42}{10,768} = 10,45 \text{ кВ}.$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ відп	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{Т6}$	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	0,42	10,72	10,45	7	10,768	0,097
502	4,65	10,24	10,45	10	10,298	0,097
503	3,39	10,32	10,5	10	10,456	0,099
504	0,32	10,7	10,54	7	10,768	0,096

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504(додаток Е). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

РОЗДІЛ 8

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

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

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

де Ц_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $\text{Ц}_T = 1,65$ грн/кВт·год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт·год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (5400 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.6	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,000	3639,231	62,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.5	Камера КУ 10 кВ з вакуумним вимикачем	1 од.	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359	6,9
4.1.6	Конденсаторна установка УКРЛ56-10,5-4500-900 УЗ	1 од.	38,616	1508,4	9,314	10,452	1	1567,859	6,9
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,000	8625,265	126,3
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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			53026,471						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 3):

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:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора з вимикачем	1 од.	74,458	2514,051	104,567	69,186	1,193	2763,455	170,0
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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.6	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1 од.	146,207	198,920	15,406	11,112	1,000	372,645	100,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			762,228	11557,392	550,903	337,743	8,807	13217,071	1021,0
Загальна кошторисна вартість			13217,071						

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

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:								
1.5	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,448	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022	190,000
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	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	820,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	224,730	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	4 од.	152,304	4088,204	234,772	116,440	4,176	4595,896	288,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.10	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	26098,062	1164,062	741,626	15,926	29285,443	1868,0
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	4 од.	154,464	1379,908	37,256	20,904	4,000	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	99,464	16,000	4632,252	91,8
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 3.6 МВА	1 компл						1358	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	3758,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			60725,538						

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

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:								
1.6	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222	190,000
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	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	трансформаторами 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	8 од.	308,928	2759,816	74,512	83,616	8,000	3234,872	55,2
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			695,088	5218,987	155,438	162,176	18,000	6249,688	119,4
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 4.05 МВА	1 КОМПЛ						1358,000	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	3758,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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			52007,894						

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 2):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.3	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	71,663	2976,921	120,777	81,122	1,246	3251,729	160,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,110	1,044	1148,974	72,0
Всього ВРУ 110 кВ			109,739	3998,972	179,47	110,232	2,29	4400,703	232,0
Загальна кошторисна вартість			4400,703						

Таблиця 8.6 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 14):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.2	Приєднання 110 кВ силового трансформатора з вимикачем	2 од.	148,916	5028,102	209,134	138,372	2,386	5526,91	340,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	4 од.	746,616	10981,048	459,872	319,600	4,964	12512,096	820,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор-	2 од.	149,820	5418,836	222,622	148,574	2,432	5942,284	250,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	маторами струму								
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	4 од.	152,304	4088,204	234,772	116,44	4,176	4595,896	288,0
Всього ВРУ 110 кВ			1197,656	25516,19	1126,4	722,986	13,958	28577,186	1698,0
Загальна кошторисна вартість			28577,186						

Таблиця 8.7 – Вартість будівництва підстанції (вузол 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:								
1.5	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	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	перемички 110кВ								
	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
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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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 спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1010,518 \cdot 21,7 = 21928,2 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1010,518 \cdot 18,2 = 18391,4 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1010,518 \cdot 7 = 7073,626 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 126969,04 + 21928,2 = 148897,2 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 56408,6 + 18391,4 = 74800,0 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 69872,7 + 7073,626 = 76946,3 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

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

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

$$\begin{aligned} \Delta W_{11} &= \left(\frac{26,81}{110 \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 0,131 \cdot 9,1 \cdot 3640 = 285,6 \text{ тис. кВт} \times \text{год}; \\ \Delta W_{12} &= \left(\frac{15,66}{110 \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 0,131 \cdot 12,6 \cdot 3640 = 134,9 \text{ тис. кВт} \times \text{год}; \\ \Delta W_{21} &= \left(\frac{-2,84}{110 \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 0,131 \cdot 7 \cdot 3640 = 2,46 \text{ тис. кВт} \times \text{год}; \\ \Delta W_{22} &= \left(\frac{7,34}{110 \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 0,131 \cdot 11,2 \cdot 3640 = 26,3 \text{ тис. кВт} \times \text{год}; \\ \Delta W_3 &= \left(\frac{-4,95}{110 \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 0,131 \cdot 7 \cdot 3640 = 7,48 \text{ тис. кВт} \times \text{год}. \end{aligned}$$

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{п} = (K_{п/ст} \cdot P_{п\%})/100; \quad (8.10)$$

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

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

$$V_1 = 126969,04 \cdot 0,03 + 21928,2 \cdot 0,003 + 805,2 \cdot 1,65 = 5293,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 56408,6 \cdot 0,03 + 18391,4 \cdot 0,003 + 3453,0 \cdot 1,65 = 7444,8 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_3 = 69872,7 \cdot 0,03 + 7073,626 \cdot 0,003 + 2598,0 \cdot 1,65 = 6000,1 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 19 \cdot 5400 = 102654 \text{ тис. кВт} \times \text{год};$$

$$W_2 = 10 \cdot 5400 = 54000 \text{ тис. кВт} \times \text{год};$$

$$W_3 = 5 \cdot 1100 = 5500 \text{ тис. кВт} \times \text{год};$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 102654 - 5293,4 = 15032,0 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 54000 - 7444,8 = 3247,2 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 5500 - 6000,1 = 2568,1 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{15032,0 / (1 + 0,16) + 3247,2 / (1 + 0,16)^2 + 2568,1 / (1 + 0,16)^3}{148897,2 / (1 + 0,16) + 74800,0 / (1 + 0,16)^2 + 76946,3 / (1 + 0,16)^3} = 0,07$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,07 = 14,2 \text{ роки.}$$

РОЗДІЛ 9

КОНТРОЛЬ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІ

9.1 Контроль режиму роботи

Під час нормальної експлуатації не залежно від потужності кожен трансформатор і автотрансформатор потребує нагляду. Нагляд передбачає в собі проведення оглядів, дотримання режиму навантаження, напруги та теплового режиму. Це дозволяє зберегти ресурс і зпобігти поломок трансформаторів.

Контроль режиму роботи трансформаторів забезпечується роботою захисту і контрольно-вимірювальної апаратури, встановленої на трансформаторі. У загальному випадку режим роботи трансформатора визначається за значеннями струму, активної і реактивної потужності кожної з обмоток, а також за рівнем напруги на виводах автотрансформатора або не пов'язаних з цими виводами шинах. Тепловий режим трансформатора контролюється роботою термосигналізаторів.

Навантажувальний режим трансформатора в залежності характеру навантаження змінюється протягом доби. Допускаються систематичні перевантаження, що визначаються характером добового графіка навантаження, температурою охолоджуючого середовища і недовантаженням в літню пору. Особливо уважно контролюється режим навантаження в автотрансформаторах, що мають електричний зв'язок обмоток ВН, СН. У автотрансформаторах в режимі компенсованого навантаження потужність передається від двох обмоток до однієї. При такому режимі потужність обмотки НН може передаватися в напрямку обмотки СН. Це станеться, якщо до обмотки НН приєднати генератори або синхронні компенсатори. В цьому режимі може виникнути перевантаження обмоток СН. У таких випадках-режим навантаження автотрансформаторів слід контролювати по амперметрі, включеному на суму лінійних струмів сторін ВН і СН. Подібний контроль у однофазних автотрансформаторів можна здійснювати по амперметрі, включеному (через трансформатор струму) в нейтраль однієї з фаз. В інструкціях по

експлуатації автотрансформатора вказані допустимий розподіл навантажень в різних режимах або граничні значення струмів для кожної з обмоток (включаючи струм лінійного виводу СН). У триобмоткових трансформаторів розподіл тривалих навантажень по обмоткам в будь-яких режимах повинно відповідати умові, що жодна з обмоток не буде навантажена струмом, який перевищує номінальний.

Тепловий режим трансформатора контролюється за температурою верхніх шарів масла і по навантаженню. Нормується температура верхніх шарів масла, а знос паперової ізоляції залежить від температури найбільш нагрітої точки, допустиме значення якої приймається в залежності від виду охолодження трансформатора. При оцінці теплового стану трансформатора необхідно враховувати, що усталений тепловий стан обмотки настає через 30 - 40 хв після встановлення значення струму навантаження.

Температура верхніх шарів масла досягає нового значення у трансформаторах з природньою циркуляцією масла через 10 - 16 год. Тому при короткочасних перевантаженнях судити за температурою верхніх шарів масла про дійсний тепловий режим трансформатора не можна [8].

Експлуатаційний персонал, що вивчив роботу трансформатора, по температурі масла визначає також відхилення в роботі системи охолодження. При неполадках в системі охолодження порушується відповідність між температурою верхніх шарів масла і навантаженням. В електроустановках з постійним черговим персоналом ведеться контроль навантаження із записом показань амперметра в відомість з періодичністю, встановленою місцевими інструкціями. При роботі трансформатора з перевантаженням вимір навантаження необхідно проводити частіше, і при досягненні до допустимих меж тривалості перевантаження необхідно вжити заходів з розвантаження трансформатора. В електроустановках без постійного чергування персоналу контроль навантаження проводиться з періодичністю, яка визначається місцевими інструкціями, але не рідше 1 - 2 разів на рік під час максимального навантаження.

Контроль напруги необхідний, так як первинна напруга постійно змінюється в процесі експлуатації в залежності від навантаження, режиму роботи електричної

мережі або напруги генератора (при роботі трансформатора в блоці з генератором). Зниження напруги небажано, оскільки призводить до різних порушень у споживачів електроенергії, хоча і безпечно для трансформатора. Підвищення напруги вище нормованих значень, таке небажано як для споживачів електроенергії, так і для самого трансформатора, так як призводить до збільшення індукції в магнітопроводі, отже і до неприпустимого перегріву активної сталі. Крім того, при неприпустимому перевищенні напруга стає небезпечною для ізоляції обмоток. Чим вища підводиться напруга, тим більше число витків повинно бути включено в роботу. Тому, виходячи з режиму роботи електроустановок, автоматично або дистанційно змінюється число витків первинної обмотки.

9.2 Періодичні огляди

В електроустановках з постійним черговим персоналом огляди і контроль стану головних трансформаторів (електростанцій і підстанцій), а також трансформаторів власних потреб проводяться не рідше 1 разу на добу; інші трансформатори повинні оглядатися не рідше разу на тиждень на установках з постійним чергуванням. Не рідше ніж раз на місяць на установках без постійного чергування і не менше разу на 6 місяць на трансформаторних пунктах. Залежно від місцевих умов (забрудненість атмосфери; висока температура навколишнього повітря і інших кліматичних чинниках), а також при наявності недоліків у конструкції трансформатора огляди можуть проводитися частіше.

На енергопідприємствах щорічно складають графіки проведення оглядів, при цьому періодичні огляди трансформаторів пристосовуються до оглядів іншого обладнання електростанцій. Якщо виникли проблеми трансформатори піддаються частішим позачергових оглядам. При плановому періодичному огляді перевіряють :

- Стан зовнішньої ізоляції;
- Ступінь забрудненості;
- Цілісність фарфорових покришок і опорної ізоляції,
- Водів і розрядників (при їх наявності);

- Перевіряють відсутність сторонніх предметів, що скорочують ізоляційні відстані.

Крім зовнішнього візуального огляду в денний час періодично в нічний час ведеться перевірка відсутності коронування на верхній частині вводів, причому на особливо відповідальних підстанціях цю перевірку виконують із застосуванням засобів телевізійної техніки, виявляючи місця перегріву зовнішніх елементів конструкції трансформатора (вузли приєднання вводів).

За мастиловказівниками різної конструкції визначається допустимий рівень масла в розширювачі і вводах трансформатора. Невідповідність рівня масла може бути викликано різними причинами. У кожному разі слід уважним оглядом виявити місця витоку масла. За манометром герметичних вводів перевіряється маслощільність вводів і наявність внутрішніх дефектів [3].

При огляді перевіряється наявність масла в газовому реле (через оглядове вікно), а також стан відсічного клапана на маслопроводі між газовим реле і розширювачем. Повинно бути перевірено стан запобіжного клапана на відсутність течі через нього. Перевіряють цілісність і справність манометрів і термосигналізаторів, елементи системи охолодження; визначають (використовуючи вібрографи) маслонасоси з пошкодженими підшипниками і своєчасно замінюють їх. Підвищена вібрація може привести до пошкодження крильчаток вентиляторів обдування системи охолодження. Обломана частина крильчатки пошкоджує охолоджувач, викликає текти масла. При огляді перевіряється також стан силикагеля в повітреосушувачі

По шуму, що видає трансформатор, можна фіксувати наявність в трансформаторі внутрішніх дефектів. Прослуховування трансформатора доцільно вести при короткочасному відключенні вентиляторів системи охолодження. Можливо виявлення внутрішніх дефектів по характерному потрiскуваннi (клацанi) в баку трансформатора при наявності неприпустимих розрядів в окремих елементах конструкції активної частини. Незадовільне закріплення елементів на баку трансформатора викликає характерний звук. За показами манометра системи

азотного захисту трансформатора визначається необхідність підживлення або ремонту дихальних гумових ємностей.

Періодично, відповідно до інструкції по експлуатації, проводиться відбір проби масла на хімічний та хроматографічний аналіз. За вмістом повітря в маслі визначають нормальний стан плівковою захисту трансформатора, а по зростанню вмісту вологи - якість герметизації (ущільнень). За аналізом газів визначають наявність внутрішніх ушкоджень. Перевіряється цілісність мембрани вихлопної труби. У трансформатора з порушеною мембраною з часом відбудеться неприпустиме зволоження масла, а потім і твердої ізоляції. Під час огляду, як правило, ніякі роботи не виконуються. При виявленні значного пошкодження подальший огляд переривається, дефект усувається. Тільки після цього огляд відновлюється і завершується. Його слід виконувати при строгому дотриманні правил техніки безпеки, витримуючи безпечні відстані при наближенні до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою (особливо при роботі на висоті зі сходів, наприклад при огляді газового реле).

Крім планових оглядів у екстремальних випадках (значне зниження температури навколишнього повітря, ураган, сильний снігопад, ожеледь) або після землетрусу виконують позачергові огляди. Ці огляди слід виконувати також після близьких КЗ, появи сигналу газового реле, а також при роботі трансформатора в режимі аварійної перевантаження. При тривалому перевантаженні ретельно стежать за рівнем масла в розширювачі. В експлуатації відзначені випадки спрацьовування в режимі перевантаження запобіжних клапанів в трансформаторах з плівковим захистом масла. Щоб попередити спрацьовування запобіжних клапанів при такому режимі, можливо, буде потрібно слив деякого об'єму масла з бака трансформатора. Після землетрусу слід особливо уважно обстежити фундамент і фланцеві з'єднання трансформатора з виносною системою охолодження, а пакунку ущільнення вводів 110 кВ і вище і провести зняття кругової діаграми пристроїв РПН. Контроль за станом трансформатора забезпечує його безаварійну роботу протягом всього терміну служби. Номенклатура, періодичність проведення випробувань і вимірювань визначені нормами. Більшість випробувань і вимірювань проводять на

відключеному трансформаторі. В останні 10 - 15 років велика увага приділяється як удосконаленню якості контролю стану трансформаторів шляхом застосування нових засобів і методів діагностики, так і здешевлення контролю шляхом відмови на основі техніко-економічного обґрунтування від деяких неефективних видів перевірок. Наприклад, проведений у ВНПЕ аналіз показав, що витрати на регулярні аналізи проби масла трансформаторів 1 і 2 габаритів значно перевищують збитки від деякого підвищення пошкоджуваності цих трансформаторів.

9.3 Контроль масла при експлуатації

Для виявлення можливих змін якості масла необхідно проводити його періодичний контроль. Важко установити єдині правила контролю. Це залежить від потужності і напруги трансформатора, режиму його роботи, часу знаходження в відключеному стані і т. д.

Важливо відзначити, що часто більше значення мають зміни вимірних показників в часі, ніж відхилення їх абсолютних значень від заводських (або вимірних при введенні в експлуатацію). Такі зміни вимагають прояснення ситуації розширенням обсягу випробувань або збільшення частоти їх проведення.

Інформація, яка може бути отримана в результаті контролю масла, може свідчити не тільки про стан масла, але і інших частин трансформатора і його працездатності в цілому.

Періодичність випробування масла при зберіганні трансформаторів.

У трансформаторів напругою до 35 кВ включно проба масла випробовується відповідно до вимог не рідше 1 разу на 6 місяців. У трансформаторів 110 кВ і вище масло випробовується не рідше 1 разу на 4 місяці.

У трансформаторів всіх напруг масло з бака контактора, пристрою РПН випробовується у відповідності з інструкцією заводу-виробника.

Періодичність випробування масла під час експлуатації трансформаторів Для трансформаторів напругою до 35 кВ включно масло випробовується протягом першого місяця експлуатації - 3 рази в першій половині місяця і 2 рази - у другій

половині. Далі масло випробовується не рідше одного разу на 4 роки, а також при комплексних випробуваннях трансформатора.

Нижче наводяться деякі дані і зауваження з випробувань проб масла, доповняючи сказане в попередніх розділах.

Відбір масла з трансформатора (для випробувань).

Необхідно бути впевненим, що масло для випробувань відібрано з достатньою ретельно і відповідає за якістю масла в трансформаторі. Бажано відбір проби зробити протягом трьох годин після відключення трансформатора, коли масло в ньому добре перемішано завдяки циркуляції і теплу.

Необхідно уникнути перемішування струменя масла в повітрі, щоб звести до мінімуму контакт з повітрям і виникнення бульбашок.

Дуже важлива чистота посуду і патрубка на баку для відбору проби, який буває забруднений, в тому числі внаслідок легкого підтікання масла. Щоб промити патрубок, рекомендується до набору проби злити масло в обсязі не менше десятикратного, необхідного для випробувань.

Рекомендується заповнювати посудину для проби через трубку. Попередньо необхідно промити посудину, заливши його повністю і зливши це масло. Необхідно, щоб всі матеріали (посудина, трубка і ін.) Не могли взаємодіяти з маслом. Кращим матеріалом є скло.

При відборі проби необхідно також дотримуватись рекомендацій ГОСТ-2255-71 і стандарту МЕК 60475 «Методи відбору проби рідких діелектриків».

Електрична міцність (пробивна напруга)

Зниження пробивної напруги може вказувати на зволоження масла і забруднення твердими частинками. Після заливки нового трансформатора в масло потрапляють такі тверді частинки, як волокна целюлозної ізоляції та інші, частинки залишаються на активній частині трансформатора після складання. Тому рекомендується масло після заливки трансформаторів напругою 220 кВ і вище піддати додатковій фільтрації.

Під час експлуатації завдяки циркуляції масла додаткова кількість частинок потрапляє в масло, відриваючись головним чином від країв ізоляції. Фрезерування

країв картонних прокладок, листів картону головною ізоляції та інших деталей може значно зменшувати кількість волокон в маслі [9].

Випробування зразка масла для визначення електричної міцності - найбільш часто проводжуване випробування.

Метод вимірювання стандартизований ГОСТ-6581-75 та ІЕС 60156. Для випробування застосовується спеціальна камера, до якої прикладається змінна напруга між двома сферичними електродами діаметром 12,5 мм. Відстань між електродами 2,5 мм. Напруга піднімається до пробою. Випробування повторюється шість разів. Пробивна напруга визначається як середнє з 6 дослідів. Стандартами пропонується проводити перемішування масла між електродами спеціальною ,чистою ,скляною паличкою кожен раз між дослідями.

Тангенс кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$)

Вимірювання проводять за допомогою посудини, що містить конденсатор, до якого прикладається змінна напруга 50 Гц. Вимірюється струм витoku I_B і ємнісний струм I_C . Їх відношення $I_B / I_C = \text{tg}\delta$. Так як значення $\text{tg}\delta$ залежить від температури, вимірювання проводять при двох значеннях температури: 70 і 90 °С. Граничні значення дані в таблицях 10.1 і 10.2

Як зазначалося раніше, підвищені значення можуть $\text{tg}\delta$ бути викликані різними причинами. Сушка і фільтрація масла часто дають хороший ефект. Однак в тих випадках, коли масло сильно забруднене продуктами старіння, відновити масло до прийнятних значень $\text{tg}\delta$ простими засобами не вдається. В цих випадках наєбхідна регенерація масла фізико-хімічними методами.

Таблиця 9.1 Граничні значення діелектричних характеристик трансформаторного масла

Показник якості	Номинальна напруга трансформатора	Гранично допустимі значення показників якості		
		Перед заливкою	Після заливки	В експлуатації
Пробивна напруга по ГОСТ 6581-75, кВ, не менше	Трансформатори :			
	До 15 кВ включно	30	25	20
	До 35 кВ включно	35	30	25
	Від 110 до 150 кВ	65	60	35
	Від 220 до 500 кВ	65	60	45
	750 кВ	70	65	55

Продовження таблиці 9.1

Тангес кута діелектричних втрат, по ГОСТ 6581-75%, не більше при температурі 70/90 °С	Силкові трансформатори, високовольтні вводи			
	110-150 кВ	-/1,5	-/2,0	10/15
	220-500 кВ	-/0,5	-/0,7	7/10
	750 кВ	-/0,5	-/0,7	3/5

Таблиця 9.2 Граничні значення вмісту вологи

Номинальна напруга, кВ	35 > УН	35 < УН < 110	110 < УН < 220	220 > УН
Граничний вміст вологи в маслі, г/т	40	35	30	25

Вміст вологи

Метод вимірювання по ГОСТ 7822-75 або методом Карла Фішера по ІСО 1700.

Сушка масла до вмісту менше 20 г/т вимагає досить ефективного обґрунтування. Після першої заливки масло в трансформаторі повинно мати вміст вологи приблизно 10 г/т. Чутливість методу Фішера - 2 г/т, що вище, ніж дозволяє отримати гідрокальцевий метод по ГОСТ-7822-75. Недоліком методу Фішера є те, що він не застосуємо для окислилися масел, тобто як реактив взаємодіє з продуктами окислення (органічними кислотами, спиртами, фенолами). У той же час гідрокальцевий метод може давати помилки при визначенні вмісту вологи в дегазованих маслах після їх насичення повітрям. Під час визначення вмісту вологи відбувається розчинення утворюється вільного водню в маслі, що спотворює результати.

Кислотне число

Метод визначення стандартизований в ГОСТ-5985-75 та ІЕС 60296. Кислотне число виражено в мг КОН, необхідних для того, щоб нейтралізувати загальну кислотність в 1 г масла.

Граничне максимальне значення для трансформаторів в експлуатації встановлено рівним 0,25 мг КОН на 1 г масла. Зазвичай зустрічаються невисокі значення кислотності не роблять вплив на інші характеристики масла, але є показником, що характеризує старіння масла. Чим більше постаріло масло, тим вище кислотне число. При кислотному числі вище 0,5 мг КОН на 1 г масла можливі різкі зміни.

Коли кислотне число досягає такого значення, при якому подальша експлуатація пов'язана з ризиком, рекомендується замінити масло. У маслі також міститися водорозчинні кислоти. Їх визначення може проводитися за методикою, рекомендованою РД 34.43.105-89. Гранична концентрація водорозчинних кислот в олії становить 0,014 мг КОН/г масла. На практиці значення кислотного числа і кількості водорозчинних кислот дуже рідко перевищують вказані значення. Багато в чому це має місце завдяки тому, що вітчизняні трансформатори часто

забезпечуються, так званими, термосіфольними фільтрами, що містять адсорбент (зазвичай силікагель), через які циркулює масло.

Поверхневий натяг.

Метод визначення викладено в ISO 6295, ГОСТ 5985-79. Визначення полягає в оцінці сили (в мН/м), необхідної для прориву маслководяної поверхні розділу в металевому кільці в запропонованих умовах. Ця сила, пов'язана з властивостями капілярності, змінюється в залежності від складу масла і під впливом продуктів розкладання масла.

Поверхневий натяг залежить від ступеня старіння і значення кислотного числа і свідчить про що відбуваються в маслі зміни.

У таблиці 9.3 наведені рекомендовані мінімальні значення для масла в експлуатації.

Зменшення поверхневого натягу нижче запропонованих мінімальних значень свідчить про глибокі зміни фізичних і хімічних властивостей масла внаслідок його старіння. У цих випадках краще замінити масло, ніж його регенерувати.

Таблиця 9.3 Мінімальне значення поверхневого натягу для масла в експлуатації

Номінальна напруга, кВ	УН < 35	35 < УН < 70	70 < УН < 150	УН > 150
Мінімальне значення поверхневого натягу, мН/м	10	12	15	20

9.4 Тепловізійне обстеження силових трансформаторів

Метод тепловізійного контролю за допомогою засобів інфрачервоної діагностики може також принести багато корисної інформації для оцінки стану зовнішніх елементів силових трансформаторів (високовольтних вводів, розрядників і РПН, системи охолодження і т.д.), але є значною мірою непрямим інструментом, що не дає повної картини стану активної частини, що ховається під товщею стінок бака трансформатора і великого обсягу трансформаторного масла.

В даний час ідентифікація дефектів трансформаторного устаткування за результатами тепловізійного контролю стає усе більш і більш актуальною.

Розглянемо підхід до визначення причин несправності найбільш розповсюджених видів систем охолодження трансформаторного устаткування.

Джерела тепловиділень у баці трансформатора є наступні вузли трансформатора:

1. магнітопровід;
2. обмотки;
3. масивні металеві частини трансформатора, у яких тепло виділяється за рахунок додаткових утрат від вихрових струмів, що наводяться потоками розсіювання (бак, що пресують кільця, ємнісні кільця, екрани, шпильки);
4. струмоведучі частини вводів і їхні контакти;
5. відводи і їхні з'єднання з обмоткою і вводом;
6. контакти перемикачів РПН.

Надмірно нагріті контакти дуже небезпечні, вони можуть викликати необоротні пошкодження електроустаткування з вибухами і пожежами, нанести

значний фінансовий збиток від перерви в електропостачанні і витрат на відбудовний ремонт устаткування, не говорячи вже про можливі при цьому випадках електротравматизму (іноді, на жаль, важких). Усього цього можна уникнути шляхом своєчасної діагностики контактних з'єднань.

Передова інфрачервона технологія обстеження і діагностики контактних з'єднань електроустановок, широко застосовувану на Заході, що дозволяє в найкоротший термін і з мінімальними незручностями провести обстеження і діагностику електроустановок і електроустаткування.

При обстеженнях застосовується тепловізор і пакет програмного забезпечення до нього, адаптований для діагностики електроустаткування.

При проведенні досліджень, аналізу термограмм, створенні бази даних використовувався портативний комп'ютерний термограф "ІРТІС-200" і нове програмне забезпечення "NEWIRTIS". Високі технічні характеристики приладу ,

вірогідність інформації в будь-якій точці термограми, повна компенсація температурного дрейфу в кожному кадрі, відсутність оптики на вході, дозволило проводити точні виміри при будь-яких температурах і їхніх змінах (наприклад переміщення з приміщення на вулицю або навпаки), а це особливо важливо при контролі складного електротехнічного устаткування: вводів; розрядників; трансформаторів і зокрема систем охолодження трансформаторів.

Система охолодження трансформатора є важливим функціональним вузлом, що значно впливає на роботу всього трансформатора.

В даний час вироблені два підходи, що дозволяють оцінити роботу системи охолодження, що застосовні до систем охолодження будь-яких видів і довели свою ефективність на практиці:

1. Оцінка середньої температури однотипного устаткування, що працює при одному навантаженні, в однакових умовах навколишнього середовища.

Досвід показує, що різниця середніх по баці температур більш ніж на 2°C між однаковими трансформаторами, що працюють при одному навантаженні й в однакових умовах може бути ознакою порушення нормальної роботи системи охолодження.

2. Контроль температури патрубків входу і виходу масла із системи охолодження, і порівняння з даними типових заводських випробувань. Аналіз результатів типових теплових випробувань і численний досвід тепловізійних обстежень дозволяє установити середню різницю температур входу-виходу масла, характерну для кожного виду системи охолодження. Відхилення від цього значення більш ніж на $1 - 1,5^{\circ}\text{C}$ уже служить ознакою несправної роботи охолоджувача. Так, у залежності від системи охолодження — різниця температури патрубків входу і виходу масла охолоджувачів складає: "М" — від 8 до 11°C , "Д" — від 14 до 15°C , "ДЦ" — від $1,5$ до 2°C .

Порівняння графіків розподілу температури по висоті охолоджувачів і стінці бака, аналіз термограм дозволили припустити неефективну роботу вентиляторів. При більш уважному огляді було виявлено неправильне, зворотне обертання вентиляторів. Зміна напрямку обертання нормалізувало температуру.

У даний час розробляється методика інтерпретації результатів тепловізійного контролю, побудована на моделюванні теплових процесів за допомогою методів теорії ланцюгів. Використання цієї методики, детальне знання конструкції устаткування, а також володіння банком даних типових теплових досліджень і банком термограмм з образами дефектів дозволяє ефективно використовувати тепловізійний контроль при діагностиці стану трансформаторного устаткування.

За технологією проведення тепловізійного обстеження відзначимо наступне:

В процесі контролю умов проведення вимірів важливо фіксувати: дату, погодні умови, температуру навколишнього повітря, а також рівень навантаження устаткування, робоче напруги, показання термосигналізаторів.

Обов'язково вказати, які з охолоджувачів задіяні на момент проведення вимірів.

Одночасно з термографуванням бажано проводити фотозйомку контрольованих вузлів для спрощення наступного аналізу термограмм, оскільки різні поверхні мають різні коефіцієнти випромінювання.

Застосування цифрової фотозйомки рекомендується також у випадку, якщо тепловізор не має гарний дозвіл і важко локалізувати місце підвищеної температури. Тут доречно помітити, що тепловізори ІРТІС-200, що використовують для охолодження рідкий азот, дозволяють одержувати термограми більш високої якості.

При виявленні зон підвищеної температури рекомендується проводити сканування підозрілої ділянки під різними кутами, щоб уникнути впливу сонячних і теплових відблисків.

Сучасні тепловізійні комплекси апаратурно – програмні комплекси дозволяють:

1. візуально спостерігати на екрані монітора виділяти частини огорожень з аномальними тепловтратами;
2. оперативно проводити кількісну оцінку тепловтрат;
3. виявляти причини підвищених тепловтрат;
4. дистанційно проводити оцінку тепло-опорів елементів огороження;

5. зберігати теплові образи і використовувати них при порівнянні з даними, отриманими після ремонтних заходів, а також у процесі експлуатації.

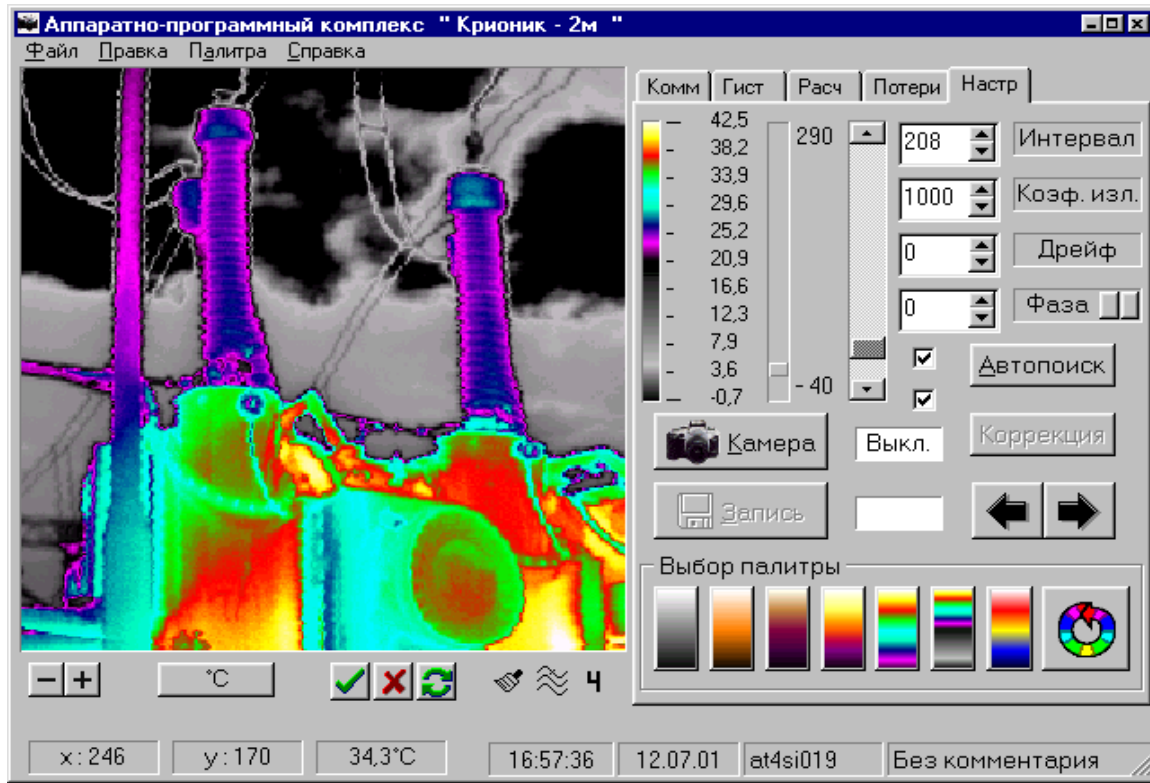


Рисунок 9.1 - Кольорове теплове зображення отримане програмним забезпеченням тепловізора

Програмне забезпечення тепловізора дозволяє отримати кольорове теплове зображення проекту, визначити температуру окремих його точок, зробити запис термограм для подальшої детальної обробки: термопрофілі, ізотерми, гістограми і таке інше для формування звітних документів та надання висновків про наявність або відсутність дефектів термічного характерові.

Передбачено копіювання термограм та результатів їх обробки у формат операційної системи Windows.

Конструктивні особливості дозволяють виконувати ТД ІЧТ наступних частин трансформаторів :

1. контактних з'єднань (зовнішніх і внутрішніх - обмоток НН і перемикачів відгалужень);
2. перемикачів відгалужень (перегріву РПН із виносними баками);
3. обмотки (місцеві перегриви окремих котушок, розбухання паперово-масляної ізоляції з утворенням застійних зон масла);
4. магнітопровода (місцеві перегриви окремих частин за рахунок порушення ізоляції окремих елементів магнітопровода (консолі, шпильки, що пресують кільця і т.п.));
5. системи заземлення (виявлення короткозамкнених витків, виявлення додаткових точок заземлення магнітопроводу на бак - може виявлятися у вигляді нагрівів стяжних болтів);
6. зовнішньої частини введів (дефекти обпресування, болтових з'єднань, нарізних сполучень зі струмоведучою трубою, повітря в адаптерах введів, рівень масла і т.п.);
7. системи охолодження (прохідність труб радіаторів, несправності або відключений стан термосифонних фільтрів, перегриви електродвигунів вентиляторів системи обдува і маслонасосів);
8. рівня масла в баках РПН і розширниках;
9. магнітних шунтів і кожухів струмопроводів (короткозамкнуті витки).

При виконанні обстеження варто виконувати наступні вказівки :

1. Обстеження варто проводити, знімаючи термограми не менш, ніж з 4-х ракурсів - по одній термограмі з кожної сторони трансформатора і по одній - з кожної з її бічних сторін. У наступному, при необхідності, можна здійснити сполучення знятих кадрів у єдину теплову картину.

2. При необхідності (наявність виносної системи охолодження, наявність протипожежних стінок (брандмауерів) між фазами, що заважають цілком зняти бічну поверхню бака в одному кадрі і т.п.), кількість ракурсів зйомки може бути збільшено.

3. Обстеженню піддається вся доступна по периметрі поверхня бака трансформатора і його допоміжні системи і вузли - мастилопроводи, масло насоси і т. і.

Обстеження краще виконувати вночі (перед сходом сонця), при відключеному штучному висвітленні трансформатора (щоб уникнути теплових відблисків від ламп висвітлення), у безвітряну, суху погоду.

Для одержання максимально можливої інформації про стан трансформатора, бажано виконати його обстеження як під навантаженням, так і на холостому ходу.

Крім того, при виконанні обстежень і аналізі їхніх результатів, варто враховувати наступне: оскільки оцінка внутрішнього теплового стану елементів і частин трансформатора при ТД ІЧТ здійснюється шляхом виміру й аналізу параметрів температурних полів поверхні його бака, необхідно вважатися з характером теплопередачі між цією поверхнею і внутрішніми джерелами тепла; виділення тепла від локальних дефектів значною мірою маскуються: у трансформаторах із природним охолодженням - природними конвекційними потоками від нагрітих обмоток і магнітопровода; у трансформаторах з дуттям і циркуляцією масла - роботою охолодних пристроїв і примусовою циркуляцією масла; у трансформаторах із системами охолодження М і Д, зони інтенсивного руху масла мають тільки в областях, що безпосередньо прилягають до внутрішньої поверхні бака трансформатора, інший обсяг масла знаходиться у відносному спокої, при цьому різниця між максимальною і мінімальною температурами по висоті трансформатора не перевищує 20-35°C. Температура котушок у верхній частині обмоток істотно вище, ніж у нижній.

Найбільші припустимі температури нагрівання верхніх шарів масла трансформаторів при номінальному навантаженні, у залежності від системи охолодження приведені в таблиці 9.4:

Таблиця 9.4 - Найбільші припустимі температури нагрівання частин трансформаторів.

п/п	Контрольовані частини, вузли	Найбільша припустима значення температури нагрівання, °З	Документ, що нормує температурні параметри
.	2.	3.	4.
.	Верхні шари масла трансформаторів із системами охолодження:		ПТЕ
	М і Д	95	
	ДЦ;	75	
	Ц (на вході в маслоохолоджувач)	70	

При аналізі результатів обстеження і виробленню рекомендацій, отримані при обстеженні аномальні теплові картини варто зіставити з технічною (конструкторською) документацією на трансформатор або його системи і частини з метою прив'язки виявлених теплових аномалій до конструкції конкретного трансформатора (розташування обмоток, відводів котушок і обмоток, зон циркуляції масла, інших елементів активної частини).

Для виведення остаточних рекомендацій, результати ТД ІЧТ в обов'язковому порядку зіставляються з результатами випробувань і вимірів, регламентованих ГКД 34.20.302-2002 "Норми випробувань електрообладнання", а також результатами вимірів, отриманими іншими методами (вимірами під робочою напругою, вимірами часткових розрядів і т. і.), а також з результатами, отриманими при обстеженні інших фаз цього ж трансформатора.

Термографічне обстеження трансформаторів напругою 110 кВ і вище проводиться при рішенні питання про необхідність їхнього капітального ремонту. Знімаються термограми поверхонь бака трансформатора в місцях розташування виводів обмоток, по висоті бака, периметрові трансформатора, верхньої його частини, у місцях болтового кріплення дна бака, системи охолодження і їхніх елементів і т.п. При обробці термограм порівнюються між собою нагриви крайніх

фаз, нагріву однотипних трансформаторів, динаміка зміни нагрівів у часі й у залежності від навантаження, визначаються локальні нагріву, місця їх розташування, зіставляються місця нагрівання з розташуванням елементів магнітопровода, обмоток, а також визначається ефективність роботи систем охолодження.

Характер передачі тепла від магнітопроводу й обмоток до бака трансформатора

При оцінці внутрішнього теплового стану трансформаторів тепловізором необхідно зважати на характер теплопередачі магнітопроводу й обмоток. Температура верхніх шарів масла при номінальному навантаженні трансформатора повинна бути не вище, температури зазначеної в табл.9.5, якщо заводами – виготовлювачами не обговорені інші температури.

Таблиця 9.5 - Температура верхніх шарів масла при номінальному навантаженні трансформатора

У трансформатора і реактора з охолодженням ДЦ	75° С
У трансформатора і реактора з природним масляним охолодженням М і охолодженням Д	95° С
У трансформаторів з охолодженням Ц температура масла на вході на маслоохолоджувач	70° С

Температура верхніх шарів масла при номінальному навантаженні трансформатора

Різниця між максимальною і мінімальною температурами по висоті трансформатора може досягати 20 - 35° С.

Теплове поле бака трансформатора

Знімаються термограми поверхні бака трансформатора:

1. у місцях розташування відводів обмоток;
2. по висоті бака трансформатора;
3. щодо крайніх фаз;
4. у місцях кріплення дна бака.

За значеннями температурних градієнтів на поверхні бака і їхньому місці розташування за допомогою технологічної документації на трансформатор оцінюється можливий дефект в останньому.

У трансформаторів і автотрансформаторів 250 МВА і вище рекомендується при введенні в експлуатацію знімати картину теплового поля бака.

Експерименти, проведені на моделях, показали що при інфрачервоному контролі можуть виявлятися локальні нагриви в баці трансформатора, викликані місцевим нагріванням окремих котушок обмотки, перегрівами контактних з'єднань відводів обмоток або появою застійних зон масла, викликаних розбуханням паперової ізоляції витків, шлакоутворенням або конструктивними прорахунками.

Облік зносу ізоляції обмоток у зимовий період за допомогою картини теплового поля бака трансформатора

Термограма трансформатора 60 МВА з 30 % навантаженням показує, що циркуляція масла в зимовий період ($t = 15^{\circ} \text{C}$) відбувається лише в зоні середньої фази. Температурні градієнти на поверхні бака в зоні крайніх фаз складають 2 - 3 $^{\circ} \text{C}$, у середній частині трансформатора - близько 13 $^{\circ} \text{C}$. Таким чином, знос ізоляції обмоток, а тим самим і термін служби для середньої і крайньої фаз є різним.

Дефекти системи заземлення магнітопровода.

ІЧТ, будучи допоміжним засобом контролю, допомагає при наявності газоутворення в трансформаторі оцінити зону утворення дефекту в магнітопроводі, а при наявності заводської документації звизити місце пошуку дефекту.

Термографічне обстеження фаз трансформатора виявило температурні аномалії на баках фаз трансформатора, нагрівши великої кількості болтів кріплення нижнього роз'єму дна бака.

Розкриття баків фаз трансформаторів виявило наступні дефекти: потемніння від перегріву пластин у місці з'єднання швелера до нижніх консолей

магнітопровода; заземлення направляючого шипа днища бака на нижню консоль НН у районі регулювального стрижня трансформатора; потемніння від нагрівання і часткове оплавлення шайб, пластини і болта в місці торкання його нижньої консолі НН.

Перевірка схеми заземлення магнітопровода мегаомметром показала, що опір ізоляції на ділянці магнітопровід – бак дорівнює нулеві, а опір ізоляції між пакетами магнітопровода складає від 6 Ом до 5 кОм.

Оцінка теплового стану окремих вузлів трансформатора

При наявності локальних нагрівів поверхні корпусу контактора РПН контактор повинний піддаватися позачергової ревізії.

Термосифонні фільтри

У справному фільтрі має місце плавне підвищення температурних градієнтів по висоті фільтрів. Буде спостерігатися різка зміна температурних градієнтів по висоті фільтра у випадку, якщо циркуляція масла у фільтрі буде знижена або узагалі відсутня, наприклад, при використанні дрібнозернистого силікагелю або при утворенні шламу. Фільтр вважається справним, якщо спостерігається плавна зміна температури по висоті фільтра і різниця температур по висоті фільтра знаходиться в межах 5-15° С.

При невиконанні зазначених умов необхідно перевірити положення вентилів фільтра, а при необхідності замінити силікагель.

Система охолодження трансформаторів

У справно працюючого маслососа трансформатора температурні градієнти на поверхні корпусу маслососа і трубопроводів практично однакові ($t=40-47^{\circ}$ С). Температурний градієнт на поверхні корпусу маслососа різко зростає з появою наступних несправностей у маслососі: тертя крильчаток, виткового замикання в електродвигуні і т.п. ІЧ - контроль дозволяє оцінити правильність і рівномірність

розподілу потоків масла по трубах, зокрема, відсутність шлакоутворення в трубах і ефективність роботи системи охолодження, а також дозволяє в ряді випадків відмовитися від застосування традиційних методів теплових випробувань трансформаторів.

Маслонасос вважається справним, якщо температура на поверхні корпуса не перевищує 80°C , а різниця температур на поверхні корпуса не перевищує 10°C .

Локальні нагриви ділянок труб радіаторів свідчать про їх зашлакування і порушення циркуляції масла. ІЧ - контроль проводиться для маслорасширювачі із трубчастими масловказівниками, показання яких викликають сумнів. Маслорозширювач вважається несправним, якщо рівень масла в ньому не відповідає нормованим значенням.

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, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією електрообладнання ВРУ.

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 [28].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток електричної системи. 2. Розвиток фрагменту електромереж з дослідженням питань експлуатації силових трансформаторів», найголовнішим поняттям при експлуатації ліній електропередачі 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 електричної системи. 2. Розвиток фрагменту електромереж з дослідженням питань експлуатації силових трансформаторів» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРУ 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.
- Дослідити роботу фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників та розробити превентивні заходи по підвищенню стійкості роботи електричних мереж.

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

Досліджуючи питання експлуатації силових трансформаторів згідно теми магістерської роботи «Розвиток електричної системи. 2. Розвиток фрагменту електромереж з дослідженням питань експлуатації силових трансформаторів» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування силових трансформатори 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 трансформатором 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 огороженнях плакати безпеки [28].

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	Швидкість руху, X
		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. Місьцеве 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.

10.4.5 Виробничий 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
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	60
	79	70	63	58	55	52	50	49	

10.4.6 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	<u>1,3</u> 108	<u>0,45</u> 99	<u>0,22</u> 93	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	<u>2,8</u> 115	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109

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

10.5 Розрахунок захисного заземлення

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 $R_z \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються особливості експлуатації силових трансформаторів, розташовані на території ВРУ. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до

заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$
- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_{\text{в}} = 20 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_{\text{в}} = 5 \text{ м}$.

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

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_{\text{в}} = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\begin{aligned} \rho_1 / \rho_2 &= 600 / 60 = 10; \\ a / l_{\text{в}} &= 5,6 / 5 = 1,12; \\ \sqrt{S} &= \sqrt{720} = 26,83 \text{ м}; \end{aligned}$$

Опір заземлюючого пристрою [4, 5]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_B}, \quad (10.2)$$

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

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

L_z, L_g – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (10.3)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (10.4)$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{26,83} = 0,2 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335;$$

$$\frac{h - t}{l_g} = \frac{2 - 0,5}{5} = 0,3.$$

$$L_z + L_g = (36 \cdot 5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 5 = 434 \text{ м.}$$

З таблиці визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,5$.

$$\rho_{екв} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{uu} = 0,335 \cdot 90 / 26,83 + 90 / 434 = 1,331 \text{ Ом} > R_{з,дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,5 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{uu} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{uu} \cdot R_{n1} + R_{uu} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,331 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{1,331 \cdot 1,5 + 1,331 \cdot 1,2 + 1,5 \cdot 1,2} = 0,444 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

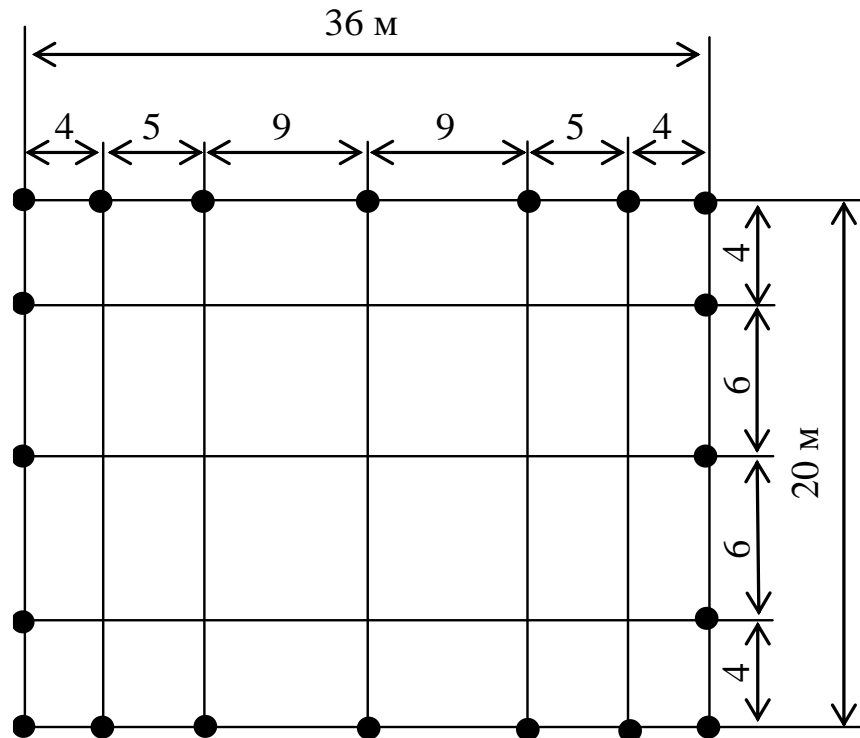


Рисунок 10.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме $R'_z = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{z \text{ допустиме}} = 0,5 \text{ (Ом)}$. і може бути встановлений на ВРУ 110 кВ.

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

Результати дослідження представлені у Додатку К.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було спроектовано розвиток фрагменту електричних мереж ПАТ “Вінницяобленерго”.

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 визначене 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».

Для діючих підстанцій Турбів, Сигнал та Сосонка тяга (вузли 2, 14, 3) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, було вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 501, 503 та 502 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. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його достатню ефективність, оскільки рентабельність відповідає типовим значенням, а термін окупності не перевищує 20 років.

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

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

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін.–Вінниця: ВНТУ, 2010.–145 с.
3. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
5. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
6. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
7. В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко Експлуатація силових трансформаторів, навч. посібник. - Харків, ХНАМГ, 2006, 99 с.
8. ДСТУ EN 62305:2012 “Захист від блискавки”.
9. ГКД 34.46.501-2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації – Затв. наказом Мінпаливенерго України № 137 від 19 березня 2003 р.
10. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів
11. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf
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., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

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

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

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

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

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

19. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Постанова НКРЕКП № 57 від 20.01.2020. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>

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

21. Сергій Бондарчук, Ігор Войцещук, Максим Кирилко, Михайло Семенов «РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL1:<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/19650/16267>

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА
НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної системи. 2. Розвиток фрагменту електромереж з дослідженням питань експлуатації силових трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unichek

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Войцещук І.М.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Нетребський В.В.
(прізвище, ініціали)

Додаток Б**Технічне завдання КМКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ. 2. РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ
ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ
ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-21.КМКР.002.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи 1ЕСМ-22м

_____ Войцещук І.М.

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 № 247 від 18 вересня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та аналіз експлуатації обладнання підстанції;

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		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	27.09.23	2.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	3.10.23	2.11.23	розділ
4	Аналіз особливостей експлуатації силових трансформаторів	3.11.23	10.11.23	розділ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.23	16.11.23	розділ
6	Техніко-економічна частина	17.11.23	24.11.23	розділ
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	2.12.23	пояснювальна записка
8	Оформлення презентації	3.12.23	5.12.23	плакати, презентація

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

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

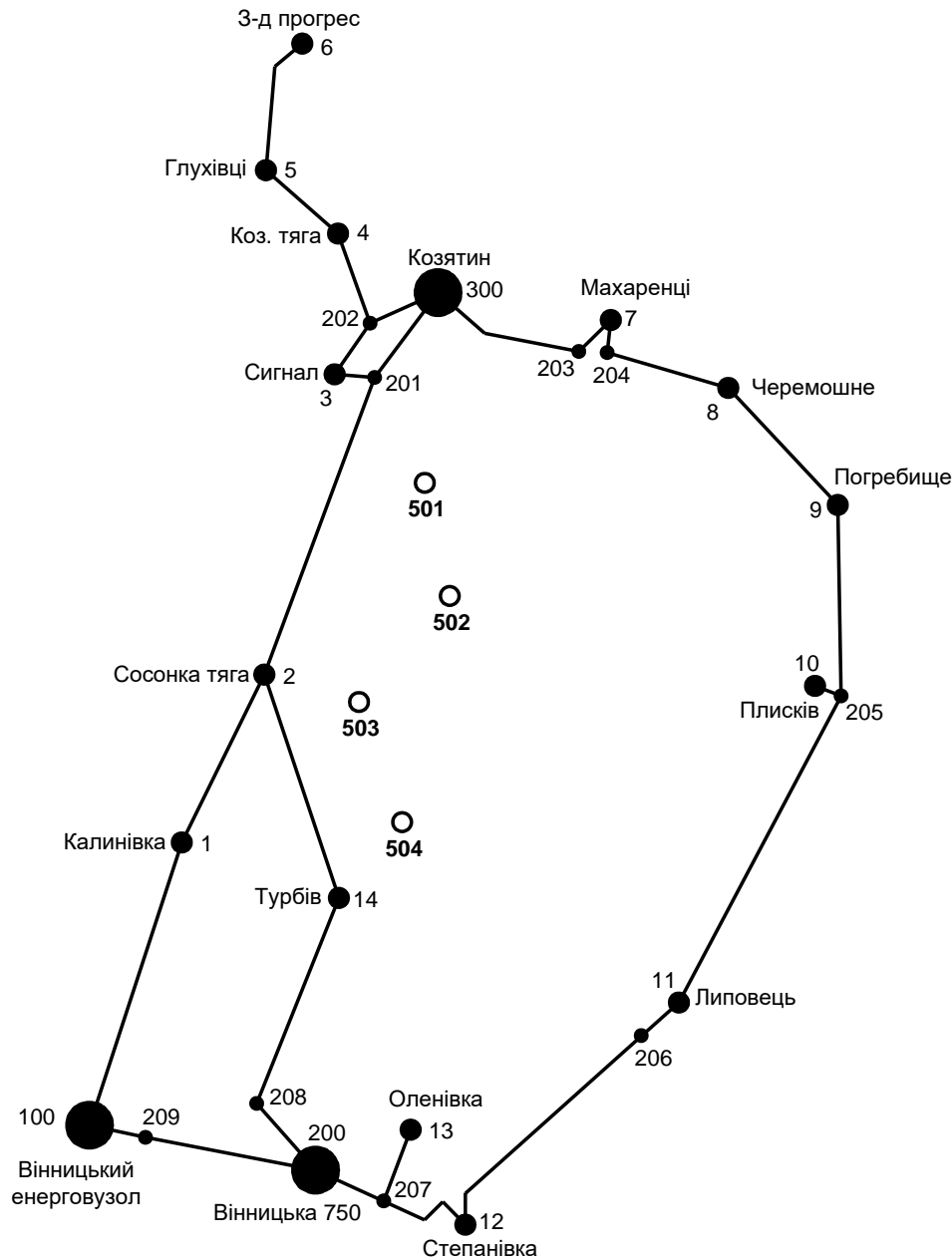


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 85 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 25 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	11,0	8,2	10,1	-5,0
cos φ	0,87	0,89	0,9	1,00
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	95	98	90	92	91	92	95	96	97	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
300	202	Козятин – 202	7,39	АС-185
202	4	202 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
4	5	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
5	6	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
202	3	202 – Сигнал	0,06	АС-185
201	3	201 – Сигнал	0,01	АС-185
300	201	Козятин – 201	7,45	АС-185
201	2	201 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
2	1	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	1	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
300	203	Козятин – 203	15,9	АС-185
203	7	203 – Махаренці	2,67	АС-120
7	204	Махаренці – 204	2,67	АС-120
204	8	204 – Черемошне	15,3	АС-185
8	9	Черемошне – Погребище	17,45	АС-120
9	205	Погребище – 205	11,5	АС-120
205	10	205 – Плисків	0,7	АС-120
11	205	Липовець – 205	27,5	АС-120
206	11	206 – Липовець	2,5	АС-120
12	206	Степанівка – 206	23,5	АС-150
207	12	207 – Степанівка	3,3	АС-150
207	13	207 – Оленівка	6,4	АС-150
200	207	Вінницька 750 – 207	4	АС-150
209	200	209 – Вінницька 750	15,75	АС-150
100	209	Вінницький енерговузол – 209	1,35	АС-150
200	208	Вінницька 750 – 208	5,2	АС-120
208	14	208 – Турбів	19,0	АС-120
14	2	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Калинівка	0,89	6,3 + j3,23	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
2	Сосонка тяга	0,87	13,0 + j7,37	ТДТНЖ-25000/27/10	2
3	Сигнал	0,9	7,4 + j3,58	ТДТН-16000/110/35/10	2
4	Козятин тяга	0,87	17,0 + j9,63	ТДТНЖ-40000/27/10	2
5	Глухівці	0,9	4,5 + j2,18	ТДН-10000/110/10	1
6	Завод Прогрес	0,88	5,8 + j3,13	ТДН-16000/110/10	1
7	Махаренці	0,87	4,8 + j2,72	ТДТН-10000/110/35/10	1
8	Черемошне	0,86	3,2 + j1,9	ТМН-6300/110/10	1
9	Погребище	0,87	5,1 + j2,89	ТДТН-10000/110/35/10	2
10	Плисків	0,85	2,8 + j1,74	ТМН-6300/110/10	1
11	Липовець	0,9	6,4 + j3,1	ТДТН-16000/110/35/10	1
12	Степанівка	0,87	2,9 + j1,64	ТМН-6300/110/10	1
13	Оленівка	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/110/10	1
14	Турбів	0,88	4,7 + j2,54	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 0.124 МВт / 676.226 тис.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 0.117 МВт / 631.499 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.007 МВт / 44.727 тис.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.007 МВт / 44.727 тис.кВт*г

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

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

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

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.007 МВт / 44.727 тис.кВт*г (6.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	0.000	0.000	115.102	-0.03
209		0.000	0.000	115.096	-0.03
300	Козятин	-0.124	5.591	115.000	0.00
5	Глухівці	0.000	0.000	115.116	-0.03
4	Козятин тяга	0.000	0.000	115.093	-0.02
202		0.000	0.000	115.043	-0.01
6	Завод	0.000	0.000	115.137	-0.03
3	Сигнал	0.000	0.000	115.043	-0.01
201		0.000	0.000	115.043	-0.01
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	115.179	-0.05
1	Калинівка	0.000	0.000	115.189	-0.05
203		0.000	0.000	115.106	-0.02
7	Макаренці	0.000	0.000	115.121	-0.03
204		0.000	0.000	115.135	-0.04
8	Черемошне	0.000	0.000	115.199	-0.05
9	ПОгребище	0.000	0.000	115.237	-0.06
205		0.000	0.000	115.243	-0.07
10	Плисків	0.000	0.000	115.243	-0.07
11	Липовець	0.000	0.000	115.189	-0.05
206		0.000	0.000	115.179	-0.05
12	Степанівка	0.000	0.000	115.055	-0.01
207		0.000	0.000	115.032	-0.01
13	Оленівка	0.000	0.000	115.035	-0.01
200	ВП ПС-750	0.117	6.109	115.000	0.00
208		0.000	0.000	115.034	-0.01
14	Турбів	0.000	0.000	115.132	-0.04

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R _p ,МВт	Q _p ,МВАр	R _k ,МВт	Q _k ,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
300	202	0.049	-1.781	0.048	-1.782	0.000	0.001	0.009	-0.043
202	3	0.048	-0.174	0.048	-0.174	0.000	0.000	0.001	-0.000
3	201	0.048	-0.173	0.048	-0.173	0.000	0.000	0.001	-0.000
201	300	-0.048	1.769	-0.049	1.769	0.000	0.001	-0.009	0.043
201	2	0.096	-0.961	0.096	-0.962	0.001	0.001	0.005	-0.136
2	1	-0.028	-0.581	-0.028	-0.581	0.000	0.000	-0.003	-0.010
1	100	-0.028	0.509	-0.029	0.509	0.000	0.000	-0.003	0.086
100	209	-0.029	1.524	-0.029	1.524	0.000	0.000	-0.008	0.007
209	200	-0.029	1.834	-0.029	1.833	0.001	0.002	-0.009	0.096
2	14	0.124	0.827	0.124	0.827	0.000	0.000	0.004	0.046
14	208	0.124	1.431	0.123	1.430	0.001	0.001	0.007	0.098
208	200	0.123	1.860	0.123	1.860	0.000	0.001	0.009	0.034
200	207	-0.024	-2.416	-0.024	-2.417	0.000	0.001	-0.012	-0.032
207	12	-0.024	-2.053	-0.024	-2.053	0.000	0.000	-0.010	-0.023

12	206	-0.024	-1.567	-0.025	-1.569	0.001	0.002	-0.008	-0.124
206	11	-0.025	-1.098	-0.025	-1.098	0.000	0.000	-0.005	-0.009
11	205	-0.025	-0.563	-0.025	-0.563	0.000	0.000	-0.003	-0.054
205	9	-0.025	0.158	-0.025	0.158	0.000	0.000	-0.001	0.005
9	8	-0.025	0.674	-0.026	0.674	0.000	0.000	-0.003	0.039
8	204	-0.026	1.271	-0.026	1.271	0.000	0.001	-0.006	0.063
204	7	-0.026	1.604	-0.026	1.604	0.000	0.000	-0.008	0.014
7	203	-0.026	1.699	-0.026	1.699	0.000	0.000	-0.009	0.015
203	300	-0.026	2.043	-0.027	2.041	0.001	0.002	-0.010	0.106
202	4	0.000	-1.234	0.000	-1.235	0.000	0.001	0.006	-0.051
205	10	0.000	-0.012	0.000	-0.012	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	5	0.000	-0.846	0.000	-0.846	0.000	0.000	0.004	-0.023
5	6	0.000	-0.345	0.000	-0.346	0.000	0.000	0.002	-0.021
207	13	0.000	-0.116	0.000	-0.116	0.000	0.000	0.001	-0.002

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ ПІСЛЯ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 173.439 МВт / 938.831 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 169.700 МВт / 916.380 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.434 МВт / 14.878 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.434 МВт / 14.878 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.561 МВт / 3.032 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.743 МВт / 4.541 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.304 МВт / 7.572 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.739 МВт / 22.451 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	0.000	0.000	114.191	-0.24
209		0.000	0.000	114.256	-0.22
300	Козятин	-114.449	-75.244	115.000	0.00
5	Глухівці	0.000	0.000	111.304	-1.22
4	Козятин тяга	0.000	0.000	111.587	-1.10
202		0.000	0.000	113.663	-0.42
6	Завод	0.000	0.000	110.934	-1.36
3	Сигнал	0.000	0.000	113.662	-0.42
201		0.000	0.000	113.662	-0.42
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	111.697	-1.01
1	Калинівка	0.000	0.000	111.724	-1.02
203		0.000	0.000	114.131	-0.30
7	Макаренці	0.000	0.000	113.942	-0.34
204		0.000	0.000	113.815	-0.37
8	Черемошне	0.000	0.000	113.228	-0.58
9	ПОГРЕБИЩЕ	0.000	0.000	112.610	-0.71
205		0.000	0.000	112.764	-0.68
10	Плисків	0.000	0.000	112.754	-0.68
11	Липовець	0.000	0.000	113.443	-0.53
206		0.000	0.000	113.570	-0.49
12	Степанівка	0.000	0.000	114.573	-0.15
207		0.000	0.000	114.748	-0.09
13	Оленівка	0.000	0.000	114.678	-0.11
200	ВП ПС-750	-53.900	-28.007	115.000	0.00
208		0.000	0.000	114.508	-0.14
14	Турбів	0.000	0.000	112.689	-0.63
501	нова 1	0.000	0.000	112.809	-0.72
502	нова 2	0.000	0.000	112.079	-0.96
503	нова 3	0.000	0.000	111.715	-1.05
504	сес	0.000	0.000	112.709	-0.60
221		0.000	0.000	36.718	-2.75
291		0.000	0.000	107.133	-4.42
311		13.000	7.370	9.990	-6.65
211		0.000	0.000	109.075	-3.46
231		6.300	3.230	10.412	-3.41
241		0.000	0.000	109.715	-2.76
251		0.000	0.000	36.718	-2.76
261		6.300	3.230	10.412	-3.41
271		0.000	0.000	35.867	-4.42
281		13.000	7.370	9.990	-6.65
301		0.000	0.000	35.867	-4.42
321		0.000	0.000	110.371	-3.46
331		0.000	0.000	36.950	-3.46
341		7.400	3.580	10.539	-3.41
351		0.000	0.000	110.371	-3.46
361		0.000	0.000	36.950	-3.46
371		7.400	3.580	10.539	-3.41
381		0.000	0.000	107.995	-3.87
391		0.000	0.000	36.155	-3.87

401	17.000	9.630	10.125	-5.66
411	0.000	0.000	107.995	-3.87
421	0.000	0.000	36.155	-3.87
431	17.000	9.630	10.125	-5.66
441	4.500	2.180	10.334	-4.11
451	5.800	3.130	10.339	-3.70
461	0.000	0.000	109.740	-3.41
471	0.000	0.000	36.739	-3.41
481	4.800	2.720	10.268	-5.27
491	3.200	1.900	10.404	-3.73
511	0.000	0.000	108.028	-4.06
521	0.000	0.000	36.166	-4.06
531	5.100	2.890	10.085	-6.10
541	0.000	0.000	108.028	-4.06
551	0.000	0.000	36.166	-4.06
561	5.100	2.890	10.085	-6.10
571	2.800	1.740	10.399	-3.45
581	0.000	0.000	110.619	-3.15
591	0.000	0.000	37.033	-3.15
601	6.400	3.100	10.565	-3.11
611	2.900	1.640	10.597	-2.93
621	3.000	1.450	10.642	-2.99
631	0.000	0.000	110.188	-2.71
641	0.000	0.000	36.856	-2.69
651	4.700	2.540	10.467	-3.15
661	0.000	0.000	109.640	-3.20
671	0.000	0.000	36.856	-2.69
681	4.700	2.540	10.467	-3.15
691	0.000	0.000	107.133	-4.42
501101	11.000	6.230	10.350	-4.20
501102	0.000	0.000	10.351	-4.20
502101	8.200	4.200	10.223	-5.14
502102	0.000	0.000	10.224	-5.14
503101	10.100	4.890	10.333	-4.29
503102	0.000	0.000	10.334	-4.29
504101	-5.000	0.000	10.801	1.88
504102	0.000	0.000	10.801	1.88

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	49.488	32.975	49.152	32.229	0.335	0.742	0.298	1.340
202	3	4.114	2.921	4.114	2.921	0.000	0.000	0.026	0.001
3	201	-10.793	-5.603	-10.793	-5.604	0.000	0.000	-0.062	-0.000
201	501	26.766	19.425	26.665	19.140	0.101	0.283	0.168	0.859
501	502	15.590	12.171	15.539	12.028	0.051	0.142	0.101	0.736
502	503	7.269	7.308	7.256	7.273	0.012	0.035	0.053	0.368
503	2	-2.908	1.775	-2.909	1.773	0.001	0.002	-0.018	0.016
2	14	-18.385	-6.226	-18.506	-6.403	0.121	0.176	-0.100	-1.002
14	208	-23.028	-11.607	-23.297	-11.996	0.268	0.388	-0.132	-1.825
208	200	-23.297	-11.569	-23.369	-11.674	0.072	0.105	-0.131	-0.492
504	504101	-2.491	0.107	-2.498	-0.001	0.007	0.108	-0.013	-0.166
504101	504102	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.133	0.000
504	504102	-2.491	0.109	-2.498	0.001	0.007	0.108	-0.013	-0.163
14	631	3.235	1.919	3.229	1.760	0.006	0.158	0.019	2.618
631	641	2.055	0.825	2.053	0.825	0.002	0.000	0.012	0.097
641	671	2.053	0.825	2.053	0.825	0.000	0.000	0.035	0.000
661	671	-2.052	-0.803	-2.053	-0.825	0.001	0.022	-0.012	-0.499
14	661	6.200	3.729	6.189	3.354	0.011	0.373	0.037	3.214
661	681	8.240	4.157	8.221	4.157	0.019	0.000	0.049	0.198
681	651	3.524	1.618	3.524	1.618	0.000	0.000	0.214	0.000
631	651	1.174	0.935	1.173	0.920	0.001	0.015	0.008	0.797
2	201	-11.102	-7.831	-11.216	-8.083	0.113	0.251	-0.070	-1.979
2	1	0.415	-1.681	0.414	-1.681	0.000	0.000	0.009	-0.026
1	100	-12.277	-8.168	-12.435	-8.517	0.157	0.348	-0.076	-2.484
100	209	-12.435	-7.518	-12.439	-7.526	0.005	0.008	-0.073	-0.065
209	200	-12.439	-7.220	-12.492	-7.316	0.052	0.096	-0.073	-0.745
241	261	4.023	2.578	4.020	2.512	0.003	0.065	0.025	0.921
261	231	-2.276	-0.716	-2.276	-0.716	0.000	0.000	-0.132	-0.000
211	231	8.592	3.943	8.572	3.943	0.020	0.000	0.050	0.208
211	221	-2.794	-1.063	-2.796	-1.103	0.002	0.040	-0.016	-0.674
221	251	-2.796	-1.103	-2.796	-1.103	0.000	0.000	-0.047	-0.000
241	251	2.797	1.103	2.796	1.103	0.001	0.000	0.016	0.037
1	241	6.827	3.958	6.820	3.681	0.007	0.276	0.041	2.119
1	211	5.808	3.201	5.798	2.881	0.010	0.319	0.034	2.830
503	503101	5.067	2.820	5.046	2.445	0.021	0.373	0.030	3.966
503101	503102	-5.048	-2.441	-5.048	-2.441	0.000	0.000	-0.313	-0.000

503	503102	5.069	2.816	5.048	2.441	0.021	0.373	0.030	3.962
502	502101	4.124	2.509	4.097	2.100	0.027	0.407	0.025	5.607
502101	502102	-4.098	-2.098	-4.098	-2.098	0.000	0.000	-0.260	-0.000
502	502102	4.125	2.507	4.098	2.098	0.027	0.407	0.025	5.603
501	501101	5.522	3.589	5.495	3.115	0.026	0.472	0.034	4.878
501101	501102	-5.498	-3.111	-5.498	-3.111	0.000	0.000	-0.352	-0.001
501	501102	5.524	3.584	5.498	3.111	0.026	0.472	0.034	4.873
201	300	-48.775	-31.986	-49.108	-32.726	0.332	0.737	-0.296	-1.341
200	207	18.039	9.017	18.013	8.969	0.026	0.047	0.101	0.252
207	12	14.990	7.614	14.975	7.587	0.015	0.027	0.084	0.175
12	206	12.053	6.162	11.984	6.036	0.069	0.126	0.068	1.007
206	11	11.984	6.495	11.974	6.481	0.010	0.014	0.069	0.128
11	205	5.528	3.346	5.504	3.311	0.024	0.035	0.033	0.682
205	9	2.681	1.994	2.679	1.990	0.003	0.004	0.017	0.154
9	8	-7.620	-4.912	-7.651	-4.956	0.030	0.044	-0.046	-0.620
8	204	-10.876	-6.603	-10.909	-6.676	0.033	0.073	-0.065	-0.591
204	7	-10.909	-6.350	-10.918	-6.363	0.009	0.013	-0.064	-0.128
7	203	-15.763	-9.699	-15.782	-9.727	0.019	0.027	-0.094	-0.189
203	300	-15.782	-9.388	-15.852	-9.543	0.070	0.155	-0.093	-0.871
202	4	45.038	29.673	44.557	28.606	0.479	1.063	0.273	2.093
3	321	7.426	4.083	7.410	3.578	0.015	0.504	0.043	3.489
321	341	7.410	3.578	7.395	3.578	0.015	0.000	0.043	0.177
3	351	7.426	4.083	7.410	3.578	0.015	0.504	0.043	3.489
351	361	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
351	371	7.410	3.578	7.395	3.578	0.015	0.000	0.043	0.177
4	5	10.386	5.403	10.370	5.369	0.015	0.034	0.060	0.287
5	6	5.842	3.269	5.831	3.244	0.011	0.025	0.035	0.376
2	691	13.052	9.205	13.022	8.069	0.030	1.132	0.082	4.865
691	271	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
691	281	13.022	8.069	12.992	7.365	0.030	0.701	0.082	3.077
2	291	13.052	9.205	13.022	8.069	0.030	1.132	0.082	4.865
291	301	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
291	311	13.022	8.069	12.992	7.365	0.030	0.701	0.082	3.077
207	13	3.023	1.602	3.022	1.600	0.001	0.002	0.017	0.070
13	621	3.011	1.647	2.998	1.449	0.013	0.197	0.017	3.563
6	451	5.813	3.450	5.796	3.128	0.016	0.321	0.035	3.035
12	611	2.911	1.838	2.898	1.639	0.013	0.198	0.017	3.925
5	441	4.514	2.476	4.497	2.179	0.016	0.296	0.027	3.517
4	381	17.046	11.538	17.017	10.356	0.028	1.177	0.106	3.818
11	581	6.418	3.475	6.407	3.098	0.011	0.375	0.037	2.986
581	601	6.407	3.098	6.396	3.098	0.011	0.000	0.037	0.153
581	591	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
381	391	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
205	10	2.822	1.996	2.822	1.996	0.000	0.000	0.018	0.010
10	571	2.812	1.941	2.798	1.739	0.013	0.202	0.017	4.226
381	401	17.017	10.356	16.989	9.624	0.028	0.729	0.106	2.411
9	541	5.129	3.583	5.113	3.144	0.016	0.437	0.032	4.844
541	551	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
541	561	5.113	3.144	5.097	2.888	0.016	0.254	0.032	2.917
9	511	5.129	3.583	5.113	3.144	0.016	0.437	0.032	4.844
511	521	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
511	531	5.113	3.144	5.097	2.888	0.016	0.254	0.032	2.917
321	331	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	411	17.046	11.538	17.017	10.356	0.028	1.177	0.106	3.818
14	504	-4.961	0.097	-4.961	0.095	0.001	0.002	-0.025	-0.020
411	421	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
411	431	17.017	10.356	16.989	9.624	0.028	0.729	0.106	2.411
7	461	4.825	3.312	4.811	2.936	0.014	0.374	0.030	4.394
461	481	4.811	2.936	4.797	2.718	0.014	0.217	0.030	2.648
461	471	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	491	3.215	2.157	3.198	1.899	0.017	0.257	0.020	4.678

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 59.073 МВт / 319.227 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 58.200 МВт / 314.280 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.240 МВт / 1.456 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.240 МВт / 1.456 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.531 МВт / 2.866 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.103 МВт / 0.624 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.633 МВт / 3.491 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.873 МВт / 4.947 млн.кВт*г (1.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	0.000	0.000	109.821	-0.11
209		0.000	0.000	109.837	-0.10
300	Козятин	-38.121	-13.831	110.000	0.00
5	Глухівці	0.000	0.000	108.909	-0.49
4	Козятин тяга	0.000	0.000	108.990	-0.45
202		0.000	0.000	109.658	-0.18
6	Завод	0.000	0.000	108.797	-0.55
3	Сигнал	0.000	0.000	109.658	-0.18
201		0.000	0.000	109.658	-0.18
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	109.130	-0.39
1	Калинівка	0.000	0.000	109.132	-0.40
203		0.000	0.000	109.776	-0.13
7	Макаренці	0.000	0.000	109.723	-0.15
204		0.000	0.000	109.689	-0.16
8	Черемошне	0.000	0.000	109.532	-0.25
9	ПОгребище	0.000	0.000	109.349	-0.31
205		0.000	0.000	109.401	-0.30
10	Плисків	0.000	0.000	109.398	-0.30
11	Липовець	0.000	0.000	109.589	-0.23
206		0.000	0.000	109.627	-0.21
12	Степанівка	0.000	0.000	109.889	-0.07
207		0.000	0.000	109.934	-0.04
13	Оленівка	0.000	0.000	109.911	-0.05
200	ВП ПС-750	-15.920	-4.081	110.000	0.00
208		0.000	0.000	109.890	-0.04
14	Турбів	0.000	0.000	109.461	-0.20
501	нова 1	0.000	0.000	109.558	-0.32
502	нова 2	0.000	0.000	109.299	-0.40
503	нова 3	0.000	0.000	109.153	-0.42
504	сес	0.000	0.000	109.481	-0.17
221		0.000	0.000	36.307	-1.03
291		0.000	0.000	107.714	-1.59
311		4.500	2.500	10.219	-2.35
211		0.000	0.000	108.245	-1.28
231		2.200	1.100	10.346	-1.26
241		0.000	0.000	108.462	-1.03
251		0.000	0.000	36.307	-1.03
261		2.200	1.100	10.346	-1.26
271		0.000	0.000	36.061	-1.59
281		4.500	2.500	10.219	-2.35
301		0.000	0.000	36.061	-1.59
321		0.000	0.000	108.571	-1.26
331		0.000	0.000	36.348	-1.26
341		2.500	1.200	10.379	-1.25
351		0.000	0.000	108.571	-1.26
361		0.000	0.000	36.348	-1.26
371		2.500	1.200	10.379	-1.25

381	0.000	0.000	107.839	-1.43
391	0.000	0.000	36.103	-1.43
401	5.900	3.300	10.246	-2.05
411	0.000	0.000	107.839	-1.43
421	0.000	0.000	36.103	-1.43
431	5.900	3.300	10.246	-2.05
441	1.500	0.700	10.319	-1.48
451	2.000	1.000	10.320	-1.37
461	0.000	0.000	108.413	-1.22
471	0.000	0.000	36.295	-1.22
481	1.600	0.900	10.295	-1.85
491	1.100	0.600	10.343	-1.38
511	0.000	0.000	108.025	-1.46
521	0.000	0.000	36.165	-1.46
531	1.700	0.900	10.257	-2.13
541	0.000	0.000	107.889	-1.45
551	0.000	0.000	36.120	-1.45
561	1.700	1.000	10.237	-2.13
571	0.900	0.600	10.334	-1.22
581	0.000	0.000	108.683	-1.18
591	0.000	0.000	36.385	-1.18
601	2.200	1.000	10.390	-1.17
611	1.000	0.500	10.399	-1.09
621	1.000	0.500	10.401	-1.07
631	0.000	0.000	108.683	-0.94
641	0.000	0.000	36.374	-0.93
651	1.600	0.800	10.372	-1.09
661	0.000	0.000	108.509	-1.11
671	0.000	0.000	36.374	-0.93
681	1.600	0.800	10.372	-1.09
691	0.000	0.000	107.714	-1.59
501101	3.800	2.100	10.713	-1.63
501102	0.000	-6.300	10.713	-1.63
502101	2.800	1.400	10.295	-1.85
502102	0.000	0.000	10.296	-1.85
503101	3.500	1.700	10.322	-1.57
503102	0.000	0.000	10.322	-1.57
504101	-5.000	0.000	10.493	2.46
504102	0.000	0.000	10.492	2.46

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	16.470	6.097	16.438	6.026	0.032	0.071	0.092	0.343
202	3	0.964	-2.139	0.964	-2.139	0.000	0.000	0.012	-0.000
3	201	-4.091	-4.989	-4.091	-4.989	0.000	0.000	-0.034	-0.000
201	501	8.787	0.157	8.779	0.135	0.008	0.021	0.046	0.101
501	502	4.944	4.347	4.938	4.331	0.006	0.017	0.035	0.260
502	503	2.114	3.119	2.112	3.114	0.002	0.005	0.020	0.147
503	2	-1.418	1.456	-1.419	1.456	0.000	0.001	-0.011	0.022
2	14	-7.590	-0.932	-7.610	-0.961	0.020	0.029	-0.040	-0.333
14	208	-5.896	-2.232	-5.913	-2.257	0.017	0.025	-0.033	-0.429
208	200	-5.913	-1.864	-5.917	-1.870	0.004	0.006	-0.033	-0.110
504	504101	-2.491	0.114	-2.498	-0.001	0.008	0.114	-0.013	-0.119
504101	504102	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.137	0.000
504	504102	-2.491	0.115	-2.498	0.001	0.008	0.114	-0.013	-0.117
14	631	1.098	0.565	1.097	0.547	0.001	0.018	0.007	0.792
631	641	0.695	0.250	0.694	0.250	0.000	0.000	0.004	0.034
641	671	0.694	0.250	0.694	0.250	0.000	0.000	0.012	0.000
661	671	-0.694	-0.247	-0.694	-0.250	0.000	0.002	-0.004	-0.146
14	661	2.105	1.099	2.104	1.057	0.001	0.043	0.013	0.972
661	681	2.798	1.304	2.796	1.304	0.002	0.000	0.016	0.069
681	651	1.197	0.504	1.197	0.504	0.000	0.000	0.072	0.000
631	651	0.403	0.297	0.402	0.295	0.000	0.002	0.003	0.250
2	201	-3.420	-1.834	-3.429	-1.856	0.010	0.021	-0.020	-0.530
2	1	0.527	-0.333	0.527	-0.333	0.000	0.000	0.003	-0.002
1	100	-3.929	-1.976	-3.944	-2.009	0.015	0.032	-0.023	-0.692
100	209	-3.944	-1.084	-3.945	-1.085	0.000	0.001	-0.021	-0.015
209	200	-3.945	-0.802	-3.949	-0.810	0.004	0.008	-0.021	-0.163
241	261	1.406	0.867	1.406	0.859	0.000	0.008	0.009	0.302
261	231	-0.793	-0.241	-0.793	-0.241	0.000	0.000	-0.046	-0.000
211	231	2.994	1.340	2.992	1.340	0.002	0.000	0.017	0.074
211	221	-0.973	-0.360	-0.973	-0.365	0.000	0.005	-0.006	-0.214
221	251	-0.973	-0.365	-0.973	-0.365	0.000	0.000	-0.016	-0.000
241	251	0.973	0.365	0.973	0.365	0.000	0.000	0.006	0.013
1	241	2.380	1.265	2.379	1.231	0.001	0.034	0.014	0.685
1	211	2.023	1.019	2.021	0.980	0.001	0.039	0.012	0.912

503	503101	1.751	0.895	1.749	0.850	0.002	0.045	0.010	1.279
503101	503102	-1.749	-0.849	-1.749	-0.849	0.000	0.000	-0.109	-0.000
503	503102	1.752	0.894	1.749	0.849	0.002	0.045	0.010	1.277
502	502101	1.402	0.746	1.399	0.700	0.003	0.046	0.008	1.713
502101	502102	-1.399	-0.699	-1.399	-0.699	0.000	0.000	-0.088	-0.000
502	502102	1.402	0.746	1.399	0.699	0.003	0.046	0.008	1.712
501	501101	1.902	-2.009	1.897	-2.098	0.005	0.088	0.015	-2.401
501101	501102	-1.900	-4.196	-1.900	-4.196	0.000	0.000	-0.248	-0.000
501	501102	1.905	-2.011	1.900	-2.100	0.005	0.088	0.015	-2.402
201	300	-16.308	-5.954	-16.339	-6.024	0.032	0.070	-0.091	-0.342
200	207	6.054	1.400	6.051	1.396	0.003	0.005	0.033	0.066
207	12	5.040	1.142	5.039	1.139	0.002	0.003	0.027	0.045
12	206	4.028	0.997	4.021	0.984	0.007	0.013	0.022	0.263
206	11	4.021	1.411	4.020	1.409	0.001	0.001	0.022	0.037
11	205	1.793	0.683	1.790	0.679	0.002	0.003	0.010	0.189
205	9	0.880	0.645	0.879	0.645	0.000	0.000	0.006	0.052
9	8	-2.563	-1.155	-2.566	-1.159	0.003	0.004	-0.015	-0.183
8	204	-3.677	-1.311	-3.681	-1.318	0.003	0.007	-0.021	-0.157
204	7	-3.681	-1.015	-3.682	-1.017	0.001	0.001	-0.020	-0.034
7	203	-5.303	-2.005	-5.305	-2.007	0.002	0.003	-0.030	-0.054
203	300	-5.305	-1.694	-5.311	-1.709	0.007	0.015	-0.029	-0.224
202	4	15.473	8.504	15.418	8.382	0.055	0.122	0.093	0.671
3	321	2.502	1.259	2.500	1.199	0.002	0.059	0.015	1.113
321	341	2.500	1.199	2.498	1.199	0.002	0.000	0.015	0.062
3	351	2.502	1.259	2.500	1.199	0.002	0.059	0.015	1.113
351	361	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
351	371	2.500	1.199	2.498	1.199	0.002	0.000	0.015	0.062
4	5	3.536	1.217	3.534	1.213	0.002	0.004	0.020	0.081
5	6	2.019	0.840	2.018	0.838	0.001	0.003	0.012	0.113
2	691	4.504	2.707	4.501	2.578	0.003	0.128	0.028	1.455
691	271	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
691	281	4.501	2.578	4.497	2.498	0.003	0.079	0.028	0.924
2	291	4.504	2.707	4.501	2.578	0.003	0.128	0.028	1.455
291	301	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
291	311	4.501	2.578	4.497	2.498	0.003	0.079	0.028	0.924
207	13	1.011	0.480	1.011	0.480	0.000	0.000	0.006	0.023
13	621	1.001	0.523	0.999	0.500	0.002	0.023	0.006	1.185
6	451	2.001	1.037	1.999	0.999	0.002	0.037	0.012	0.923
12	611	1.001	0.523	0.999	0.500	0.002	0.023	0.006	1.185
5	441	1.501	0.732	1.499	0.700	0.002	0.033	0.009	1.056
4	381	5.903	3.522	5.900	3.383	0.003	0.138	0.036	1.182
11	581	2.201	1.044	2.200	0.999	0.001	0.045	0.013	0.929
581	601	2.200	0.999	2.199	0.999	0.001	0.000	0.013	0.054
581	591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
381	391	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
205	10	0.911	0.673	0.911	0.673	0.000	0.000	0.006	0.003
10	571	0.901	0.622	0.899	0.600	0.001	0.022	0.006	1.383
381	401	5.900	3.383	5.896	3.298	0.003	0.085	0.036	0.748
9	541	1.703	1.076	1.701	1.027	0.002	0.048	0.011	1.493
541	551	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
541	561	1.701	1.027	1.699	0.999	0.002	0.028	0.011	0.903
9	511	1.702	0.972	1.701	0.926	0.002	0.046	0.010	1.358
511	521	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
511	531	1.701	0.926	1.699	0.899	0.002	0.026	0.010	0.824
321	331	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	411	5.903	3.522	5.900	3.383	0.003	0.138	0.036	1.182
14	504	-4.961	0.117	-4.962	0.115	0.001	0.003	-0.026	-0.020
411	421	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
411	431	5.900	3.383	5.896	3.298	0.003	0.085	0.036	0.748
7	461	1.602	0.965	1.601	0.923	0.002	0.041	0.010	1.333
461	481	1.601	0.923	1.599	0.899	0.002	0.024	0.010	0.808
461	471	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	491	1.101	0.629	1.099	0.600	0.002	0.029	0.007	1.424

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ
ЕМ

ОБРИВ ЛІНІЇ 3-501

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 29.598 МВт / 160.036 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 29.300 МВт / 158.220 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.143 МВт / 0.875 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.143 МВт / 0.875 млн.кВт*г

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

Втрати нав. в трансформаторах: 0.154 МВт / 0.941 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.154 МВт / 0.941 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "Нова": 0.298 МВт / 1.816 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
201		0.000	0.000	113.902	-0.36
3	Сигнал	0.000	0.000	113.901	-0.36
501	нова 1	0.000	0.000	108.955	-2.46
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	110.129	-1.56
503	нова 3	0.000	0.000	109.618	-1.87
14	Турбів	0.000	0.000	111.711	-0.96
504	сес	0.000	0.000	111.730	-0.93
502	нова 2	0.000	0.000	109.150	-2.22
501101		11.000	6.230	10.366	-6.17
501102		0.000	-6.300	10.367	-6.17
502101		8.200	4.200	9.927	-6.64
502102		0.000	0.000	9.927	-6.64
503101		10.100	4.890	10.125	-5.25
503102		0.000	0.000	10.125	-5.25
504101		-5.000	0.000	10.708	1.59
504102		0.000	0.000	10.708	1.59

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
3	201	-18.620	-11.600	-18.620	-11.600	0.000	0.000	-0.111	-0.001
201	501	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	503	29.641	11.331	29.565	11.116	0.076	0.214	0.166	0.529
14	504	-4.961	0.103	-4.962	0.101	0.001	0.003	-0.026	-0.020
502	501	11.078	0.656	11.061	0.608	0.017	0.048	0.059	0.213
503	502	19.400	5.582	19.350	5.442	0.050	0.140	0.106	0.492
501	501101	5.514	0.325	5.494	-0.033	0.020	0.356	0.029	1.103
501	501102	5.519	0.320	5.499	-0.037	0.020	0.356	0.029	1.098
501101	501102	-5.499	-6.259	-5.499	-6.259	0.000	0.000	-0.463	-0.000
502	502101	4.126	2.534	4.097	2.100	0.029	0.432	0.026	5.980
502	502102	4.127	2.532	4.098	2.098	0.029	0.432	0.026	5.976
502101	502102	-4.098	-2.098	-4.098	-2.098	0.000	0.000	-0.267	-0.000
503	503101	5.068	2.835	5.046	2.445	0.021	0.388	0.031	4.150
503	503102	5.070	2.831	5.048	2.441	0.021	0.388	0.031	4.145
503101	503102	-5.048	-2.441	-5.048	-2.441	0.000	0.000	-0.319	-0.000
504	504101	-2.491	0.109	-2.498	-0.001	0.007	0.109	-0.013	-0.192
504	504102	-2.491	0.110	-2.498	0.001	0.007	0.109	-0.013	-0.189
504101	504102	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.134	0.000

ОБРИВ ЛІНІЇ 2-503

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 29.613 МВт / 160.128 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 29.300 МВт / 158.220 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.167 МВт / 1.020 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.167 МВт / 1.020 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.146 МВт / 0.888 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.146 МВт / 0.888 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "Нова": 0.313 МВт / 1.908 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
201		0.000	0.000	113.743	-0.45
3	Сигнал	0.000	0.000	113.743	-0.45
501	нова 1	0.000	0.000	113.104	-0.84
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	111.712	-0.91
503	нова 3	0.000	0.000	112.061	-1.30
14	Турбів	0.000	0.000	112.699	-0.57
504	сес	0.000	0.000	112.719	-0.54
502	нова 2	0.000	0.000	112.402	-1.15
501101		11.000	6.230	10.767	-4.28
501102		0.000	-6.300	10.767	-4.28
502101		8.200	4.200	10.256	-5.30
502102		0.000	0.000	10.256	-5.30
503101		10.100	4.890	10.367	-4.52
503102		0.000	0.000	10.368	-4.52
504101		-5.000	0.000	10.802	1.94
504102		0.000	0.000	10.802	1.94

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
3	201	-9.963	-9.218	-9.963	-9.218	0.000	0.000	-0.069	-0.000
201	501	29.661	11.189	29.568	10.928	0.092	0.260	0.161	0.648
2	503	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	504	-4.961	0.097	-4.961	0.095	0.001	0.002	-0.025	-0.020
501	502	18.508	10.540	18.450	10.375	0.058	0.164	0.109	0.713
502	503	10.180	5.661	10.164	5.617	0.016	0.044	0.060	0.347
501	501101	5.513	0.299	5.494	-0.033	0.018	0.330	0.028	0.839
501	501102	5.518	0.294	5.499	-0.037	0.018	0.330	0.028	0.835
501101	501102	-5.499	-6.259	-5.499	-6.259	0.000	0.000	-0.446	-0.000
502	502101	4.124	2.506	4.097	2.100	0.027	0.405	0.025	5.610
502	502102	4.125	2.504	4.098	2.098	0.027	0.405	0.025	5.607
502101	502102	-4.098	-2.098	-4.098	-2.098	0.000	0.000	-0.259	-0.000
503	503101	5.067	2.817	5.046	2.445	0.020	0.370	0.030	3.978
503	503102	5.069	2.813	5.048	2.441	0.020	0.370	0.030	3.973
503101	503102	-5.048	-2.441	-5.048	-2.441	0.000	0.000	-0.312	-0.000
504	504101	-2.491	0.107	-2.498	-0.001	0.007	0.108	-0.013	-0.160
504	504102	-2.491	0.109	-2.498	0.001	0.007	0.107	-0.013	-0.158
504101	504102	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.133	0.000

ПОШКОДЖЕННЯ ОДНОГО ЛАНЦЮГА ЛІНІЇ 14-504

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 29.603 МВт / 160.069 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 29.300 МВт / 158.220 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.157 МВт / 0.959 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.157 МВт / 0.959 млн.кВт*г

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

Втрати нав. в трансформаторах: 0.146 МВт / 0.890 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.146 МВт / 0.890 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "Нова": 0.303 МВт / 1.849 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
201		0.000	0.000	113.730	-0.44
3	Сигнал	0.000	0.000	113.730	-0.44
501	нова 1	0.000	0.000	113.034	-0.77
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	111.792	-1.03
503	нова 3	0.000	0.000	111.839	-1.07
14	Турбів	0.000	0.000	112.739	-0.64
504	сес	0.000	0.000	112.775	-0.58
502	нова 2	0.000	0.000	112.252	-0.99
501101		11.000	6.230	10.760	-4.21
501102		0.000	-6.300	10.761	-4.21
502101		8.200	4.200	10.241	-5.16
502102		0.000	0.000	10.241	-5.16
503101		10.100	4.890	10.345	-4.31
503102		0.000	0.000	10.346	-4.31
504101		-5.000	0.000	10.808	1.90
504102		0.000	0.000	10.807	1.90

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
3	201	-10.764	-8.344	-10.764	-8.344	0.000	0.000	-0.069	-0.000
201	501	26.804	14.104	26.719	13.866	0.084	0.237	0.153	0.703
503	2	-2.845	3.067	-2.846	3.064	0.001	0.004	-0.022	0.046
14	504	-4.960	0.226	-4.961	0.221	0.002	0.005	-0.025	-0.036
501	502	15.659	13.477	15.604	13.322	0.055	0.155	0.105	0.789
502	503	7.334	8.605	7.319	8.563	0.015	0.042	0.058	0.416
501	501101	5.513	0.299	5.494	-0.033	0.018	0.330	0.028	0.832
501	501102	5.518	0.295	5.499	-0.037	0.018	0.331	0.028	0.827
501101	501102	-5.499	-6.259	-5.499	-6.259	0.000	0.000	-0.446	-0.000
502	502101	4.124	2.507	4.097	2.100	0.027	0.406	0.025	5.600
502	502102	4.125	2.505	4.098	2.098	0.027	0.406	0.025	5.596
502101	502102	-4.098	-2.098	-4.098	-2.098	0.000	0.000	-0.259	-0.000
503	503101	5.067	2.819	5.046	2.445	0.021	0.372	0.030	3.964
503	503102	5.069	2.815	5.048	2.441	0.021	0.372	0.030	3.959
503101	503102	-5.048	-2.441	-5.048	-2.441	0.000	0.000	-0.312	-0.000
504	504101	-2.491	0.107	-2.498	-0.001	0.007	0.107	-0.013	-0.164
504	504102	-2.491	0.108	-2.498	0.001	0.007	0.107	-0.013	-0.162
504101	504102	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.133	0.000

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 29.603 МВт / 160.069 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 29.300 МВт / 158.220 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.157 МВт / 0.959 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.157 МВт / 0.959 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.146 МВт / 0.890 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.146 МВт / 0.890 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "Нова": 0.303 МВт / 1.849 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
201		0.000	0.000	113.730	-0.44
3	Сигнал	0.000	0.000	113.730	-0.44
501	нова 1	0.000	0.000	113.034	-0.77
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	111.792	-1.03
503	нова 3	0.000	0.000	111.839	-1.07
14	Турбів	0.000	0.000	112.739	-0.64
504	сес	0.000	0.000	112.775	-0.58
502	нова 2	0.000	0.000	112.252	-0.99
501101		11.000	6.230	10.760	-4.21
501102		0.000	-6.300	10.761	-4.21
502101		8.200	4.200	10.241	-5.16
502102		0.000	0.000	10.241	-5.16
503101		10.100	4.890	10.345	-4.31
503102		0.000	0.000	10.346	-4.31
504101		-5.000	0.000	10.808	1.90
504102		0.000	0.000	10.807	1.90

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	P _п , МВт	Q _п , МВАр	P _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	201	-10.764	-8.344	-10.764	-8.344	0.000	0.000	-0.069	-0.000
201	501	26.804	14.104	26.719	13.866	0.084	0.237	0.153	0.703
503	2	-2.845	3.067	-2.846	3.064	0.001	0.004	-0.022	0.046
14	504	-4.960	0.226	-4.961	0.221	0.002	0.005	-0.025	-0.036
501	502	15.659	13.477	15.604	13.322	0.055	0.155	0.105	0.789
502	503	7.334	8.605	7.319	8.563	0.015	0.042	0.058	0.416
501	501101	5.513	0.299	5.494	-0.033	0.018	0.330	0.028	0.832
501	501102	5.518	0.295	5.499	-0.037	0.018	0.331	0.028	0.827
501101	501102	-5.499	-6.259	-5.499	-6.259	0.000	0.000	-0.446	-0.000
502	502101	4.124	2.507	4.097	2.100	0.027	0.406	0.025	5.600
502	502102	4.125	2.505	4.098	2.098	0.027	0.406	0.025	5.596
502101	502102	-4.098	-2.098	-4.098	-2.098	0.000	0.000	-0.259	-0.000
503	503101	5.067	2.819	5.046	2.445	0.021	0.372	0.030	3.964
503	503102	5.069	2.815	5.048	2.441	0.021	0.372	0.030	3.959
503101	503102	-5.048	-2.441	-5.048	-2.441	0.000	0.000	-0.312	-0.000
504	504101	-2.491	0.107	-2.498	-0.001	0.007	0.107	-0.013	-0.164
504	504102	-2.491	0.108	-2.498	0.001	0.007	0.107	-0.013	-0.162
504101	504102	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.133	0.000

ДОДАТОК Е

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 29.603 МВт / 160.069 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 29.300 МВт / 158.220 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.157 МВт / 0.959 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.157 МВт / 0.959 млн.кВт*г

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

Втрати нав. в трансформаторах: 0.146 МВт / 0.890 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.146 МВт / 0.890 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "Нова": 0.303 МВт / 1.849 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
201		0.000	0.000	113.730	-0.44
3	Сигнал	0.000	0.000	113.730	-0.44
501	нова 1	0.000	0.000	113.034	-0.77
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	111.792	-1.03
503	нова 3	0.000	0.000	111.839	-1.07
14	ТУРБІВ	0.000	0.000	112.739	-0.64
504	сес	0.000	0.000	112.775	-0.58
502	нова 2	0.000	0.000	112.252	-0.99
501101		11.000	6.230	10.447	-4.21
501102		0.000	-6.300	10.448	-4.21
502101		8.200	4.200	10.397	-5.16
502102		0.000	0.000	10.397	-5.16
503101		10.100	4.890	10.503	-4.31
503102		0.000	0.000	10.504	-4.31
504101		-5.000	0.000	10.494	1.90
504102		0.000	0.000	10.493	1.90

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
3	201	-10.764	-8.344	-10.764	-8.344	0.000	0.000	-0.069	-0.000
201	501	26.804	14.104	26.719	13.866	0.084	0.237	0.153	0.703
503	2	-2.845	3.067	-2.846	3.064	0.001	0.004	-0.022	0.046
14	504	-4.960	0.226	-4.961	0.221	0.002	0.005	-0.025	-0.036
501	502	15.659	13.477	15.604	13.322	0.055	0.155	0.105	0.789
502	503	7.334	8.605	7.319	8.563	0.015	0.042	0.058	0.416
501	501101	5.513	0.299	5.494	-0.032	0.018	0.330	0.028	0.832
501	501102	5.518	0.294	5.499	-0.038	0.018	0.331	0.028	0.827
501101	501102	-5.499	-6.258	-5.499	-6.258	0.000	0.000	-0.460	-0.000
502	502101	4.124	2.507	4.097	2.100	0.027	0.406	0.025	5.600
502	502102	4.125	2.505	4.098	2.098	0.027	0.406	0.025	5.596
502101	502102	-4.098	-2.098	-4.098	-2.098	0.000	0.000	-0.255	-0.000
503	503101	5.067	2.819	5.046	2.445	0.021	0.372	0.030	3.964
503	503102	5.069	2.815	5.048	2.441	0.021	0.372	0.030	3.959
503101	503102	-5.048	-2.441	-5.048	-2.441	0.000	0.000	-0.308	-0.000
504	504101	-2.491	0.107	-2.498	-0.001	0.007	0.107	-0.013	-0.164
504	504102	-2.491	0.108	-2.498	0.001	0.007	0.107	-0.013	-0.162
504101	504102	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.137	0.000

ДОДАТОК К

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.

Дослідження безпеки роботи приладів на оперативному пункті управління ВРУ 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, $l_T = 1,6$ 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:

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

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

Визначаємо коефіцієнт безпеки:

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

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

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

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

Оскільки $K_{б.г} < 40$ 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.

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

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

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

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

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, виготовленій із сталі, використання додаткового екранування не вимагається.

Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей. Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРУ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРУ – 110кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії [22].

Площа захисного пристрою становить $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити $h_x = 13 \text{ м}$; висота блискавковідводу $h = 21 \text{ м}$.

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною $L_1 = 35$ м. і шириною $L_2 = 11,1$ м. рисунок 7.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

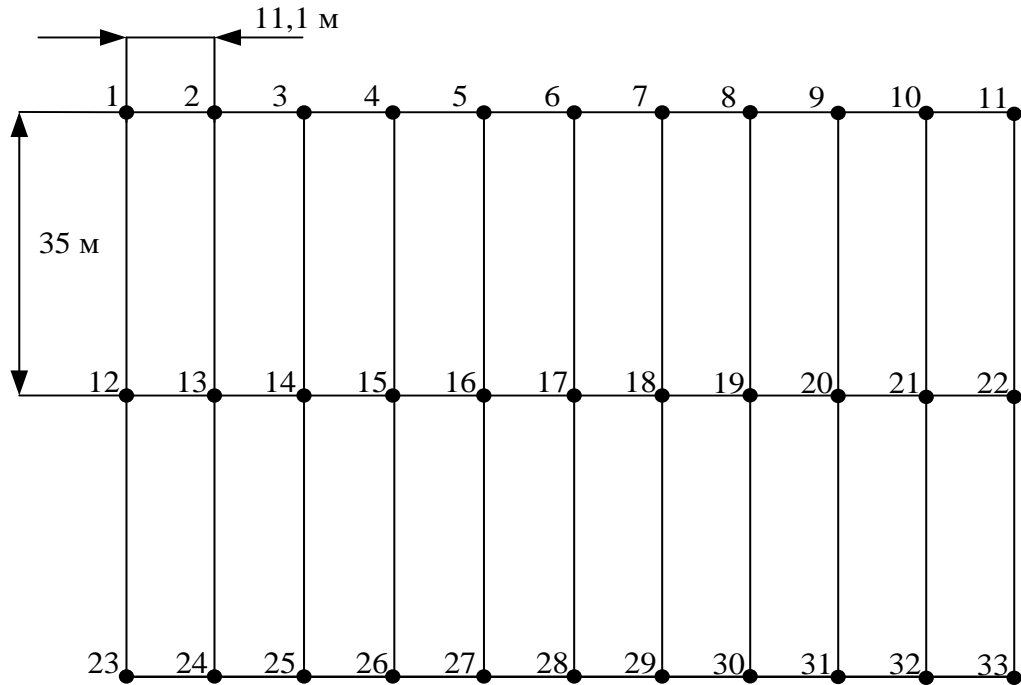


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу $h \leq 60$ м;
- r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

- b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту [22].

$$h_x = 13 \text{ (м)}; h = 21 \text{ (м)}; L_1 = 35 \text{ (м)}; L_2 = 11,1 \text{ (м)}; L_3 = 36,717 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (м)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7 \text{ (м)}.$$

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

	L_1 , м	L_2 , м	L_3 , м
r_x , м	7,125	7,125	7,125
h_0 , м	18,614	20,76	18,379
b_x , м	7	13,35	6,387

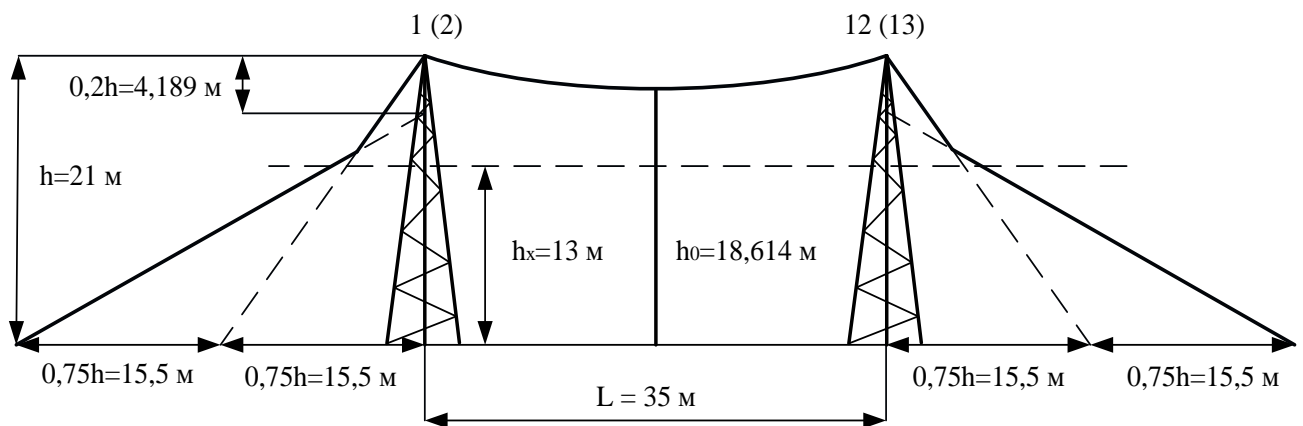


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

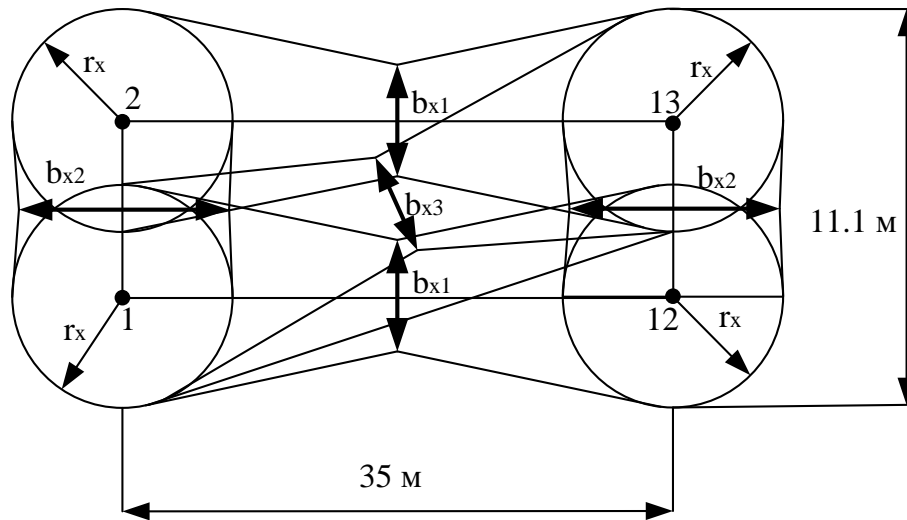


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

Також в даному розділі було досліджено безпеку роботи фрагменту 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.

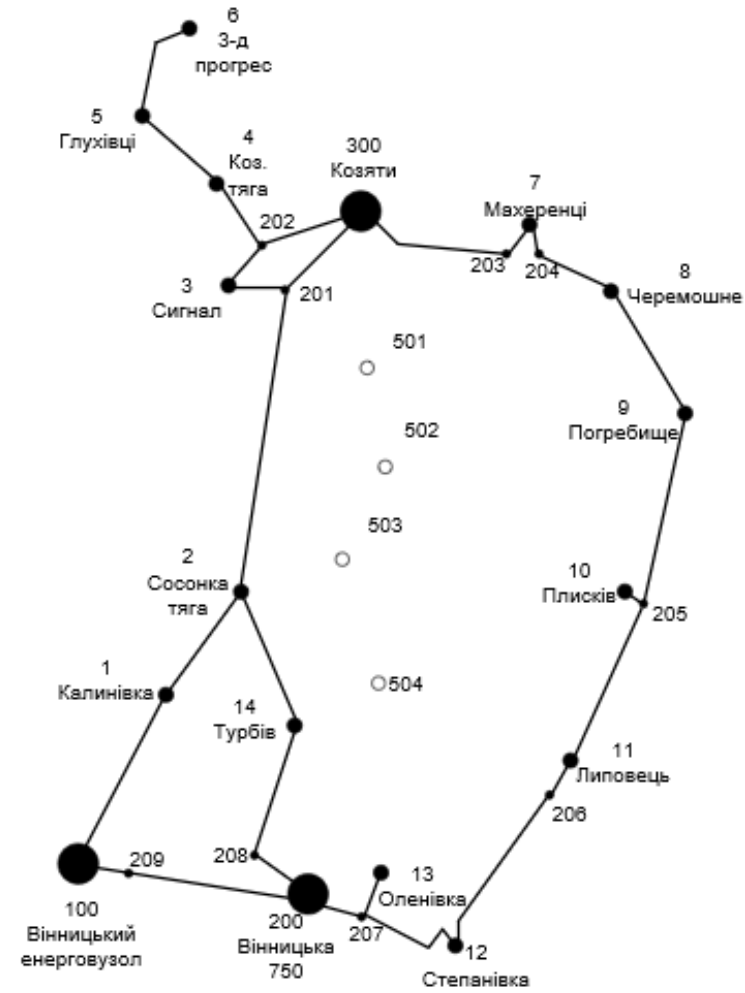
ДОДАТОК Л

(обов'язковий)

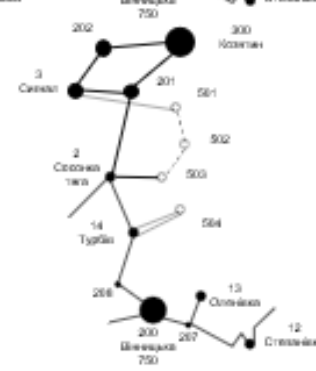
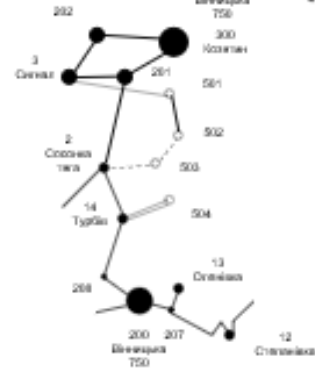
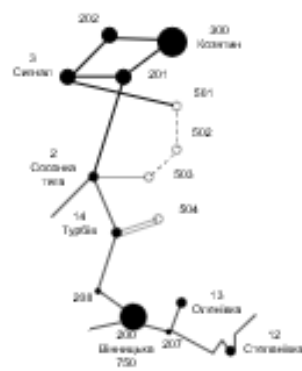
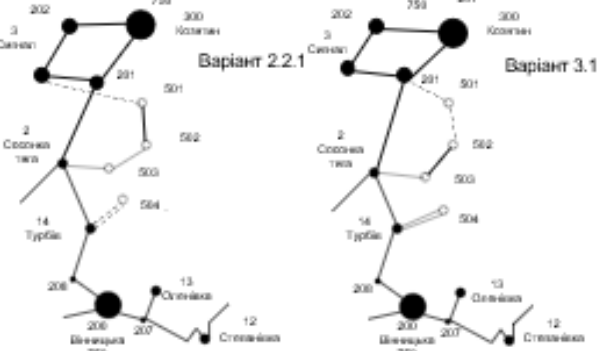
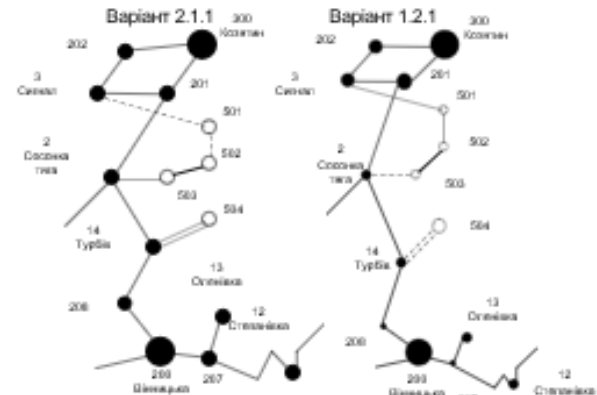
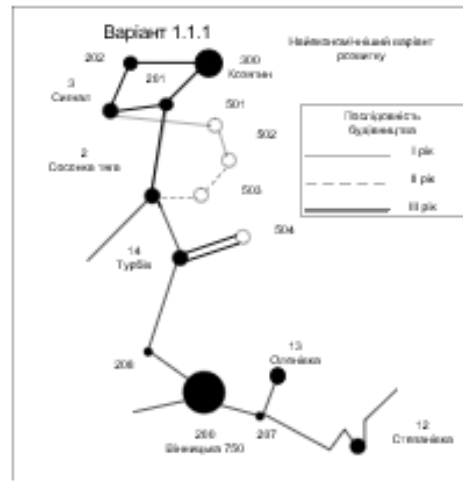
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ. 2. РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення



Варіанти розвитку існуючої мережі



Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,9
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	162154
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	300643,5
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	14,2
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,7
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,1
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	45674
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	35550

