

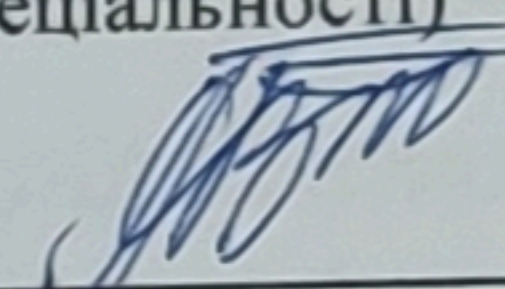
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

**«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням пристроїв
заземлення будівель»**

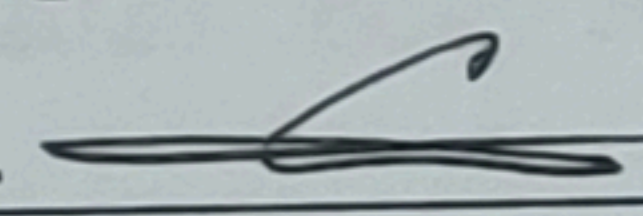
Виконав: студент 2-го курсу, групи
ЕСМ-21м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи
і мережі»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Зелінська А.В. 

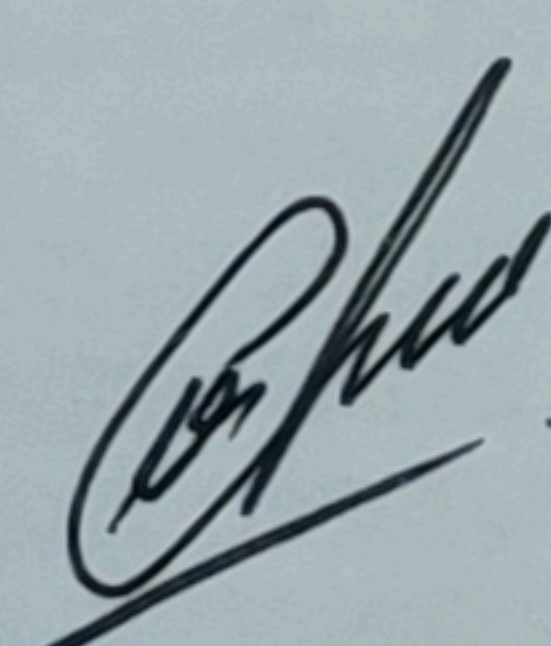
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Собчук Н. В. 

(прізвище та ініціали)

« 05 » 20 грудня 2023

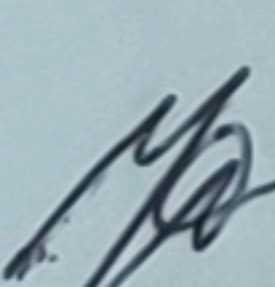
Опонент 

доц. каф. ЕССЕУ, Ph. D.

Кодога І.В.
(прізвище та ініціали)

« 11 » 20 грудня 2023

Допущено до захисту

 Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 04 » 2 грудня 2023

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Зелінська А.В. «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням пристроїв заземлення будівель». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ, 2023. – 86 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 20 назв; рис.: 19; табл. 25.

В рамках магістерської кваліфікаційної роботи розроблена схема розвитку електричної системи. За допомогою програмних комплексів було здійснено попередній розрахунок мережі. Проаналізовано результати розрахунків існуючих і проєктованих мереж, розраховано показники надійності та економічності та, на основі цього, було обрано найоптимальніше рішення. Проведено аналіз основних характеристик контурів заземлення.

Ключові слова: електрична мережа, розподільчий пристрій, батарея конденсаторів, трансформатор РПН, заземлюючий пристрій.

ANNOTATION

UDC 621.316.3

Zelinska A.V. «Development of a fragment of the electrical network with the study of building grounding devices». Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU, 2023. – 86 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 20 titles; Fig.: 19; table 25.

As part of the master's qualification work, a development scheme of the electrical system was developed. The preliminary calculation of the network was carried out with the help of software complexes. The results of calculations of existing and planned networks were analyzed, reliability and cost-effectiveness indicators were calculated, and based on this, the most optimal solution was chosen. An analysis of the main characteristics of grounding contours was carried out.

Key words: electrical network, distribution device, capacitor bank, tap-changer transformer, grounding device.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ	9
1.1 Розрахунок прогнозу навантажень.....	9
1.2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі	10
1.2.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	12
1.3 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми.....	13
1.3.1 Алгоритм використання симплекс-методу.....	17
1.3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі	22
1.3.2.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі.....	23
1.3.3 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі	26
1.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	28
1.5 Схеми розподільчих пристроїв споживальних підстанцій	30
1.6 Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку	37
1.7 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку.....	39
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОНТУРІВ ЗАЗЕМЛЕННЯ	44
2.1 Призначення. Опір заземлювальних пристроїв	44
2.2 Заземлювальні пристрої на підстанціях та лініях електропередач.....	52
РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	59
3.1 Постановка задачі.....	59
3.2 Розрахунок заземлюючого пристрою	60
РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	64
ВИСНОВКИ.....	83
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	85
ДОДАТКИ	87

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

ПЗ – пояснювальна записка;

ВН – висока напруга;

НН – низька напруга;

ЛЕП – лінія електропередач;

ПС – підстанція;

ЕМ – електрична мережа;

РП – розподільчий пристрій;

РУ – розподільча установка (розподільчий пристрій);

РПН – регулювання напруги під навантаженням;

ДБН – Державні будівельні норми;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ДСТУ – Державний стандарт України.

ВСТУП

Актуальність теми. Зростання обсягів виробництва, розвиток індустрії та впровадження новітніх технологій в усі сфери життя супроводжується збільшенням навантаження на електромережі. Забезпечення надійності та стійкості цих мереж стає завданням першочергового значення.

Питання заземлення, яке розглядається в рамках безпеки та надійності електричних систем, набуває особливої актуальності у світлі розширення технологічних галузей промисловості та підвищення вимог до безпеки промислових об'єктів. Використання захисного заземлення, як ефективного заходу безпеки як в електричних мережах низької, так і високої напруги, стає вирішальним, особливо враховуючи жорсткі вимоги до надійності та безпеки енергосистем.

Розгляд основоположних принципів забезпечення безпечних умов праці, встановлення пристроїв блискавкозахисту та проведення ремонтних робіт під час експлуатації об'єктів підкреслює актуальність теми в контексті сучасних стандартів охорони праці та техніки безпеки.

Проектування та розвиток електромереж вимагає комплексного підходу та контролю всіх аспектів. Такий підхід враховує технічну та економічну доцільність мережі, забезпечуючи високий рівень роботи та ефективне управління, таким чином гарантуючи мінімізацію витрат.

Врахування нелінійного динамічного програмування та використання автоматизованих систем проектування для оптимізації організації процесу проектування стає ключовим аспектом, особливо на тлі швидкої інтеграції передових технологій в енергетичний сектор.

Розвиток сегмента електричної мережі та дослідження заземлюючих пристроїв будівель є невідкладним завданням. Це відповідає вимогам сучасних енергетичних стандартів, техніко-економічного обґрунтування, безпеки праці та вимогам забезпечення надійності та безпеки електроустаткування.

Зв'язок даної роботи з темами, планами, науковими програмами. У магістерській кваліфікаційній роботі були враховані напрацювання наукових досліджень кафедри електричних станцій та систем ВНТУ.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є розвиток сегменту електричної мережі 110/35/10 кВ та аналіз заземлюючих установок.

Для досягнення поставленої мети в МКР, були досліджені наступні задачі:

- проведений аналіз, для передбачення майбутнього навантаження поточних споживачів протягом наступних п'яти років;
- проведена перевірка для оцінки потреби в заміні обладнання, зокрема модернізації трансформаторів на більш потужні;
- проведені розрахунки для визначення перерізів проводів;
- проаналізовано характеристика заземлюючих пристроїв.

Об'єктом дослідження МКР є: електричні мережі.

Предметом дослідження є: розвиток електричної мережі згідно до технічного завдання та дослідження використання пристроїв заземлення.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених задач використані симплекс-метод та метод динамічного програмування.

Практичне значення отриманих результатів. Результати магістерської кваліфікаційної роботи використовуються у ВНТУ на кафедрі «Електричні станції та системи».

Особистий внесок здобувача. Дані, отримані в результаті розв'язування задач, що входять до основного змісту МКР, отримані автором роботи під керівництвом к.т.н., доцента кафедри ЕСС Собчук Н.В.

РОЗДІЛ 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

1.1 Розрахунок прогнозу навантажень

Для заміни таблично-заданої функції $P_{\max}(T)$ скористаємось методом найменших квадратів, що дозволяє записати аналітичним виразом з найменшою похибкою залежності максимальної потужності від часу.

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

де a' , b' – числові коефіцієнти;

T – період прогнозу.

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

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

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

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

Після підстановки вхідних даних з табл. Б.2 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 876 \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1766714. \end{cases}$$

звідки $a' = -6267,43$; $b' = 3,1515$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 3,1515 \cdot T - 6267,43.$$

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

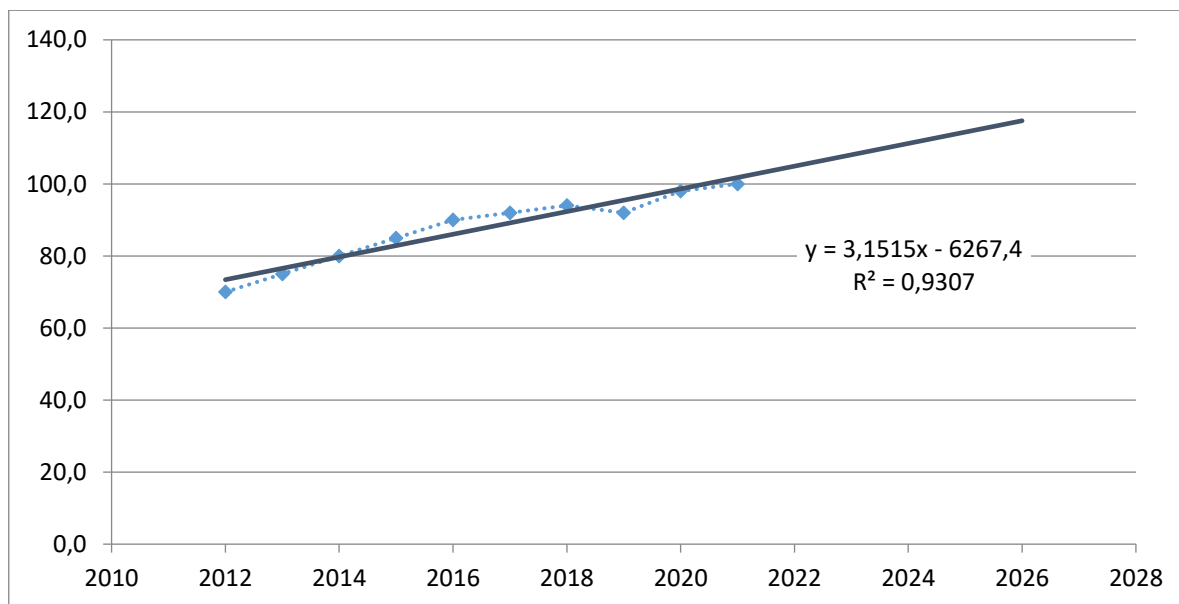


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Отже, проаналізувавши графік (рис. 1.1) видно, що з врахуванням прогнозу сумарного споживання на 2026-й рік збільшиться до 117,5 %, що на 17,5 % більше проектної потужності електричної мережі. Таким чином, щоб забезпечити надійність та якість електропостачання, потрібно вжити заходів, щоб перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі

Відповідно до розрахунків щодо максимального навантаження існуючої мережі, враховуючи прогноз, виявлено, що напруги в усіх вузлах відповідають встановленим обмеженням або можуть бути скориговані до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

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

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них [6, с. 97].

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

- в лініях електропередач – 64МВт;
- в трансформаторах – 1.1 МВт з них холостого ходу 0.6 МВт;
- навантажувальні 0.5 МВт.

Здійснено аналіз відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів, який вказує на те, що основне обладнання функціонує у режимах, економічно схожих на ті, що відображені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	407-7	7-408	8-9	9-10	13-12	15-14	14-13
Марка проводу	АС-150	АС-150	АС-120	АС-120	АС-150	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	450	450	390	390	450	450	450
Розрах. струм, А	141	127	92	74	23	114	97

В області, де планується розвиток електричних мереж, лінії електропередачі існуючої системи мають достатній резерв пропускної здатності для передачі електроенергії новим споживачам та відповідають встановленим рівням напруг у вузлах, як вказано в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	7	9	13	14
Напруга вузла, кВ	116,32	113	111,54	112,77

Аналіз результатів розрахунку максимального навантаження показує, що струмове навантаження ліній електропередачі 110 кВ (див. таблицю 1.1) є незначним порівняно з тривало допустимим струмом. Це створює можливість

без внесення конструктивних змін у існуючі мережі транспортувати додаткову електроенергію до нових споживачів.

Базуючись на обчислених рівнях напруги на шинах підстанції, розташованої в області 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 за допомогою симплекс-методу.

1.2.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

В області, де передбачається розвиток електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній резерв пропускної здатності для постачання електроенергії новим споживачам [10, с. 52].

З цієї причини, використовуючи розрахункові дані, ми передбачаємо вибір потенційних вузлів для можливого приєднання нових підстанцій.

Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол №7 – Степанівка з рівнем напруги 116,32 кВ; вузол № 9 – Іллінці з рівнем напруги 113 кВ; вузол № 13 – Гайсин з рівнем напруги 111,54 кВ; вузол № 14 – Лад. Хутора з рівнем напруги 112,77 кВ.

Після оцінки розташування нових підстанцій та їх близькості до існуючої мережі, був створений максимальний граф (рис. 1.2), на якому відображено всі можливі варіанти приєднання нових підстанцій.

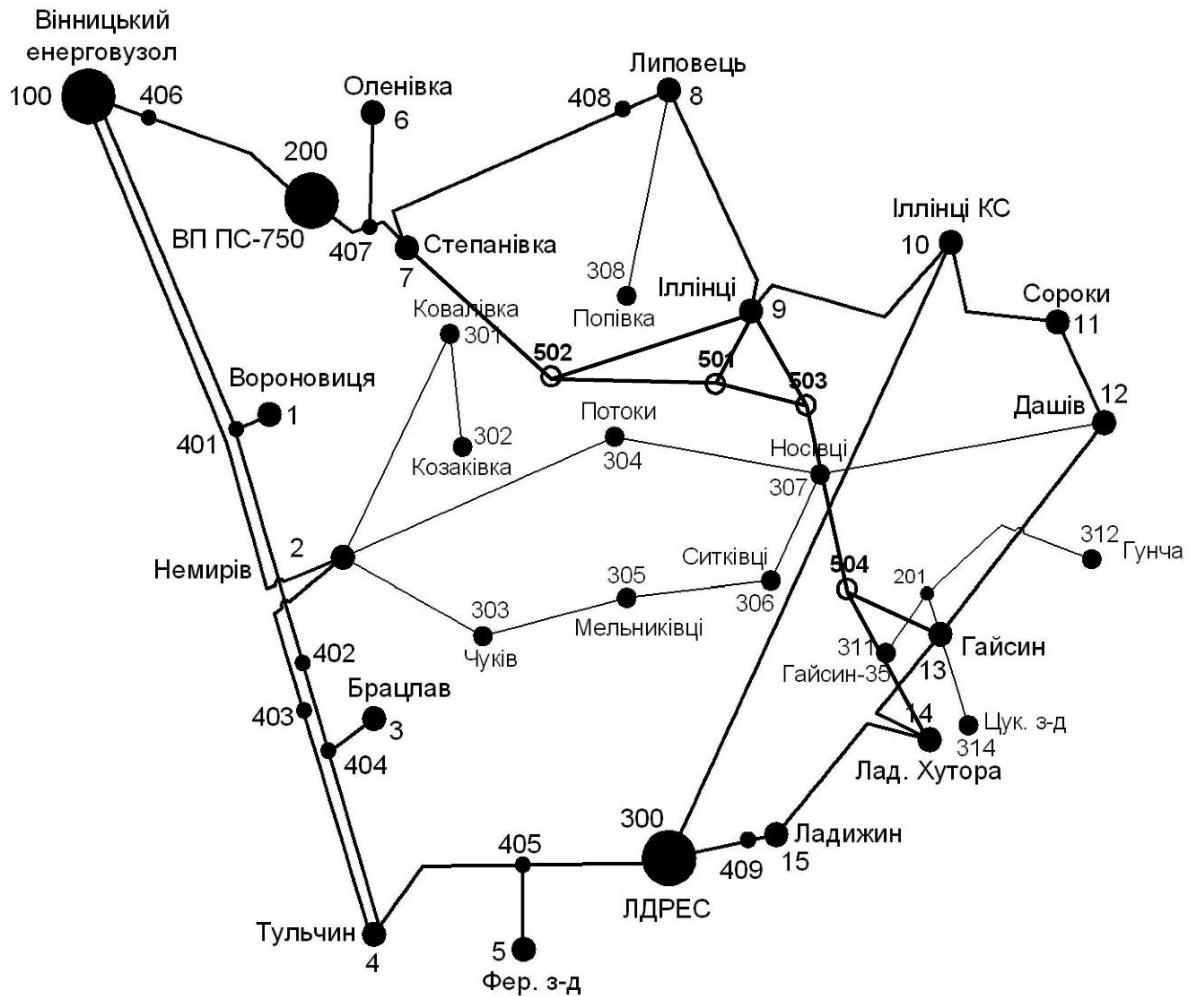


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

1.3 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Разом з тим мають виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги напруги мереж, але параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі одночасно є неможливим. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні

рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень [14, с. 35].

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

В загальному випадку залежності $V_i = f(P_i)$ нелінійні. Отже, функція мети, яка моделює процес розвитку електричної мережі, може бути виражена у вигляді нелінійної функції з лінійними та нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

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

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.4)$$

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$;

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

E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$);

α – коефіцієнт нормативних відрахувань;

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

l_i - довжина i -ї ЛЕП в км;

P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$B_i = (a'_i + b'_i \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (1.5)$$

де a'_i - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації);

b'_i - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

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

Згідно ПУЕ на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240 [15]. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \cdot \tau \cdot C_0}{U_n^2 \cdot (\cos \varphi)^2}, \quad (1.6)$$

де U_n – номінальна напруга (110 кВ);

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

τ – час максимальних втрат (3633 год/рік для Тнб = 5200 год/рік);

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

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

Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$.

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	$U_{ном}$, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10МВт, тис. грн
7	502	2,8	19,6	110	1573,680	0,131	9870,1	2,681	10138,3
9	502	3	21	110	1573,680	0,131	10575,1	2,873	10862,4
9	501	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,149	4345,0
9	503	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	1,436	5431,2
502	501	2,9	20,3	110	1573,680	0,131	10222,6	2,777	10500,3
501	503	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	1,245	4707,0
503	504	2,8	19,6	110	1573,680	0,131	9870,1	2,681	10138,3
504	13	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	1,436	5431,2
504	14	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	2,394	9052,0

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл.1.4).

Таблиця 1.4 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P$.

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратична функція) тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a_1 , тис. грн	Коефіцієнт b_1 , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція) тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
7-502	19,6	12,2	10270,8	10126,6	10447,2	9870,1	32,779	10270,8	10190,7	10351,0
9-502	21	12,2	11004,5	10849,9	11193,4	10575,1	35,120	11004,5	10918,6	11090,3
9-501	8,4	12,2	4401,8	4340,0	4477,4	4230,1	14,048	4401,8	4367,4	4436,1
9-503	10,5	12,2	5502,2	5425,0	5596,7	5287,6	17,560	5502,2	5459,3	5545,2
502-501	20,3	12,2	10637,7	10488,2	10820,3	10222,6	33,949	10637,7	10554,7	10720,7
501-503	9,1	12,2	4768,6	4701,6	4850,5	4582,6	15,219	4768,6	4731,4	4805,8

503-504	19,6	12,2	10270,8	10126,6	10447,2	9870,1	32,779	10270,8	10190,7	10351,0
504-13	10,5	12,2	5502,2	5425,0	5596,7	5287,6	17,560	5502,2	5459,3	5545,2
504-14	17,5	12,2	9170,4	9041,6	9327,8	8812,6	29,267	9170,4	9098,8	9242,0

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (1.4) та лінеаризованою (1.5) функціями (табл.М.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот.Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0,9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1,1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0,9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1,1P), тис. грн
7-502	19,6	12,2	10270,8	10194,7	10355,0	840,2	10270,8	9243,8	11297,9
9-502	21	12,2	11004,5	10922,9	11094,6	900,2	11004,5	9904,0	12104,9
9-501	8,4	12,2	4401,8	4369,2	4437,9	360,1	4401,8	3961,6	4842,0
9-503	10,5	12,2	5502,2	5461,4	5547,3	450,1	5502,2	4952,0	6052,5
502-501	20,3	12,2	10637,7	10558,8	10724,8	870,2	10637,7	9573,9	11701,4
501-503	9,1	12,2	4768,6	4733,3	4807,7	390,1	4768,6	4291,7	5245,5
503-504	19,6	12,2	10270,8	10194,7	10355,0	840,2	10270,8	9243,8	11297,9
504-13	10,5	12,2	5502,2	5461,4	5547,3	450,1	5502,2	4952,0	6052,5
504-14	17,5	12,2	9170,4	9102,4	9245,5	750,1	9170,4	8253,4	10087,4

1.3.1 Алгоритм використання 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 [13, с. 46].

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів, які потрібно оптимізувати з математичної точки зору, постановка задачі оптимізації виглядає наступним чином:

а) мінімізувати:

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1}, \quad (1.7)$$

б) при обмеженнях:

$$\left. \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = b_m \\ x_i \geq 0; i = 1, n; n > m. \end{array} \right\} \quad (1.8)$$

Задача лінійного програмування (1.7) за умов (1.8) вирішується за допомогою симплекс-методу (СМ) на двох етапах:

- перший етап СМ включає в себе приведення системи обмежень і функції до канонічного вигляду.
- другий етап СМ полягає в оптимізації цільової функції, отриманої на першому етапі, з використанням симплекс-алгоритму (СА).

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

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (1.8) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (1.8) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (1.8) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями;

5. Оскільки модель створювалася з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, деякі змінні можуть приймати в кінцевому рахунку від'ємні значення. Це протиріччя вирішується введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 1.3.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
		7-502	9-502	9-501	9-503	502-501	501-502	501-503	503-501	503-504	504-503	504-13	13-504	504-14	14-504				
	501	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	9,52	9,52	
	502	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,17	11,17	
	503	0	0	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	3,76	3,76	
	504	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	-5,00	-5,00		
Коефіцієнти цільової функції		3051,569	1436,633	671,922	1634,769	3160,553	3160,553	1416,800	1416,800	3051,569	3941,271	1634,769	1634,769	#####	2724,615			0,000	
Потужності ЛЕП		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			0,000	
Змінні складові витрат		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			0,000	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			0,000

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

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 1.4.

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
		7-502	9-502	9-501	9-503	502-501	501-502	501-503	503-501	503-504	504-503	504-13	13-504	504-14	14-504				
	501	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	9,52	0,00	
	502	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,17	0,00	
	503	0	0	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	3,76	0,00	
	504	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	-5,00	0,00		
Коефіцієнти цільової функції		3051,569	1436,633	671,922	1634,769	3160,553	3160,553	1416,800	1416,800	3051,569	3941,271	1634,769	1634,769	#####	2724,615			36761,589	
Потужності ЛЕП		0,000	11,166	9,521	3,761	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат		0,000	#####	6345,078	7931,348	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000			35426,687	
Змінні складові витрат		0,000	179,098	52,080	10,160	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	35,910	0,000	0,000	0,000			277,249	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			35703,936

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

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 1.5).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	7-502	9-502	9-501	9-503	502-501	501-502	501-503	503-501	503-504	504-503	504-13	13-504	504-14	14-504			
501	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	9,52	0,00
502	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,17	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	3,76	0,00
504	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	1	-5,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	3051,569	1436,633	671,922	2111,395	2116,037	2116,037	948,568	948,568	2043,070	2043,070	1064,695	1094,502	1824,170	1824,170			31442,351
Потужності ЛЕП	0,000	11,166	9,521	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,761	1,239	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	#####	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	9870,122	5287,565	0,000	0,000	0,000		37365,461
Змінні складові витрат	0,000	179,098	52,080	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	37,932	2,204	0,000	0,000	0,000		271,315
Дисконттовані витрати, тис. грн																	37636,776

Рисунок 1.5 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	7-502	9-502	9-501	9-503	502-501	501-502	501-503	503-501	503-504	504-503	504-13	13-504	504-14	14-504			
501	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	9,52	0,00
502	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,17	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	3,76	0,00
504	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	1	-5,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	3051,569	1436,633	671,922	1634,769	2116,037	2116,037	948,568	948,568	2043,070	2634,238	4270,284	1094,502	1824,170	1824,170			34606,677
Потужності ЛЕП	0,000	11,166	9,521	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,761	0,000	0,000	1,239	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	#####	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	9870,122	0,000	0,000	8812,609	0,000		40890,505
Змінні складові витрат	0,000	179,098	52,080	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	37,932	0,000	0,000	3,674	0,000		272,784
Дисконттовані витрати, тис. грн																	41163,289

Рисунок 1.6 – Результат після третьої ітерації

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	7-502	9-502	9-501	9-503	502-501	501-502	501-503	503-501	503-504	504-503	504-13	13-504	504-14	14-504			
501	0	0	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	9,52	0,00
502	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,17	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	3,76	0,00
504	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	1	-5,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	3051,569	1436,633	671,922	1634,769	2116,037	2116,037	948,568	948,568	2043,070	2634,238	1094,502	1094,502	7117,141	1824,170			33702,809
Потужності ЛЕП	0,000	11,166	9,521	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,761	1,239	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	#####	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	9870,122	5287,565	0,000	0,000	0,000		37365,461
Змінні складові витрат	0,000	179,098	52,080	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	37,932	2,204	0,000	0,000	0,000		271,315
Дисконттовані витрати, тис. грн																	37636,776

Рисунок 1.7 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

У таблиці на рис. 1.7 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат (рис.1.8).

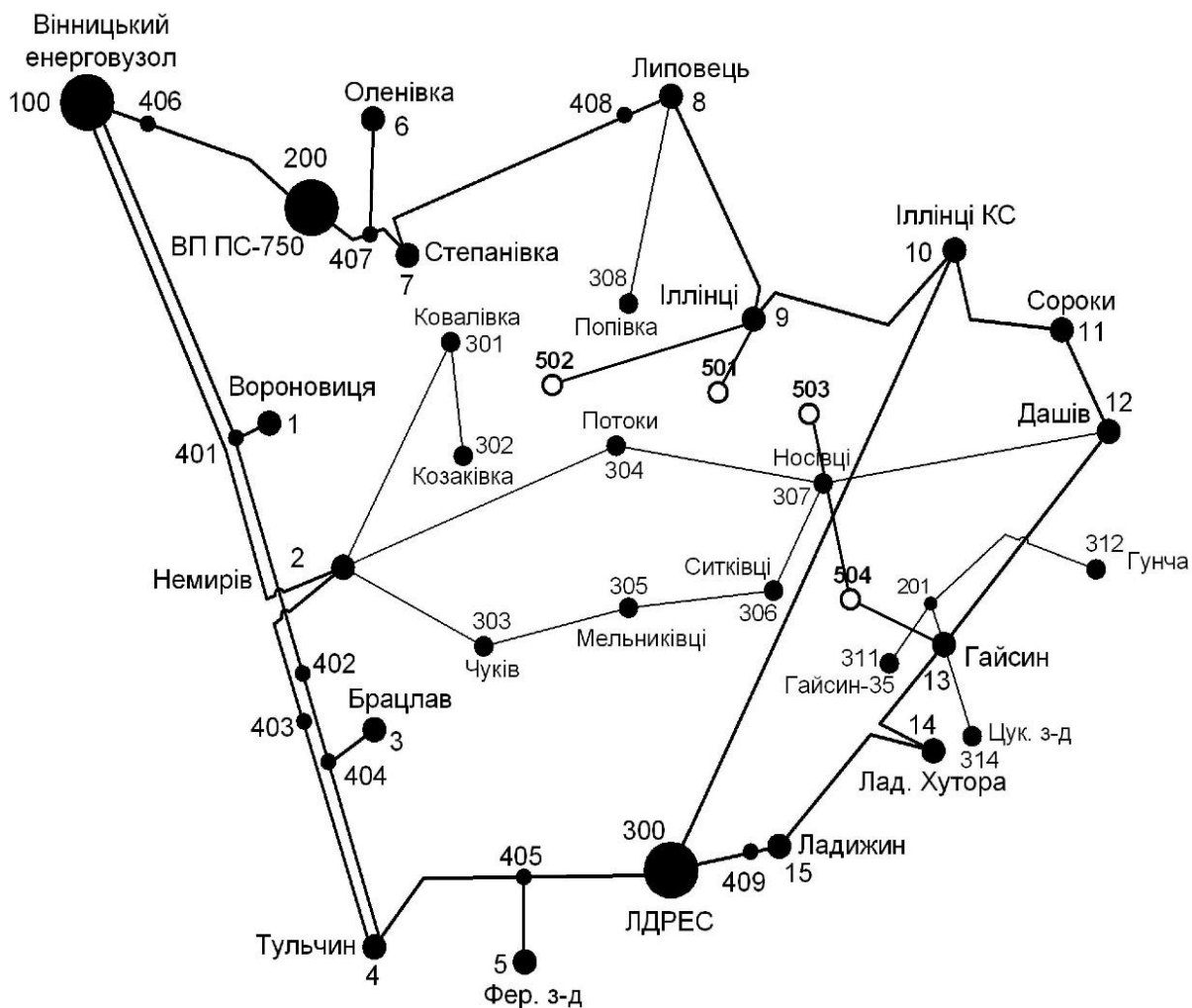


Рисунок 1.8 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

Однак дана схема не відповідає вимогам щодо надійності для нових споживачів, тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові лінії електропередачі або будувати додаткові лінії для утворення замкнених контурів. Таким чином, було прийнято рішення про будівництво додаткової ЛЕП між вузлами 501-503 та дволанцюгову ЛЕП між вузлами 9-502 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 501-503 довжиною 9,1 км та двоколову 9-502

довжиною 21 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП (рис.1.9).

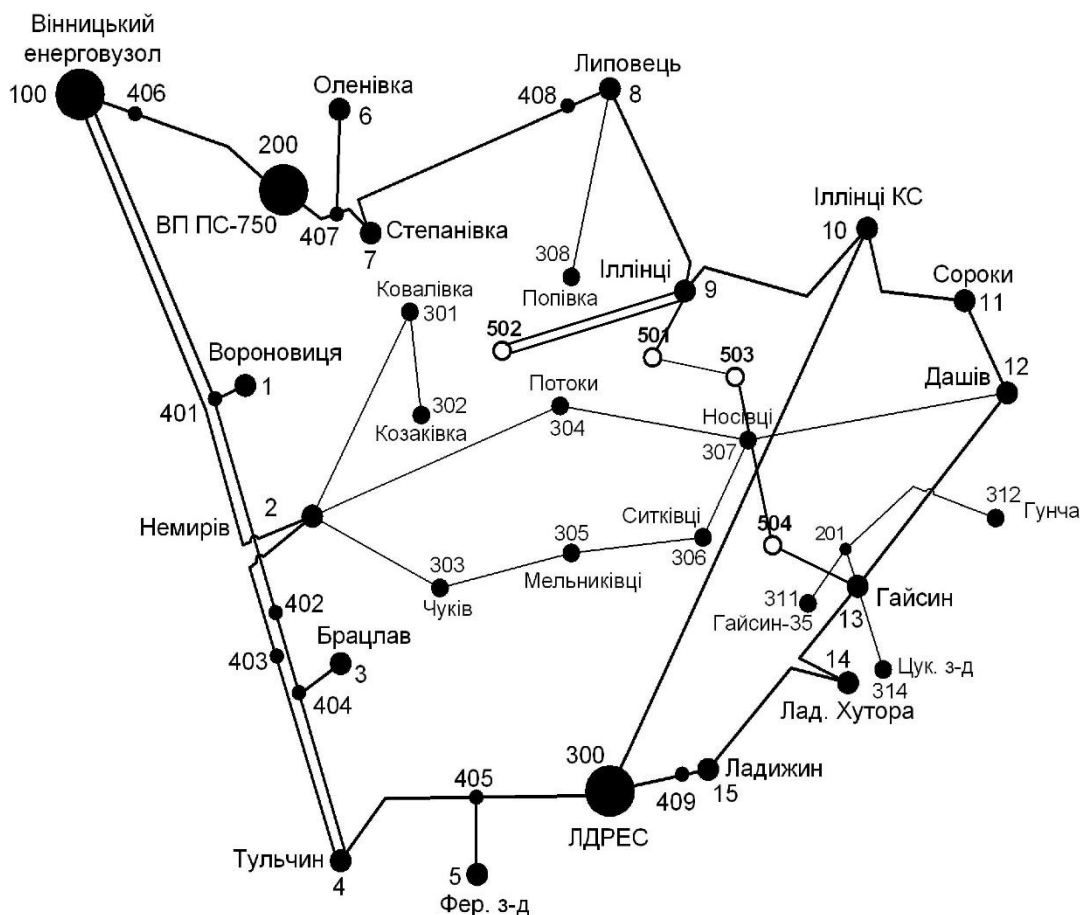


Рисунок 1.9 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

1.3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної [9].

1.3.2.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Необхідно розробити схему електричних мереж для забезпечення електропостачання нових навантажень, які будуть впроваджуватися протягом двох років у вузлах 501, 502, 503 та 504.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}; \quad (1.9)$$

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

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

T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E. \quad (1.10)$$

Для вирішення поставлених задач (1.9) можна використовувати метод нелінійного програмування, зокрема метод динамічного програмування, який складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу.

На першому етапі, переміщаючись від першого року до останнього, визначається умовно оптимальна схема електричної мережі. Кожен крок обирається таким чином, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальними.

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (1.11)$$

Тобто витрати на першому році розраховуються, враховуючи всі можливі варіанти реалізації. Отриманий варіант буде мати оптимальні дисконтовані

витрати. Однак, оскільки на попередніх роках невідомо, якими будуть варіанти наступного року, отриманий розв'язок є наближеним і потребує уточнення.

На другому етапі рухаються від останнього року до першого, уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (1.10).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (1.8), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

- баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{лі} = P_{H_j}$;
- стосовно ресурсів: $I_{\Sigma t} = I_{\max}$;
- обмеження на параметри: $P_{лі} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (1.12)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Обмеження враховуються на максимальну довжину ліній електропередач, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км, а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За чотири роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №1

1-ий рік – будуюмо дволанцюгову лінію до пункту 9-502 та одноланцюгову лінію до пункту 504-13. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{9-502} + \Delta L_{504-13} = 21 + 10,5 = 31,5 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За допомогою формули (1.12) обчислюються значення для кожної лінії будівництва у перший рік. Розрахунки для інших варіантів розвитку схеми електромережі протягом першого року виконуються аналогічним чином. Результати цих розрахунків представлені у табл. 1.6.

Другий крок. У другому році формуються варіанти електропостачання з урахуванням розвитку, який відбувся на першому етапі. Так само для кожного варіанту другого року враховуються обмеження щодо введеної довжини лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуюмо одноланцюгові лінії 9- 501, 501-503. Результати розрахунків подано в табл.1.7.

Третій крок. Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. І так само для кожного варіанту третього року враховується обмеження по введеної довжині лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуюмо одноланцюгову лінію 503-504 . Результати розрахунків подано в табл.1.8.

Таблиця 1.6 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант схеми	ЛЕП	L, км	P, МВт	L _{сум} , км	V _i	V _{i,сум}	V _t	Вартість
1	9-502	21	11,17	31,5	48197,55	66727,43	55606,19	55606,19
	504-13	10,5	5		18529,88			
2	9-502	21	11,17	29,4	48197,55	63071,08	52559,23	52559,23
	9-501	8,4	9,52		14873,53			
3	9-501	8,4	13,28	17,5	14938,37	30988,7	25823,92	25823,92
	501-503	9,1	3,76		16050,34			
4	9-501	8,4	9,52	18,9	14873,53	33403,4	27836,17	27836,17
	504-13	10,5	5		18529,88			

Таблиця 1.7 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

Варіант схеми	ЛЕП	L, км	P, МВт	L _{сум} , км	V _i	V _{i,сум}	V _t	Вартість
11	9-501	8,4	13,28	17,5	14938,37	30988,7	21519,93	77126,12
	501-503	9,1	3,76		16050,34			
12	503-504	19,6	3,76	19,6	34569,94	34569,94	24006,9	79613,09

					0			
21	504-13	10,5	1,24	30,1	18507,7	53077,64	36859,47	105636,9
	503-504	19,6	3,76		34569,94			
22	501-503	9,1	1,23	28,7	16039,99	50629,09	35159,09	87718,32
	503-504	19,6	5		34589,1			
31	9-502	21	11,17	31,5	48197,55	66727,43	46338,49	72162,41
	504-13	10,5	5		18529,88			
32	504-13	10,5	1,32	30,1	18507,9	53122,91	36890,91	62714,83
	503-504	19,6	6,3		34615,01			
41	9-502	21	11,17	30,1	48197,55	64247,88	44616,58	72452,75
	501-503	9,1	3,76		16050,33			
42	501-503	9,1	2,55	28,7	16044,08	50659,09	35179,92	63016,09
	503-504	19,6	6,3		34615,01			

Таблиця 1.8 - Можливі варіанти розвитку для третього року

Варіант схеми	ЛЕП	L, км	P, МВт	L _{сум} , км	V _i	V _{i,сум}	V _t	Вартість
111	503-504	19,6	8,8	19,6	34681,6	34681,6	20070,37	97196,49
121	9-501	8,4	4,48	28	14820,17	30879,73	17870,21	97483,3
	501-503	9,1	5,04		16059,55			
211	501-503	9,1	5,04	9,1	16059,55	16059,55	9293,723	114930,6
221	504-13	10,5	3,82	10,5	18520,04	18520,04	10717,62	98435,94
311	503-504	19,6	8,8	19,6	34681,6	34681,6	20070,37	92232,78
321	9-502	21	11,18	21	37248,74	37248,74	21555,98	84270,81
412	503-504	19,6	8,8	19,6	34681,6	34681,6	20070,37	92523,12
422	9-502	21	11,18	21	48198,13	48198,13	27892,44	90908,53

1.3.3 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

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

Для варіанту 321 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 спричинює зміну перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому, другому та третьому роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування

Варіант схеми	ЛЕП	L, км	P, МВт	L _{сум} , км	V _i	V _{i,сум}	V _t	Вартість
321	9-502	21	11,18	11,18	48198,13	48198,13	27892,44	90571,13
32	504-13	10,5	3,82	30,1	18520,04	53201,64	36945,59	62678,69
	503-504	19,6	8,8		34681,6			
3	9-501	8,4	4,48	17,5	14820,17	30879,73	25733,11	25733,11
	501-503	9,1	5,04		16059,55			

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

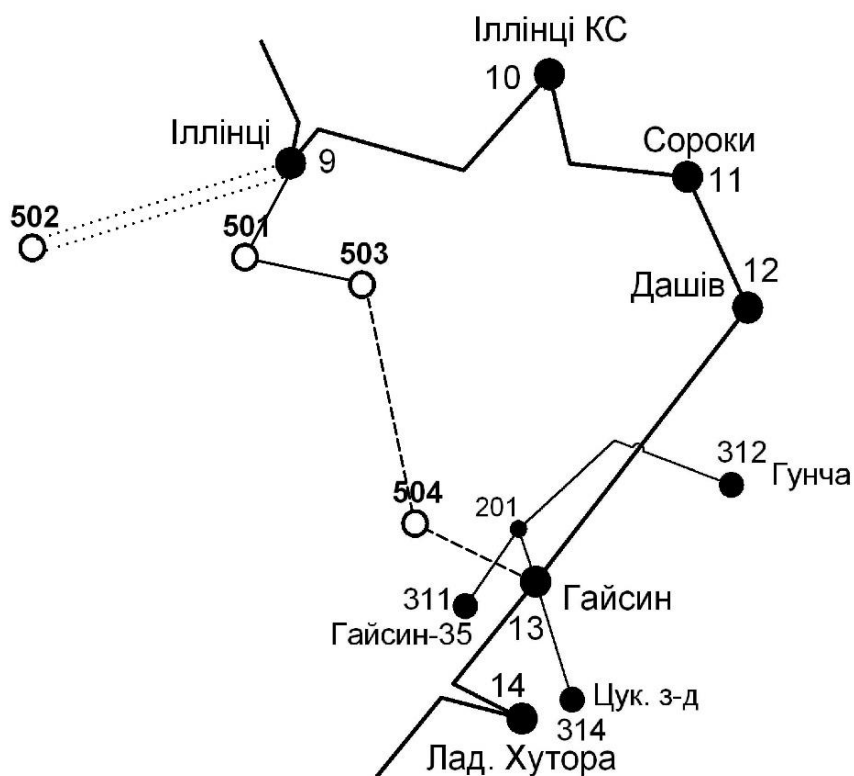


Рисунок 1.10 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

На першому році:

————— будівництво ліній електропередач: 9 – 501, 501-503;

На другому році:

----- будівництво ліній електропередач: 13-504, 504-503;

На третьому році:

----- будівництво ліній електропередач: 9-502.

1.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах, з урахуванням реального графіка, коефіцієнта початкового навантаження і температури навколишнього середовища, не включено до завдань даного проекту. Таким чином, згідно з інженерною практикою, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може бути обрана так, щоб забезпечити допустиме перевантаження після аварійних ситуацій на 40% протягом максимальної тривалості 6 годин протягом не більше 5 діб. [7, с. 73].

Трансформатори вибираються враховуючи наступні критерії:

1. У разі наявності споживачів 1-ої категорії в навантаженні підстанції, кількість встановлюваних трансформаторів повинна бути не менше двох.
2. На підстанціях, які забезпечують електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення лише одного трансформатора, за умови існування централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі і здатності заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше ніж однієї доби. На сьогодні це є досить обмеженим варіантом.

Вибір трансформаторів проводиться за допомогою наступних формул:

$$S_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (1.13)$$

де n_T - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 501 вузла згідно (1.13) маємо:

$$S_1 \geq \frac{9,52}{1,4 \cdot (2-1) \cdot 0,9} = 7,56 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 502, 503 також встановлюємо два трансформатори та у вузол 504 один трансформатор.

Таблиця 1.10 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
501	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
502	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
503	ТМН-2500/110	2,5	±9×1,78%	115	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	506	37,5
504	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Перевірка допустимості режиму максимальних навантажень здійснюється згідно формули 1.14.

$$K_{з.па} = \frac{S_{наб}}{n_m \cdot S_H} \leq 0,7 - 0,8 \quad (1.14)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{9,52}{2 \cdot 6,3} = 0,76 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{з3.па} = \frac{3,76}{2 \cdot 2,5} = 0,75 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{з2.па} = \frac{11,17}{2 \cdot 6,3} = 0,89 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{з4.па} = \frac{5}{6,3} = 0,79 \leq 0,7 - 0,8$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах 501,503 та 504 показала, що коефіцієнт перевантаження складає $\leq 0,7-0,8$, що задовольняє технічним умовам експлуатації, а у вузлі 502 коефіцієнт перевантаження $> 0,7-0,8$, тобто режим

максимальних навантажень буде працювати недовго. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.1.10.

1.5 Схеми розподільчих пристроїв споживальних підстанцій

При виборі схеми електричної підстанції, важливо враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми, що включає лінії та трансформатори.

Враховуючи функції електричної підстанції (ПС) в електричній мережі, електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальних, ремонтних та післяаварійних режимах, враховуючи категорії надійності електропостачання, з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення.

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальних, ремонтних та післяаварійних режимах, враховуючи його значення для конкретної ділянки мережі.

- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі та інші фактори. Розвиток ПС та її головної схеми повинен відбуватися шляхом простого та економічного вдосконалення без суттєвих реконструкцій і з мінімальним впливом на електропостачання споживачів.

- урахувати вимоги щодо протиаварійної автоматики.

Для нових підстанцій напругою від 6 кВ до 750 кВ рекомендується використовувати електричні схеми розподільчих установок, подані відповідно до вимог [15]. Наповнення цих схем елементами комутації та додатковими елементами, спрямованими на підвищення надійності та безпеки обслуговування ПС, слід виконувати відповідно до вимог [15].

Через те, що на підстанціях 501, 503 встановлюється по два трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом,

то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-4 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 1.11).

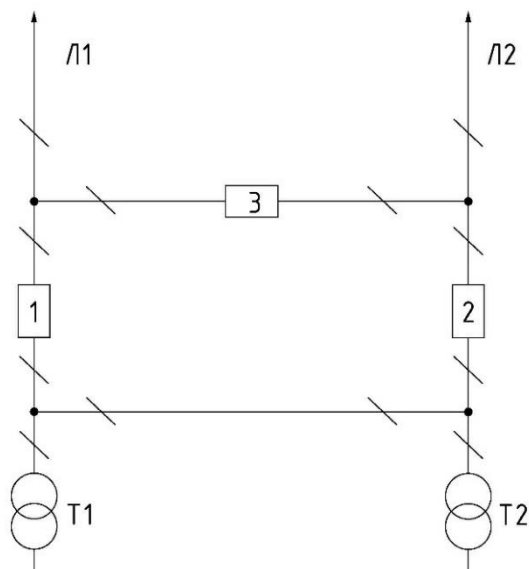


Рисунок 1.11 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 503

На підстанції 502, як і на підстанціях 501 та 503, встановлюється по 2 трансформатори та кількість ліній, що підходять дорівнює двом, але через те, що вона є тупіковою для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній (рис.1.12).

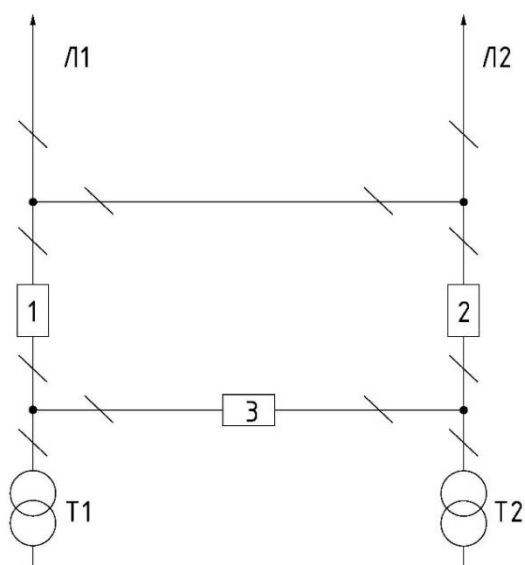


Рисунок 1.12 – Схема розподільного пристрою вузлів 502

На підстанції 504 встановлюється 1 трансформатор та кількість ліній, що підходять дорівнює двом. Для цієї підстанції для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-4 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 1.13).

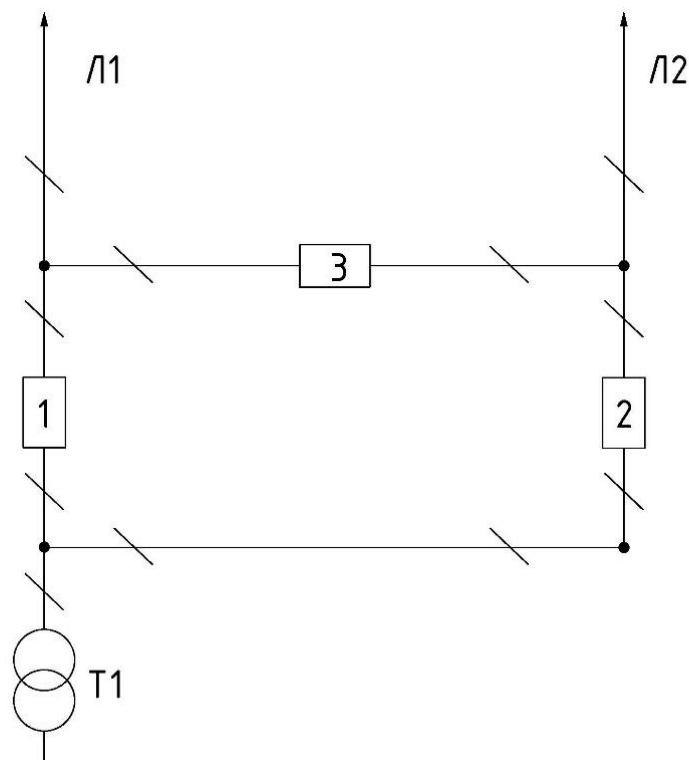


Рисунок 1.13 – Схема розподільного пристрою вузлів 504

Такі схеми можуть забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Іллінці». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на вузлову. Для розподільного пристрою 110 кВ підстанції «Іллінці» (вузол 9) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Найвну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції

прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-6 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (рис 1.8).

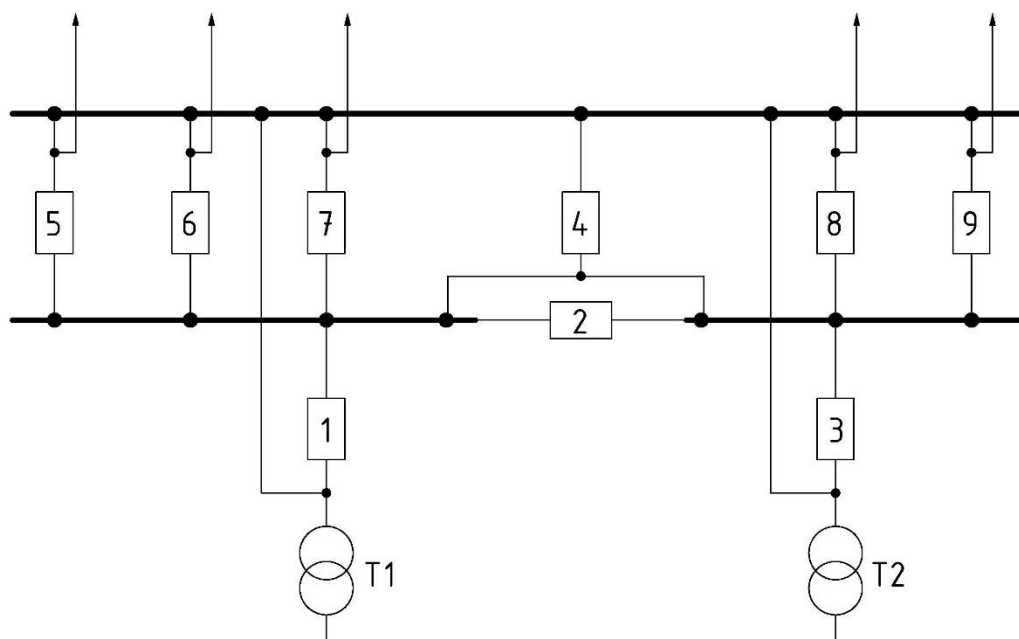


Рисунок 1.14 – Одна робоча, секціонована вимикачем,
і обхідна системи шин

Другим джерелом електропостачання для забезпечення живлення нових споживачів було обрано ПС «Гайсин». Для розподільчого пристрою 110 кВ підстанції «Гайсин» (вузол 13) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему з розширеним містком, замінивши кототкозамикач на вимикач, а також додати два секційних вимикача. Таким чином здійснити приєднання лінії 504-13 до шини між двома секційними вимикачами. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ – Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів (рис 1.15).

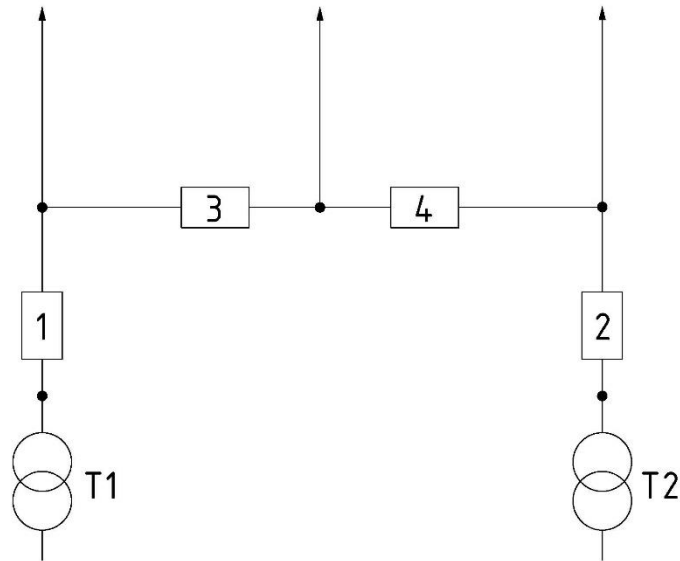


Рисунок 1.15 – Розширений місток з вимикачами
в колах трансформаторів

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) включає в себе визначення математичних очікувань щодо кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що взаємодіють в РП. Також проводиться розділення РП на електрично непов'язані частини, а також визначення тривалості вимушеного простою елементів, які відключаються або потребують обслуговування, як внаслідок відмов вимикачів РП, так і внаслідок несправностей комутуючих елементів в нормальних та ремонтних режимах РП. У даному випадку буде надано розрахунок для схеми тупікової підстанції вузла 502.

Вхідні дані для розрахунку включають параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, позначені як ω_i (1/рік), час відновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_P (год.) [9, табл. 6.2].

Розрахунок проводиться за формою, представленою в табл. 1.5, де в лівому стовпці вказані елементи і наслідки відмов, які розглядаються, та відповідні параметри потоку відмов. У верхньому рядку перелічені вимикачі, що підлягають ремонтам, і відповідні коефіцієнти режимів роботи РП, позначені як K_j . Нормальному режиму роботи РП призначено номер 0, а коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (1.15)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (1.15) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,0003 = 0,9991.$$

Для кожного сполучення i, j проводиться оцінка наслідків відмови i -го елемента у j -му режимі, зокрема, визначаються елементи, які відключаються. Після цього розраховується математичне сподівання такого відмови за допомогою наступного підрахунку: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

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

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

$$T_{B2;П1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{П1}), \quad (1.16)$$

де $T_{П1} = 45$ год.

Тоді:

$$T_{B2;П1} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) \approx 15,5 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 1.11).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 1.12).

Таблиця 1.11 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 15)

Вимикач що відмовив	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі		
		$K_p = 0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,03		Т-2, Т-1, Л- 2, Л- 1	Т-1, Л-1, D(Л- 2, Т-2)
			Т-2, Т-1, D(Л-1, Л-2)	Т-1, Л-1, D(Л- 2, Т-2)
Q2	0,03	Т-2, Т-1, Л-2, Л-1		Т-2, Л-2, D(Л- 1, Т-1)
		Т-2, Т-1, D(Л- 1, Л- 2)		Т-2, Л-2, D(Л- 1, Т-1)
Q3	0,03	Т-2, Т-1, Л-2, Л-1	Т-2, Т-1, Л- 2, Л- 1	
		Т-1, Л-1, D(Л-2, Т-2)	Т-2, Л-2, D(Л-1, Т-1)	

Таблиця 1.12 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Елементи, що відключились	P, МВт	t, год	K_0		K_p	
			$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$
Т-1, Л-1, D(Л-2, Т-2)	1,72	1	0	1	0	1
Т-2, Л-2, D(Л-1, Т-1)	1,72	1	0	1	0	1

T-2, T-1, Л-2, Л-1	11,17	1	0	1	0	4
T-1, D(Л-1, Л-2, T-2)	1,72	15,5	0	1	0	0
T-2, D(Л-1, Л-2, T-1)	1,72	15,5	0	1	0	0
D(Л-1, T-1), D(Л-2, T-2)	0	15,5	0	1	0	0
T-2, T-1, D(Л-1, Л-2)	11,17	15,5	0	0	0	2
T-1, Л-1, D(Л-2, T-2)	1,72	15,5	0	0	0	2
T-2, Л-2, D(Л-1, T-1)	1,72	15,5	0	0	0	2

Імовірність відключення окремого приєднання можна визначити як суму імовірностей розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (1.17), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (1.18) та недовідпуск електроенергії (1.19).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 300$ грн./кВтгод.).

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0; \quad (1.17)$$

$$\Delta W_{рік} = P_{нб} \cdot T_{нб}; \quad (1.18)$$

$$\Delta W_{нд} = K_{всум} \cdot W_{рік}. \quad (1.19)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 – Збитки від недовідпуску електроенергії

$W_{рік}$, МВт·год	$\Delta W_{нд}$, МВт·год	$M_{зб}$, грн.
0,06132	2,044	613,365

З розрахунків можна сказати, що схема дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

1.6 Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент

споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 501,502,503,504 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (1.20)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 29,45 + 0,05 \cdot 29,45 = 27,9758(\text{МВт}),$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції;

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

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

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

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (1.21)$$

$$Q_{\Gamma} = 27,9758 \cdot 0,33 = 9,1952(\text{МВАр});$$

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

Загальна реактивна потужність, споживана в районі, визначається як сума реактивних навантажень у різних точках з урахуванням коефіцієнта одночасності, який орієнтовно становить 0,95 [8, с. 99].

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l. \quad (1.22)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 9-502:

$$Q_{\text{ЛЕП9-502}} = 116,31^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 21 = 0,81(\text{МВАр}).$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація реактивної потужності для ліній становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,81 + 0,325 + 0,352 + 0,764 + 0,409 = 2,66(\text{МВАр}).$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Ні}} = 0,95 \cdot 12,99 = 12,34(\text{МВАр});$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 12,34 = 1,23(\text{МВАр});$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПі}} = 12,34 + 1,23 - 9,195 - 2,66 = 1,72(\text{МВАр}).$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 12,34 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 9,195 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ на 1350 кВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 502.

1.7 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку

Розрахунок стійкого режиму електричної мережі (ЕМ) виконується за допомогою програмного комплексу "Втрати RVM – High". Цей комплекс дозволяє провести розрахунки стійкого режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ на основі наданих даних про гілки (довжина, тип проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип).

Основними результатами розрахунків є втрати потужності та електроенергії в електричній мережі. Однак програма також надає інформацію про стійкий режим мережі, включаючи напруги у вузлах та струми в гілках.

Отримані результати розрахунків стійкого режиму для вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ наведені в додатку В у вигляді трьох таблиць:

загальні результати розрахунків втрат електроенергії, результати розрахунків по гілках та вузлах.

Файл вхідних даних, який враховує розвиток, подано в додатку В. Отримані результати після розвитку представлені в додатку Д.

Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та післяаварійний режими роботи мережі.

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мінімальному режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

Розглядаючи надану інформацію, ми переконались, що напруга в усіх вузлах знаходиться в межах допустимих значень, тобто не виходить за межі $\pm 10\%U_{ном}$.

Вихідні дані та результати розрахунків для мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку наведені в додатках Д та Е. Слід враховувати, що ефективна робота споживачів залежить від нормованих значень частоти і напруги, які є ключовими показниками якості електроенергії. У розподільчих мережах напруга на рівні 10 кВ регулюється безпосередньо трансформаторами з регульованим перетворенням напруги (РПН) [7].

Регулювання напруги виконується з метою забезпечення відповідності напруги на шинах вторинної сторони трансформаторів на підстанціях нормативним вимогам. Значення напруги в вузлах на високоспоживчій і низькоспоживчій сторонах без застосування РПН наведені в таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	114,08	108,94	120,22
502	113,92	108,77	120,07
503	114,18	109,05	120,32
504	114,61	109,5	120,71

Таблиця 1.15 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10,64	10,12	11,26
502	10,8	10,29	11,42
503	11,15	10,6	11,79
504	10,98	10,49	11,57

На шинах високої напруги рівні напруги визначаються параметрами існуючої мережі та результатами розрахунку режиму максимальних навантажень (див. додаток Г).

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}}; \quad (1.23)$$

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

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}}; \quad (1.24)$$

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 визначається з урахуванням необхідності забезпечення бажаного рівня напруги УННб на стороні низької напруги трансформаторної підстанції (приймається УННб рівним 10.5 кВ). Це рішення призначене для компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ.

$$K_{T6} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН6}} . \quad (1.25)$$

Наступним етапом є визначення фактичного коефіцієнта трансформації та вибір номеру відпайки трансформатора, враховуючи межі регулювання та номінальний коефіцієнт трансформації обраних трансформаторів.

Усі трансформатори в мережі мають напругу 115 кВ на високій стороні і 10,5 кВ на низькій стороні, з межами регулювання від $\pm 9 \times 1,78\%$. Розрахунок фактичного коефіцієнта трансформації виконується за допомогою формули:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 . \quad (1.26)$$

З урахуванням меж регулювання кожний наступний фактичний коефіцієнт трансформації, що відповідає наступному номеру відпайки, обчислюється як добуток розрахованого коефіцієнта трансформації (K_{Td}) за формулою (1.26) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (1.24) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((9,52) \cdot (14,7 / 2)) + ((5,14) \cdot (220,4 / 2))}{114,08} = 5,58(\text{кВ}).$$

За (1.25) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{114,08 - 5,58}{10,5} = 10,33 .$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501д} = 10,33$, що відповідає 9-й відпайці.

Визначимо дійсний рівень напруги в першому вузлі використовуючи формулу (1.23).

$$U_{НН501д} = \frac{114,08 - 5,58}{10,455} = 10,38 \text{ кВ} .$$

Таблиця 1.16 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ в/д п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _Т б	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – 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	5,58	10,33	10,38	9	10,455	0,096
502	6,25	10,25	10,46	10	10,298	0,097
503	5,45	10,36	10,4	9	10,455	0,096
504	0,32	10,95	10,37	5	11,082	0,090

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях був проведений розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі та введення бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток Ж). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОНТУРІВ ЗАЗЕМЛЕННЯ

2.1 Призначення. Опір заземлювальних пристроїв

Заземлення елементів електроустановок здійснюється з метою забезпечення безпеки їх обслуговування, а також забезпечення нормальної роботи у вибраних режимах.

За умовами безпеки обслуговуванню заземлення підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи електричних апаратів, металеві конструкції розподільчих пристроїв, металеві оболонки кабелів і т.п.

За умовами режимів роботи в необхідних випадках заземлюються нейтралі силових трансформаторів, вимірювальних трансформаторів напруги, реактори поперечної компенсації та ін. Велике значення має заземлення грозозахисних пристроїв: стрижневих блискавковідводів, тросів, розрядників.

Заземлення здійснюється за допомогою заземлюючого пристрою, яке складається із заземлювача і заземлюючих провідників. Заземлювачем називають металевий провідник або групу провідників, що знаходяться безпосередньо в землі. Заземлюючими провідниками називають металеві провідники, що з'єднують частини електроустановки, що заземлюються, із заземлювачем [16, с. 241].

Електричний струм, який стікає із заземлювача в землю, створює вздовж свого шляху падіння напруги. Цьому падінню напруги відповідають певні потенціали на землі навколо заземлювача. На відстані приблизно 20 метрів від одиночного заземлювача потенціали землі можуть бути прийняті рівними нулю. Потенціал заземлювача щодо точок з нульовим потенціалом називається повним потенціалом щодо землі або напругою на заземлювачі.

Опір заземлювача щодо землі визначається як відношення напруги на заземлювачі до струму, що проходить через заземлювач у землю.

$$R = \frac{U_3}{I_3}, \quad (2.1)$$

де U_3 – струм заземлювача відносно землі;

I_3 – струм, який проходить через заземлювач у землю;

R – опір ґрунту.

Величина опору заземлювального пристрою визначається переважно опором заземлювача щодо землі, що складається з опору шляху розтікання струму в землю і перехідного опору від заземлювача до ґрунту. Опір землі залежить від властивостей ґрунту, як провідника електричного струму, і від розподілу струму в землі, що визначається розмірами, формою та взаємним розташуванням заземлювачів. На величину опору заземлювача великий вплив мають величина і швидкість зміни струму, що стікає з нього.

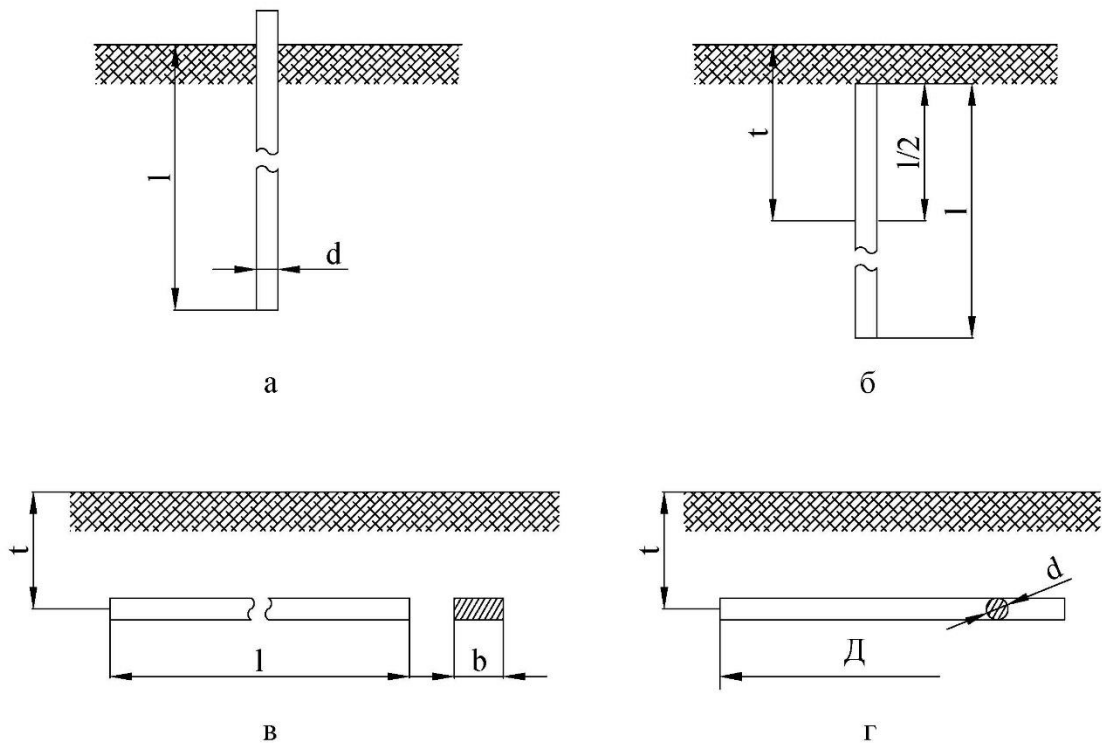


Рисунок 2.1 – Одиночні заземлювачі: а – трубчастий заземлювач; б – трубчастий заглиблений заземлювач; в – горизонтальний полосовий заземлювач; г – горизонтальний заземлювач у вигляді кільця

Для одиночних заземлювачів опір заземлення при струмах промислової частоти визначається за такими формулами:

а) для вертикального електрода у вигляді труби або стрижня круглого перерізу (рис.2.1, а):

$$R_{\text{то}} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}, \quad (2.2)$$

де $R_{\text{то}}$ – опір заземлення, Ом;

l – довжина електрода, см;

d – діаметр електрода, см;

ρ – питомий опір ґрунту, Ом · см.

б) для вертикального електрода у вигляді труби або стержня, верхній кінець якого занурений в землю (рис.2.1,б):

$$R_{\text{то}} = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+1}{4t-1} \right), \quad (2.3)$$

де t – відстань від поверхні землі до середини електрода, см.

У разі виконання вертикального електрода з кутової сталі замість діаметра електрода d підставляється величина, рівна:

$$d_e = 0,95b, \quad (2.4)$$

де b – ширина сторони кутника, см.

в) опір горизонтально прокладеної в землі полоси (рис.2.1, в) розраховується за формулою:

$$R_{\text{по}} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}, \quad (2.5)$$

де l – довжина полоси, см;

b – ширина полоси, см;

t – відстань заземлювача від поверхні землі, см.

У випадку круглого перерізу горизонтального заземлювача його опір заземлення визначається за формулою:

$$R_{\text{по}} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{dt}, \quad (2.6)$$

де d – діаметр заземлювача, см.

г) опір заземлення горизонтального заземлювача у вигляді кільця з круглої сталі (рис.2.1, г):

$$R_p = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{8D}{d} + \pi \frac{D}{4t} \right), \quad (2.7)$$

де D – діаметр кільця, см;

d – діаметр заземлювача, см;

t – відстань заземлювача від поверхні землі, см.

Для кругового заземлювача з полоси формула (2.7) має вигляд:

$$R_p = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{16D}{b} + \pi \frac{D}{4t} \right), \quad (2.8)$$

де b – ширина полоси, см.

Опір заземлення при протіканні імпульсних струмів блискавки значно відрізняється за величиною від опору заземлення при проходженні струму промислової частота. Ця відмінність обумовлюється великою величиною струмів блискавки і їх короткочасності.

При стіканні великих струмів блискавки з заземлювачів, напруженість електричного поля в землі стає дуже високою, що призводить до значного зниження питомого опору ґрунту. У вологих ґрунтах зниження питомого опору пояснюється тим, що провідність електролітів у полях високої напруженості зростає. У сухих ґрунтах внаслідок наявності в них повітряних включень при високих напруженнях електричного поля виникають місцеві іскрові розряди, які полегшують поширення струму в землі та ведуть до зменшення опору заземлення. Крім того, в цих ґрунтах проявляється нелінійність опору, що призводить до зменшення опору при зростанні напруженості електричного поля, подібно до того, як це має місце у вільтових опорах. Поряд з цим, при перебігу імпульсних струмів проявляється вплив власної індуктивності заземлювача [16, с. 249].

Індуктивність заземлювача перешкоджає поширенню струму до віддалених ділянок заземлювача, тому ці ділянки меншою мірою беруть участь у відводі імпульсного струму в землю. Це призводить до збільшення опору заземлення.

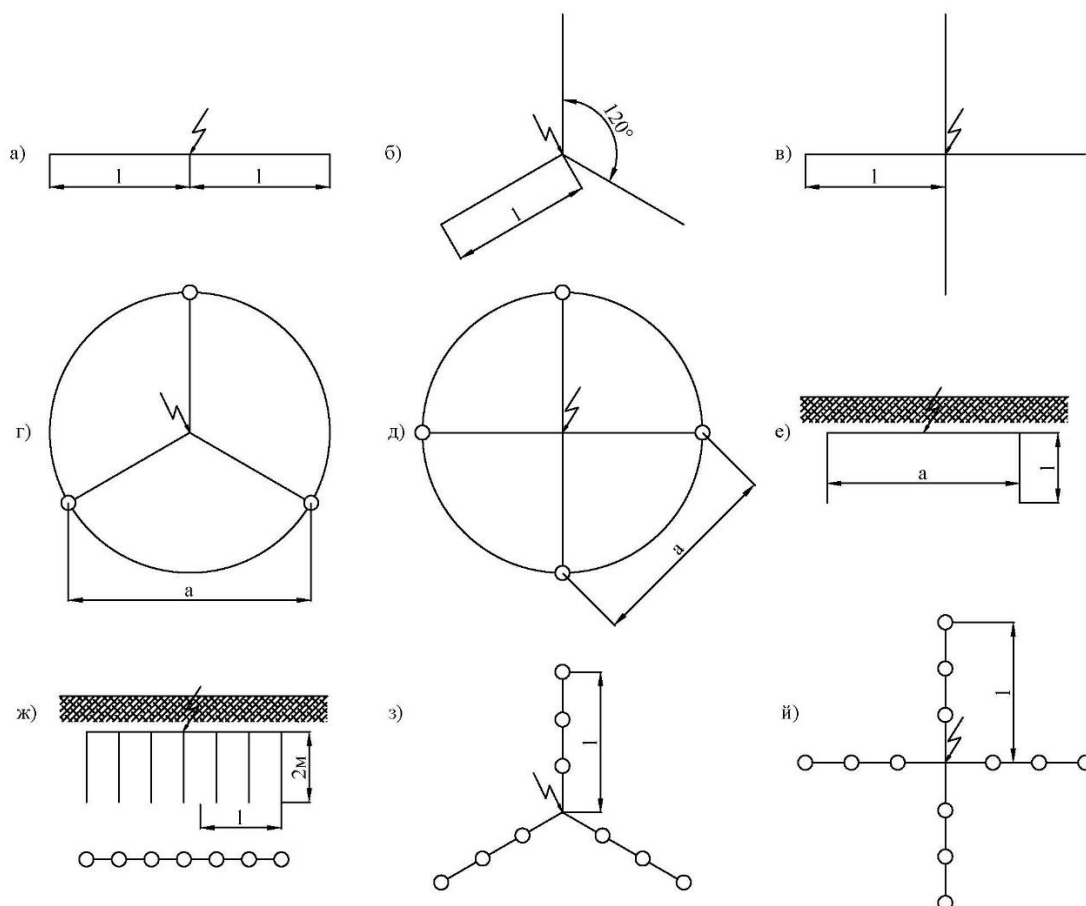


Рисунок 2.2 – Складні заземлювачі: а – горизонтальний двопроменевий; б – горизонтальний трипроменевий; в – горизонтальний чотирипроменевий; г – три вертикальних електроди, з'єднаних кільцем; д – чотири вертикальних електроди, з'єднаних кільцем; е – два вертикальних електроди, з'єднаних половою; ж,з,й – багатопроменеві складні заземлювачі з вертикальних електродів, з'єднаних між собою горизонтальною половою.

Опір одиночних заземлювачів при протіканні імпульсних струмів може бути виражений співвідношенням:

$$R_i = \alpha_i R, \quad (2.9)$$

де R_i – імпульсний опір заземлення;

R – опір заземлення при струмі промислової частоти;

α_i – коефіцієнт імпульсу одиничного заземлювача.

На підставі дослідів встановлені значення коефіцієнтів імпульсів α_i для одиничних заземлювачів в залежності від їх довжини і питомого опору ґрунту, а також величини струму, що стікає.

Чим більша величина струму, що стікає із заземлювача, і чим вищий питомий опір ґрунту, тим менший коефіцієнт α_i . При збільшенні довжини заземлювача коефіцієнт α_i збільшується через вплив індуктивності заземлювача.

Поодинокі вертикальні заземлювачі виконуються із сталевих труб довжиною 2-3 м та діаметром 35-70 мм, з товщиною стінки не менше 3,5 мм. Замість труб можуть застосовуватися заземлювачі з кутової сталі 50x50x5 або 60x60x5 мм, а також сталеві стрижні діаметром 12 мм. В якості горизонтальних заземлювачів використовуються сталеві смуги товщиною не менше 4 мм і перерізом не менше 48 мм², а також кругла сталь діаметром 12 мм.

Для забезпечення необхідних за нормами величин опорів заземлювальні пристрої зазвичай виконуються у вигляді складного заземлювача, що складається з деякої кількості одиничних заземлювачів, з'єднаних між собою.

При розтіканні електричного струму з складного заземлювача відбувається накладення електричних полів заземлювачів і їх взаємне екранування. В результаті цього опір складного заземлювача дещо збільшується, що враховується в розрахунках коефіцієнтом використання заземлювача.

$$R = \frac{R_1}{n\eta}, \quad (2.10)$$

де R_1 – опір одиничного заземлювача;

n – кількість однотипних одиничних заземлювачів;

η – коефіцієнт використання заземлювача.

Величина коефіцієнта використання залежить від форми заземлювачів, їх числа та взаємного розташування, причому зі зменшенням відношення відстані між електродами до їх довжини і коефіцієнт використання зменшується. З цього випливає, що розташовувати електроди близько один до одного недоцільно. Взаємне екранування вертикальних електродів і горизонтального електрода (полоси), що з'єднує їх, враховується коефіцієнтом використання полоси $\eta_{\text{п}}$. З урахуванням коефіцієнта використання опір заземлення сполучного електрода визначиться з виразу:

$$R_{\text{п}} = \frac{R_{\text{по}}}{\eta_{\text{п}}}, \quad (2.11)$$

де $R_{\text{по}}$ – опір заземлення полоси без врахування екранування.

Загальний опір заземлення складного заземлювача, що складається з вертикальних електродів і сполучного електрода, при струмі промислової частоти визначається як для паралельного з'єднання опорів.

$$R = \frac{R_{\text{т}} \cdot R_{\text{п}}}{R_{\text{т}} + R_{\text{п}}} = \frac{\frac{R_{\text{то}}}{n\eta_{\text{т}}} \cdot \frac{R_{\text{по}}}{\eta_{\text{п}}}}{\frac{R_{\text{то}}}{n\eta_{\text{т}}} + \frac{R_{\text{по}}}{\eta_{\text{п}}}} = \frac{R_{\text{то}} \cdot R_{\text{по}}}{\eta_{\text{п}}R_{\text{то}} + \eta_{\text{т}}nR_{\text{по}}}, \quad (2.12)$$

де $R_{\text{т}}$ – загальний опір вертикальних електродів;

$R_{\text{п}}$ – опір горизонтального електрода;

$R_{\text{то}}$ та $R_{\text{по}}$ – опір одного вертикального електрода і горизонтального електрода без урахування екранування;

$\eta_{\text{т}}$ та $\eta_{\text{п}}$ – коефіцієнти використання вертикальних та горизонтальних електродів;

n – кількість вертикальних електродів.

Коефіцієнти використання заземлювачів при імпульсних струмах відрізняються від коефіцієнтів використання при струмі промислової частоти, що пояснюється відмінністю в характері розтікання імпульсного струму та струму частотою 50 Гц у землі.

З урахуванням коефіцієнта використання імпульсний опір заземлення складного заземлення, що складається з вертикальних електродів і горизонтального сполучного електрода, може бути визначено за формулою:

$$R = \frac{\frac{R_{it} \cdot R_{in}}{n}}{\frac{R_{it}}{n} + R_{in}} \cdot \frac{1}{\eta_i}, \quad (2.13)$$

де R_{it} – імпульсний опір заземлення одного вертикального електрода;

n – кількість вертикальних електродів;

R_{in} – імпульсний опір заземлення горизонтального електрода;

η_i – коефіцієнт використання заземлювача.

Імпульсний опір n -променевого заземлювача з вертикальними електродами може бути вираженим співвідношенням:

$$R_{\text{сист}} = \frac{R_i}{n} \cdot \frac{1}{\eta_i}, \quad (2.14)$$

де R_i – імпульсний опір заземлення кожного променя;

n – кількість променів;

η_i - коефіцієнт використання.

Для розрахунку заземлювального пристрою необхідно знати питомий опір ґрунту. Найбільш надійні дані можна отримати шляхом безпосередніх вимірів питомого опору ґрунту в місцях спорудження заземлювальних пристроїв. У розрахунок вводиться величина питомого опору з урахуванням його можливого зростання протягом року через зміну стану ґрунту.

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{вим}} \cdot \psi, \quad (2.15)$$

де $\rho_{\text{вим}}$ – питомий опір ґрунту, отриманий при вимірах;

ψ – сезонний коефіцієнт, що враховує виміри питомого опору ґрунту впродовж року.

Для грозозахисних заземлень приймаються такі значення сезонних коефіцієнтів:

а) для горизонтальних заземлювачів, покладених на глибині 0,5 м
 $\phi = 1,4 \div 1,8$;

б) для вертикальних заземлювачів $\phi = 1,2 \div 1,4$.

Верхні значення коефіцієнта ψ приймаються у випадках, коли виміри виконувалися при вологому ґрунті.

За відсутності даних безпосередніх вимірів для попередніх розрахунків можуть бути прийняті наближені значення питомих опорів ґрунтів.

2.2 Заземлювальні пристрої на підстанціях та лініях електропередач

Конструкції заземлювальних пристроїв визначаються заданими величинами опорів заземлення та характеристиками ґрунту, в якому споруджується заземлюючий пристрій.

Відповідно до Правил улаштування електроустановок в установках напругою вище 1000 В з великими струмами замикання на землю (однофазний струм замикання на землю більше 500 А) опір заземлювального пристрою повинен бути не більше 0,5 Ом [15].

В електроустановках напругою вище 1000 В з малими струмами замикання на землю (однофазний струм замикання на землю дорівнює або менше 500 А) за відсутності компенсації ємнісних струмів опір заземлювального пристрою не повинен бути більше:

$$R \leq \frac{250}{I_{\text{зам}}} [\text{Ом}], \quad (2.16)$$

де $I_{\text{зам}}$ – розрахунковий струм замикання на землю.

Опір заземлювального пристрою в цих мережах не повинен перевищувати 10 Ом. У мережах з компенсацією ємнісних струмів як розрахунковий струм слід приймати: для заземлювальних пристроїв, до яких приєднані компенсуючі апарати, струм, що дорівнює 125% номінального струму цих апаратів; для заземлюючих пристроїв, до яких не приєднані

компенсуючі апарати, залишковий струм замикання на землю, який може мати місце в цій мережі при відключенні найбільш потужного компенсуючого апарату, але не менше 30 А.

Опір заземлення грозозахисних пристроїв має бути в межах від 3 до 30 Ом [15].

При проектуванні заземлюючих пристроїв необхідно прагнути до їхньої найбільшої економічності: мінімальної витрати металу та найменшого обсягу земляних робіт. З цією метою у всіх випадках, коли це можливо, необхідно, насамперед, використовувати природні заземлювачі.

Як природні заземлювачі на електростанціях і підстанціях можуть бути використані водопровідні та інші металеві трубопроводи (за винятком трубопроводів горючих рідин або газів, а також трубопроводів, покритих ізоляцією для захисту від корозії), свинцеві оболонки кабелів, прокладених у землі, металеві конструкції та арматура залізобетонних конструкцій будівель та споруд, що мають з'єднання із землею [2].

Якщо природні заземлювачі мають опір, що задовольняє нормам, то штучних заземлювачів не потрібно.

Штучні заземлювачі на електричних станціях і підстанціях представляють собою контури, що складаються з вертикальних електродів (труб, стрижнів), з'єднаних між собою горизонтальними електродами. До заземлюючого контуру найкоротшим шляхом приєднуються об'єкти, що заземлюються. Якщо трубчасті електроди, розміщені за контуром підстанції і вони не забезпечують необхідної величини опору заземлення, то частина вертикальних електродів може бути розміщена всередині контуру і об'єднана із загальним контуром шинами, що заземлюються (рис.2.3).

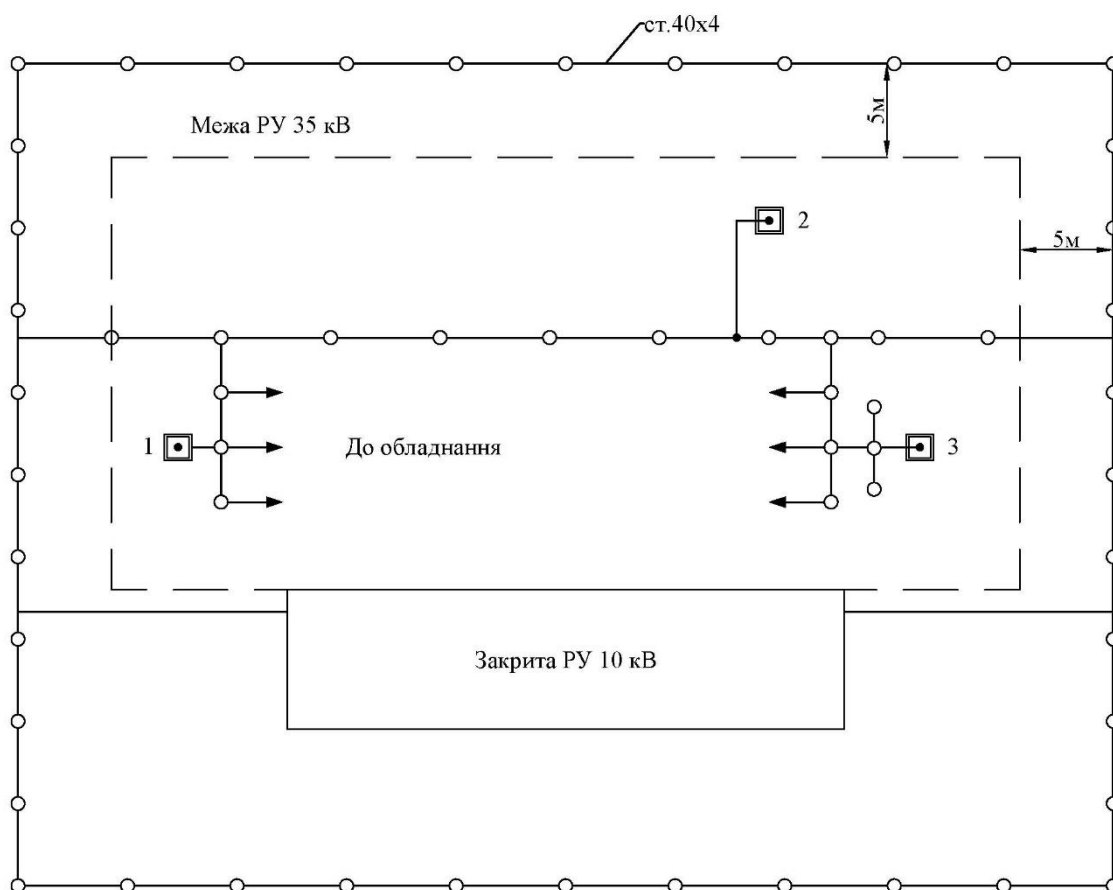


Рисунок 2.3 – Заземлюючий пристрій підстанції 35кВ: 1,2,3 – стержневі блискавковідводи

Для усунення впливу різких сезонних коливань питомого опору ґрунту вертикальні електроди забивають так, щоб їх верхні кінці знаходилися від поверхні землі на глибині 0,5 м і більше. На цій же глибині розташовуються сполучні смуги. Довжина вертикальних заземлювачів приймається рівною 2-3 м, оскільки збільшення довжини понад 3 м призводить зазвичай до незначного зменшення опору заземлення, як це можна встановити з формул (2.2) та (2-3).

Проте дослідження показали, що у деяких випадках слід збільшувати довжину вертикальних заземлювачів. Це зумовлюється тим, що питомий опір ґрунту не залишається постійним, а зі збільшенням глибини різко зменшується. Внаслідок цього при збільшенні довжини вертикального заземлювача від 3 до 5 м його опір розтіканню зменшується не на 12%, як це було б при постійному питомому опорі ґрунту, а в 3-4 рази. Таким чином,

застосовуючи вертикальні заземлювачі довжиною 5 м в ґрунтах, питомий опір яких зменшується зі збільшенням глибини, можна отримати низькі опори заземлення при малій кількості електродів. Вертикальними електродами можуть бути сталеві стрижні діаметром 12 мм, які легко забиваються в ґрунт за допомогою відбійних молотків. Малий опір заземлення вертикальних заземлювачів дозволяє не враховувати зниження опору розтіканню за рахунок горизонтальних заземлювачів. Тому можна відмовитися від заглиблення горизонтальних заземлювачів на 0,5-0,8 м і укласти сполучні смуги у борознах завглибшки 10 см. Це значно скорочує обсяг земляних робіт на підстанції.

Значні труднощі виникають при створенні заземлюючих пристроїв при високих питомих опорах (більше $2 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{см}$). У цих випадках рекомендується виконувати заглиблені заземлювачі, якщо на великій глибині питомий опір землі знижується. Якщо на відстані 1-2 м від електроустановки є ділянки з нижчим питомим опором ґрунту, слід споруджувати виносні заземлення. Може бути використана штучна обробка ґрунту солями в чистому вигляді або в суміші зі шлаком. Присутність у ґрунті солей (NaCl , CaCl) знижує температуру замерзання ґрунту, і навіть знижує його питому опір.

У районах вічної мерзлоти заземлювачі поміщають у непромерзаючі водоймища, талі зони, артезіанські колодязі.

На лініях електропередачі заземлення використовуються як один із елементів грозозахисних заходів. На високовольтних лініях мають бути заземлені залізобетонні та сталеві опори, на яких підвішений грозозахисний трос або встановлені трубчасті розрядники [3].

Крім того заземлюються залізобетонні та сталеві опори ліній напругою 0,4-35 кВ, що проходять у населених пунктах. При проходженні високовольтних ліній у місцевостях, де питомий опір ґрунту $\rho < 3 \cdot 10^1 \text{ ом} \cdot \text{см}$, як природні заземлювачі використовується арматура залізобетонних фундаментів опор. Дослідженнями, проведеними М. П. Катигробом та в Харківському політехнічному інституті (А. Л. Вайнер), показано, що в

результаті капілярного просочування вологи в бетонний захисний шар фундаменту він через 1-2 місяці починає проводити електричний струм, у зв'язку з чим металевий арматурний каркас залізобетонної палі та підніжника стає заземлювачем. Стік великих імпульсних струмів не призводить до руйнування бетонного шару фундаменту, так як щільність струму, що стікає, невелика [16].

Розглянемо методику розрахунку опору заземлення залізобетонних фундаментів. Для металевих опор ліній напругою 35 кВ та вище застосовуються залізобетонні грибоподібні та пальові фундаменти.

Опір заземлення залізобетонного грибоподібного фундаменту при струмі промислової частоти може бути розрахований таким чином:

1. Опір плити підніжника фундаменту визначається за формулою:

$$R_{пл} = \frac{1,25 \cdot 1,4\rho}{2D_{екв}}, \quad (2.17)$$

де 1,25 – коефіцієнт, що враховує, що металевий каркас фундаменту знаходиться не в ґрунті, а в бетоні;

1,4 – коефіцієнт, що враховує, що заземлювач являє собою не суцільну металеву поверхню, а металеву решітку;

ρ – розрахункове значення питомого опору ґрунту протягом грозового сезону;

$D_{екв} = \sqrt{\frac{4a^2}{\pi}}$ – еквівалентний діаметр плити підніжника;

a – сторона основи плити підніжника.

2. Опір заземлення стійки підніжника фундаменту:

$$R_{ст} = \frac{1,25 \cdot 1,4\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}, \quad (2.18)$$

де l і d – розміри стійки, що приймаються по розмірам арматурного каркасу.

3. Загальний опір заземлення підніжника:

$$R_{\text{підн}} = \frac{R_{\text{пл}} \cdot R_{\text{ст}}}{R_{\text{пл}} + R_{\text{ст}}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{підн}}}, \quad (2.19)$$

де $\eta_{\text{підн}} = 0,9$ – коефіцієнт використання, що враховує взаємне екранування плити та стійки.

Опір заземлюючого пристрою під одною стійкою опори:

$$R_1 = \frac{R_{\text{підн}}}{n \cdot \eta}, \quad (2.20)$$

де n – кількість підніжників під однією стійкою опори;

η – коефіцієнт використання підніжників під однією стійкою опори, рівний 0,6 при струмах промислової частоти та 0,4 – при імпульсній.

Для свайного фундаменту опір заземлення сваї визначається за формулою:

$$R_{\text{св}} = \frac{1,25 \cdot 1,4\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}, \quad (2.21)$$

де l і d – розміри сваї, що приймаються по розмірам її арматурного каркасу.

При встановленні парних свай в якості заземлювача враховується одна з них.

Опір заземлення всього свайного фундаменту дорівнює:

$$R_1 = \frac{R_{\text{св}}}{n \cdot \eta}, \quad (2.22)$$

де n – кількість свай;

η – коефіцієнт використання, що враховує взаємне екранування свай.

При розрахунку опору заземлення одиничного елемента фундаменту при імпульсних струмах враховуються імпульсні коефіцієнти α_i і коефіцієнти використання η_i .

У ґрунтах з питомим опором $\rho \leq 1 \cdot 10^4$ Ом · см збірні залізобетонні фундаменти забезпечують нормовані значення опору заземлення опор. При

$1 \cdot 10^4 \leq \rho < 3 \cdot 10^4$ Ом · см природні заземлювачі забезпечують приблизно 50-80% значень, що вимагаються нормами. У цих випадках додатково до природних заземлювачів необхідно створювати штучні заземлювачі.

Зазвичай на дно котловану під фундамент опори до встановлення залізобетонних підніжників укладається заземлювач із круглої сталі, який з'єднується виводами у вигляді сталевих вертикальних штирів зі стійкою опорою.

Найбільш раціонально за умов використання природного та штучного заземлювачів розташовувати поглиблений заземлювач на дні загального котловану, призначеного для встановлення чотирьох підніжників. Укладання кільцевих електродів навколо кожного залізобетонного підніжника нераціонально, так як взаємне екранування чотирьох паралельно з'єднаних кільцевих заземлювачів призводить до їх малого використання: коефіцієнт використання становить $\eta_i=0,3$. У необхідних випадках додатково встановлюються вертикальні або прокладаються протяжні поверхневі заземлювачі. У разі пальового фундаменту при зануренні в ґрунт палі разом з нею занурюється і сталевий електрод.

Заземлювальні пристрої для залізобетонних опор є горизонтальними заземлювачами, посилені в необхідних випадках вертикальними електродами.

Заземлювальні спуски залізобетонних опорах повинні мати переріз не менше 35 мм². Як заземлюючі спуски залізобетонних опор слід використовувати всі елементи ненапруженої поздовжньої арматури, які повинні бути металеві з'єднані між собою із заземлювачем.

Троси, які підвішені на опорі, та деталі кріплення ізоляторів до траверси на залізобетонній опорі повинні бути металеві з'єднані із заземлюючим спуском.

РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

3.1 Постановка задачі

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), для захисту людей від ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції можуть застосовуватися будь-які з таких захисних заходів: зниження напруги, вирівнювання потенціалів, подвійна ізоляція, окреме джерело живлення, захисне відключення, захисне заземлення (занулення). Кожен з перерахованих вище захисних засобів може використовуватися самостійно (як автономний захисний засіб) або в поєднанні з іншими пристроями. Найбільш поширеними технічними захисними заходами є захисне заземлення та занулення, які мають чітку сферу застосування, в той час як сфера застосування інших захисних заходів обмежена, має рекомендаційний характер, або дуже вузьку обов'язкову сферу застосування. Захисне заземлення або занулення необхідне для металевих частин електроустановок, до яких можуть торкатися люди і для яких немає інших захисних пристроїв для забезпечення електробезпеки [15].

Метою розрахунку є визначення кількості заземлюючих електродів та провідників, їхніх розмірів і схеми розміщення в землі при яких опір заземлювального пристрою розтіканню струму або напруга дотику при замиканні фази на заземлені частини електроустановок не перевищують допустимих значень.

Розрахувати штучний заземлюючий пристрій для електрообладнання цеху використовуючи наступні параметри:

– виконання мережі – з ізолюваною нейтраллю. Напруга мережі – 380/220 В;

– тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами: $l_B = 3$ м; $d_B = 0,035$ м; товщина стінки $\delta = 3,5$ мм; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 3$ м, тобто $a/l_B = 1$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,7$ м, $V_c = 35$ мм.

– ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

3.2 Розрахунок заземлюючого пристрою

Визначаємо R_d – допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальній пристрої.

Згідно з ПУЕ для напруги до 1 кВ, $R_d \leq 4$ Ом.

Визначаємо розрахунковий питомий опір глини для III кліматичної зони:

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot K_c, \quad (3.1)$$

де $\rho_{\text{табл}}$ – значення питомого електричного опору ґрунта ($\rho_{\text{табл}} = 60$ Ом·м [1, табл. 3.9]);

K_c – коефіцієнт сезонності для однорідної землі при вимірюванні її опору ($K_c=1,5$ [1, табл. 3.10]).

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

Визначаємо H – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (3.2)$$

$$H = 0,7 + \frac{3}{2} 2,2 (\text{м}).$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{l_B} \left(\ln \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right), \quad (3.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{90}{3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,035} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 29,2 (\text{Ом}).$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$.

$$n_{op} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}, \quad (3.4)$$

$$n_{op} = \frac{26,4}{4 \cdot 1} = 7,3.$$

Приймаємо $n_{op} = 7$ шт.

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B [1, табл. 3.12], заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 1$, $n = 7$. Приймаємо $\eta_B = 0,7$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання.

$$n_B = \frac{n_{op}}{\eta_B}, \quad (3.5)$$

$$n_B = \frac{7}{0,7} = 9,9.$$

Приймаємо $n_B = 10$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 10$ без урахування з'єднувальної смуги.

$$R_{розр.в} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}, \quad (3.6)$$

$$R_{розр.в} = \frac{26,4}{10 \cdot 0,7} = 3,8(\text{Ом}).$$

Визначаємо довжину з'єднувальної смуги.

$$L_c = 1,05 \cdot a(n - 1), \quad (3.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 3 \cdot 10 = 31,5(\text{м}).$$

Для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму за формулою:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{R_{\text{розр}}}{L_c} \ln \frac{2L_c^2}{H_0 \cdot B_c}, \quad (3.8)$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{90}{31,5} \ln \frac{2 \cdot 31,5^2}{0,7 \cdot 0,04} = 5,48(\text{Ом}).$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача при $a/l=1$, $n=10$. Приймаємо $\eta_{\Gamma}=0,56$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з урахуванням η_{Γ} :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (3.9)$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{5,48}{0,56} = 9,8(\text{Ом}).$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою.

$$R_{\text{розр}} = \frac{R_{\text{розр.в}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.в}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}, \quad (3.10)$$

$$R_{\text{розр}} = \frac{3,7 \cdot 9,8}{3,8 + 9,8} = 2,7(\text{Ом}).$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

Вибираємо матеріал та поперечний переріз з'єднувальних проводів і магістральної шини [5, табл. 1.7.5, 1.7.6]. Приймаємо сталеву шину товщиною $\delta=4$ мм і перерізом 100 мм^2 .

Схема з'єднання обладнання з магістральною шиною та з'єднання магістральної шини з заземлювальним пристроєм наведена на рис. 3.1

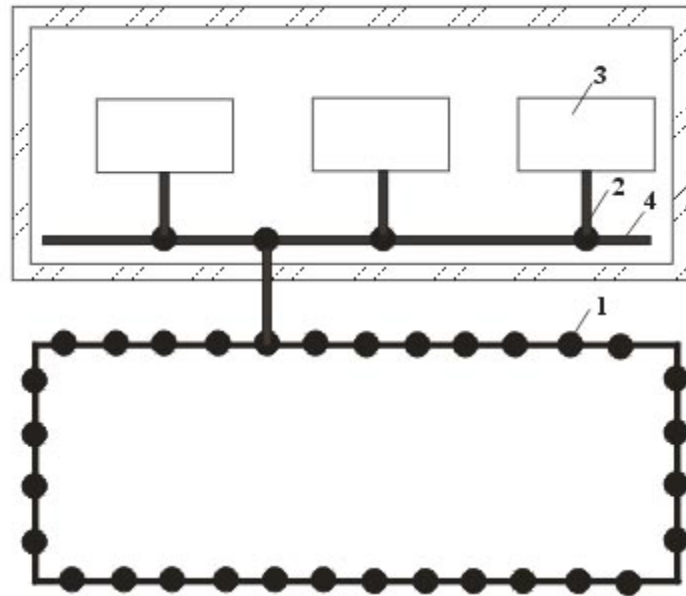


Рисунок 3.1 – Схема захисного заземлення:

- 1 – заземлювальний пристрій; 2 – заземлювальні провідники;
3 – заземлюване обладнання; 4 – внутрішня магістраль заземлення

РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому [11].

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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}; \quad (4.1)$$

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

$E = E_{ан} = 0,2$ – 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:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t; \quad (4.2)$$

де C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 2,65$ 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:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c; \quad (4.3)$$

де K_t – капітальні вкладення, тис.грн.;

c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності;

ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год.

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \phi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (4.4)$$

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.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{\text{П/СТ}} + K_{\text{ЛЕП}}; \quad (4.5)$$

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.

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

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

На першому році:

– будівництво ліній електропередач: Іллінці (вузол 9) – 501 та 501-503;

- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 501, 503;
- розвиток підстанції пункту Іллінці(вузол 9).

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: Гайсин (вузол 13) – 504 та 504-503;
- спорудження підстанції 110/10 кВ у пункті 504;
- розвиток підстанції пункту Гайсин (вузол 13).

На третьому році:

- будівництво дволанцюгової лінії електропередач: Іллінці (вузол 9) – 502;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 502.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі взяті з довідника [11] та показані у табл. 4.1–4.3.

Таблиця 4.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч.	Вузол ПС	К-ть	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:								
1.2	110/10кВ, 6,3МВА	2	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022	190
2	Вузли ВРУ 110кВ								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2	87,512	2613,394	110,57	72,41	2,138	2886,024	260
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410
2.3	Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими трансформаторами струму	1	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125

2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1 фаза	3	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125
Всього ВРУ 110 кВ			703,985	14167,233	652,811	404,142	9,968	15938,137	1136
3	Вузли обладнання 10кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,81	25,838	2	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10кВ	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13	502,008	4484,701	121,082	135,876	13	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10кВ	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10кВ	2	77,232	309,232	12,104	10,184	2	410,752	0
Всього ВРУ 110 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,436	23	8271,483	144,9
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ•А	2	27,244	503,94	23,946	14,496	2	571,626	32
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
4	ЗПК								

4.1	ЗПК ПС 110/10кВ								
4.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,99 2	96
4.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110кВ з вимикачем (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,47 2	48
4.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24
4.1.4	Панель трансформаторів напруги 110кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12
4.1.5	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24
4.1.6	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	13,855	1	517,95	12
4.1.7	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12
4.1.8	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	10,32	995,664	36
4.1.9	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	19,474	8206,655	264	
Загальна кошторисна вартість		49659,463							

Таблиця 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч.ч.	Вузол ПС	К-ть	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:								
1.2	110/10кВ, 2,5МВА	2	258,744	6749,468	225,686	185,899	1,715	7421,511	190
2	Вузли ВРУ 110кВ								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2	87,512	2613,394	110,57	72,41	2,138	2886,024	260
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410
2.3	Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими трансформаторами струму	1	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1фаза	3	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125
Всього ВРУ 110 кВ		703,985	14167,233	652,811	404,142	9,968	15938,137	1136	
3	Вузли обладнання 10кВ:								

3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,81	25,838	2	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10кВ	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13	502,008	4484,701	121,082	135,876	13	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформатора ми напруги 10кВ	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10кВ	2	77,232	309,232	12,104	10,184	2	410,752	0
Всього ВРУ 110 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,436	23	8271,483	144,9
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ•А	2	27,244	503,94	23,946	14,496	2	571,626	32
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
4	ЗПК								
4.1	ЗПК ПС 110/10кВ								
4.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96
4.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110кВ з вимикачем (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48
4.1.3	Панелі секційного	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24

	вимикача 110 кВ (одна панель)								
4.1. 4	Панель трансформаторі в напруги 110кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12
4.1. 5	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24
4.1. 6	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	13,855	1	517,95	12
4.1. 7	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12
4.1. 8	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	10,32	995,664	36
4.1. 9	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,71 5	6287,658	321,54 2	221,554	19,474	8206,65 5	264
Загальна кошторисна вартість			42237,952						

Таблиця 4.3 – Вартість реконструкції підстанції Іллінці (вузол 9)

Ч.ч.	Вузол ПС	К-ть	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	Вузли ВРУ 110кВ								
1.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	5	933,27	13726,31	574,84	399,5	6,205	15640,12	1025
1.2	Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими трансформаторами струму	1	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
1.3	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125
Всього ВРУ 110 кВ			1062,207	16723,472	711,066	484,102	8,421	18989,263	1275
Загальна кошторисна вартість			18989,263						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 110 886,678 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 4.4–4.5.

Таблиця 4.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

Ч.ч.	Вузол ПС	К-ть	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:								
1.2	110/10кВ, 6,3МВА	1	258,744	6749,468	225,686	185,899	1,715	7421,511	95

2	Вузли ВРУ 110кВ								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2	87,512	2613,394	110,57	72,41	2,138	2886,02 4	260
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2	373,308	5490,524	229,93 6	159,8	2,482	6256,04 8	410
2.3	Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими трансформаторами струму	1	74,91	2709,418	111,31 1	74,287	1,216	2971,14 2	125
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1фаза	3	114,228	3066,153	176,07 9	87,33	3,132	3446,92 2	216
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125
Всього ВРУ 110 кВ			703,985	14167,23 3	652,81 1	404,142	9,968	15938,1 37	1136
3	Вузли обладнання 10кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,81	25,838	2	1010,79 4	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10кВ	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13	502,008	4484,701	121,08 2	135,876	13	5256,66 7	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10кВ	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10кВ	2	77,232	309,232	12,104	10,184	2	410,752	0
Всього ВРУ 110 кВ			888,168	6943,872	202,00 8	214,436	23	8271,48 3	144,9

3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення потужністю:								
3.2.1	250 кВ•А	2	27,244	503,94	23,946	14,496	2	571,626	32
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84
4	ЗПК								
4.1	ЗПК ПС 110/10кВ								
4.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96
4.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110кВ з вимикачем (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48
4.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24
4.1.4	Панель трансформаторі в напруги 110кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12
4.1.5	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24
4.1.6	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	13,855	1	517,95	12
4.1.7	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12
4.1.8	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	10,32	995,664	36

4.1.9	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	19,474	8206,655	264
Загальна кошторисна вартість			42237,952						

Таблиця 4.5 – Вартість реконструкції підстанції Гайсин (вузол 13):

Ч.ч	Вузол ПС	К - ть	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Вузли ВРУ 110кВ								
1.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205
1.2	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645	100
1.3	Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими трансформаторами струму	1	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125
1.4	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125
Всього ВРУ 110 кВ			407,771	5653,6	241,685	165,299	3,457	6471,811	430
Загальна кошторисна вартість			6471,811						

3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2	77,232	881,914	23,81	25,838	2	1010,79 4	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10кВ	1	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13	502,008	4484,701	121,08 2	135,876	13	5256,66 7	89,7
3.1.5	Камера з трансформатора ми напруги 10кВ	4	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10кВ	2	77,232	309,232	12,104	10,184	2	410,752	0
Всього ВРУ 110 кВ			888,168	6943,872	202,00 8	214,436	23	8271,48 3	144,9
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
3.2.1	250 кВ•А	2	27,244	503,94	23,946	14,496	2	571,626	32
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52
Всього			135,424	2096,27	103,09 8	61,348	4,026	2400,16 6	84
4	ЗПК								
4.1	ЗПК ПС 110/10кВ								
4.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,99 2	96
4.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110кВ з вимикачем (дві панелі)	2	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,47 2	48
4.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24

4.1.4	Панель трансформаторі в напруги 110кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12
4.1.5	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24
4.1.6	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1	68,721	412,888	21,485	13,855	1	517,95	12
4.1.7	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12
4.1.8	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1	199,382	726,488	41,034	27,729	10,32	995,664	36
4.1.9	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	19,474	8206,655	264
Загальна кошторисна вартість			49659,463						

В загальному, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 49659,463 тис. грн. розрахунок.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{T}} \cdot l; \quad (4.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot (8,4 + 9,1) = 25288,71(\text{тис.грн});$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot (19,6 + 10,5) = 43496,58(\text{тис.грн});$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 2097,245 \cdot 21 = 44042,15(\text{тис.грн}).$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 25288,71 + 110886,678 = 136175,39(\text{тис.грн});$$

$$K_2 = 43496,58 + 48709,763 = 92206,34(\text{тис.грн});$$

$$K_3 = 44042,15 + 49659,463 = 93701,61(\text{тис.грн}).$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t; \quad (4.7)$$

де B_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн;

B_{Π} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн;

ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год.

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (4.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = \frac{(K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L \%)}{100}; \quad (4.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{п} = \frac{(K_{п/ст} \cdot R_{п\%})}{100}; \quad (4.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (4.9-4.10) маємо:

$$V_{л1} = \frac{25288,71 \cdot 0,03}{100} = 75,87(\text{тис.грн});$$

$$V_{л2} = \frac{43496,58 \cdot 0,03}{100} = 130,49(\text{тис.грн});$$

$$V_{л3} = \frac{44042,15 \cdot 0,03}{100} = 132,13(\text{тис.грн});$$

$$V_{п1} = \frac{110886,678 \cdot 3}{100} = 3326,6(\text{тис.грн});$$

$$V_{п2} = \frac{48709,763 \cdot 3}{100} = 1489,78(\text{тис.грн});$$

$$V_{п3} = \frac{49659,463 \cdot 3}{100} = 1489,78(\text{тис.грн}).$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:9-501, 501-503 П/ст:9, 501, 503	661	183	3695
2	ЛЕП:13-504, 504-503 П/ст:13,504	-293	40	-1041
3	ЛЕП:9-502 П/ст:502	635	169	3504

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 75,87 + 3326,6 + 3695 \cdot 2,65 = 13194,22(\text{тис.грн});$$

$$B_2 = 130,49 + 1489,78 + (-1041) \cdot 2,65 = -1138,38(\text{тис.грн});$$

$$B_3 = 132,13 + 1489,78 + 3504 \cdot 2,65 = 10907,51(\text{тис.грн}).$$

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

$$W_{1(501-503)} = (9,52 + 3,76) \cdot 5400 = 71722,54(\text{МВт} \cdot \text{год});$$

$$W_{2(504(\text{СЕС}))} = 5 \cdot 1200 = 6000(\text{МВт} \cdot \text{год});$$

$$W_{3(502)} = 11,17 \cdot 5400 = 60297,71(\text{МВт} \cdot \text{год}).$$

У відповідності з (4.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$П_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 71722,54 - 13194,22 = 9613,55(\text{тис.грн});$$

$$П_2 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 6000 - (-1138,38) = 4882,38(\text{тис.грн});$$

$$П_3 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 60297,81 - 10907,51 = 8267,16(\text{тис.грн}).$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (4.1):

$$E'_a = \frac{9613,55 / (1 + 0,2) + 4882,38 / (1 + 0,2)^2 + 8267,16 / (1 + 0,2)^3}{136175,39 / (1 + 0,2) + 92206,34 / (1 + 0,2)^2 + 93701,61 / (1 + 0,2)^3} = 0,698.$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = \frac{1}{E'_a} = \frac{1}{0,698} = 14,32 \approx 14 \text{ років.}$$

Таблиця 4.8 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	29,45
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	138020,25
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	209255,904
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	14
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,775
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	6158
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	23393

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (14,32) підтверджують ефективність.

ВИСНОВКИ

Під час виконання магістерської кваліфікаційної роботи основна увага була зосереджена на проектуванні електричної мережі 110/10 кВ. Завдання передбачало інтеграцію нових споживачів (вузли 501, 502 і 503) і сонячної електростанції (СЕС) (вузол 504) в існуючу схему. Враховуючи вказану категорію споживачів (переважно I) розроблено конфігурацію, що забезпечує необхідний рівень надійності. Зокрема, живлення здійснюється від двох центрів по одноланцюгових лініях до підстанцій 501, 503, 504 та дволанцюгової до підстанції 502. Оптимальна схема визначена симплекс-методом (з 4 ітераціями з уточненням вартісних коефіцієнтів). Згодом за допомогою динамічного програмування оцінювали різні послідовності побудови мережі та вибирали найбільш економічно вигідний варіант.

З точки зору надійності проведено реконструкцію підстанції «Іллінці» (вузол 9) із застосуванням нової схеми «Одна робоча, розділена вимикачем і обхідна шинна система». Додатково проведено реконструкцію ПС Гайсин з переходом від простого містка до розширеного. За допомогою ПК «Надійність» визначено математичне сподівання збитків та розраховано загальні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових підстанцій (501, 503, 504) обрано схему РП «Міст з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». ПС 502 отримав позначення «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку ліній». Цей вибір ґрунтувався на попередніх розрахунках, схемі електричного підключення запроектованої мережі та її потенційному майбутньому розвитку.

Отримана мережа пройшла тестування на такі параметри, як напруга у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі. На підставі отриманих результатів визначено доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримки робочого рівня напруги при нормальному, аварійному та максимальному навантаженні.

Після впровадження заходів щодо підвищення якості напруги у вузлах проєктована мережа показала низькі втрати активної потужності – 4775 МВт. Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки склали 209 255,904 тис. грн. Була оцінена рентабельність проєкту, що вказує на високу ефективність з розрахунковим значенням $E(0,112)$, близьким до $Ea'(0,2)$, і терміном окупності, оціненим у 14,32 року.

Також у ході роботи було проведено аналіз оцінки ефективності заземлюючих пристроїв в рамках розробки сегмента електричної мережі будівель. Отримані дані підкреслюють вирішальну роль точного проєктування та реалізації систем заземлення для гарантування надійності та безпеки електричних мереж.

Дослідження показує, що належне функціонування та технічне обслуговування заземлюючих пристроїв взаємопов'язане із загальним прогресом електропостачання будівлі, сприянням стабільності електромережі та запобіганням ризику коротких замикань та інших нещасних випадків.

Ключовим висновком дослідження є обов'язковість вдосконалення конструкції систем заземлення з урахуванням сучасних технологій і стандартів безпеки. Впровадження інноваційних рішень у цій галузі підвищить надійність і безпеку побудови електричних систем.

Слід також наголосити на необхідності навчання та інформування фахівців у будівництві та енергетиці щодо правильного використання та обслуговування систем заземлення. Компетентність персоналу має ключове значення для забезпечення ефективного та безпечного використання електроенергії в будівлях.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. 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 : навч. посібник / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
2. ДСТУ Б В.2.5-82:2016 Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. – [Чинний від 01.04.2017]. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=65395
3. ДСТУ EN 62305-1:2012 Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи (EN 62305-1:2011, IDT). – [Чинний від 01.08.2012]. URL: https://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=29300
4. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012 Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками (ІЕС 62305-2:2010, IDT). – [Чинний від 01.08.2012]. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=29301
5. ДСТУ 7239:2011 Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація. – [Чинний від 01.08.2011]. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=51051
6. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. – 203 с.
7. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. – 162 с.
8. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський ; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2022. – 172 с.

9. Кулик В. В. 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.
10. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
11. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми», – СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016. – 42 с.
12. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
13. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем : навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
14. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах : навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
15. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
16. Техніка і електрофізика високих напруг / За ред. В.О. Бржезицького, В.М. Михайлова. – Харків : НТУ «ХПІ». – Торнадо, 2005. – 930 с.

Додаток А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням пристроїв заземлення будівель

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
 (БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____ Вишневський С.Я.
 (підпис) (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____ Зелінська А.В.
 (підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____ Собчук Н.В.
 (підпис) (прізвище, ініціали)

Додаток Б

Технічне завдання МКР

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

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

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

(підпис)

« _____ » _____ 2023р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням пристроїв
заземлення будівель»**
08-23.МКР.018.00.007.ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

_____ Собчук Н.В.
(підпис)

Магістрант групи 2ЕСМ-22м

_____ Зелінська А.В.
(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена концентрацією електричних навантажень і виникненням крупних територіально-промислових комплексів, часто віддалених від джерел електропостачання, які потребують збільшення напруги живлячих ліній електропередачі;

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – розвиток електричної мережі 110/35 кВ;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

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

3. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.

4. 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.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

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

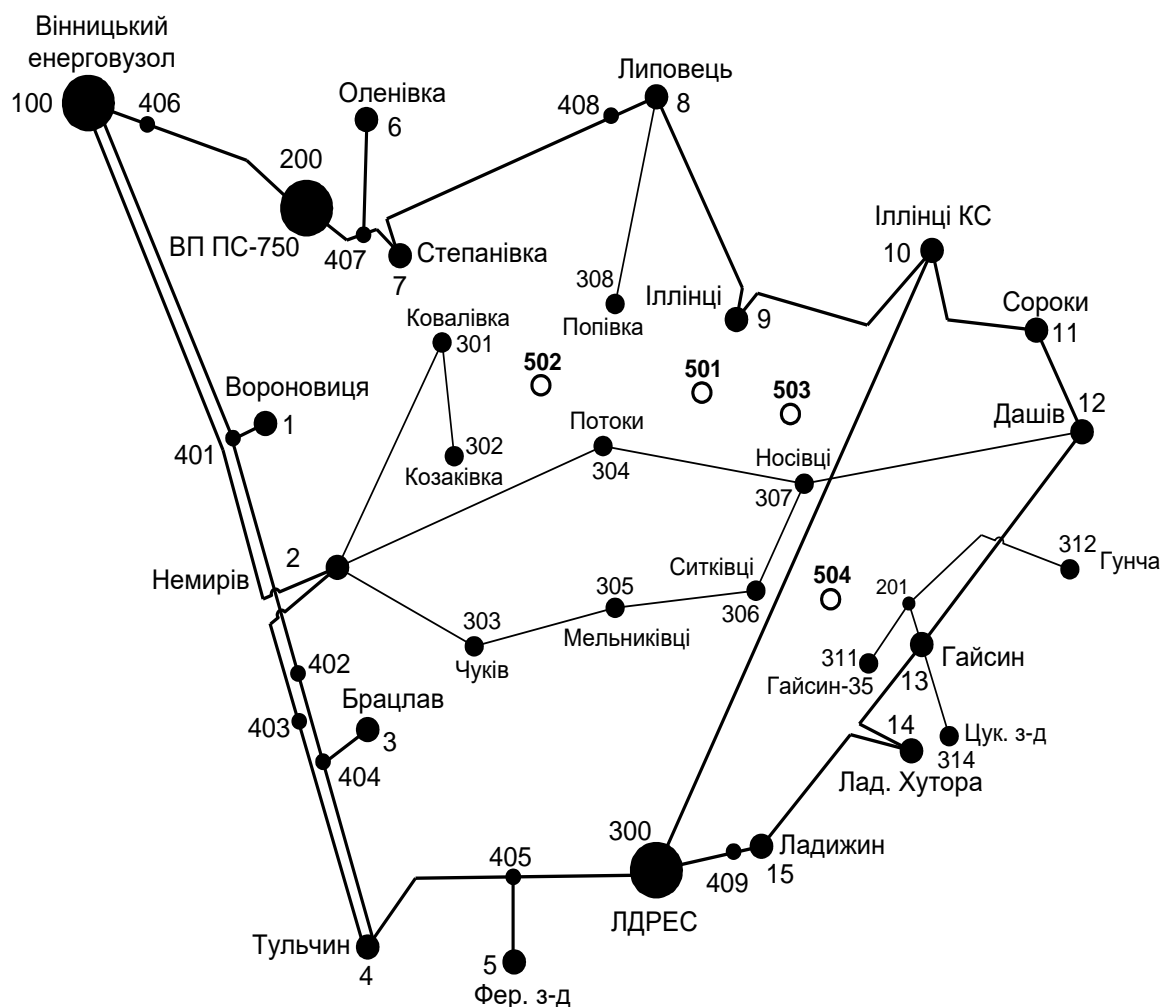


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

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 300 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	Нова 4 (504)
Навантаження, МВт	8,1	9,5	3,2	5,0
cos φ	0,88	0,89	0,87	1,00
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	70	75	80	85	90	92	94	92	98	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

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

304	307	Потоки – Носівці	31,52	АС-120
306	307	Ситківці – Носівці	9,3	АС-95
12	307	Дашів – Носівці	29,41	АС-120
8	308	Липовець – Попівка	14,93	АС-95
12	309	Дашів – Слободище	19,5	АС-70
309	310	Слободище – Гранів	13,43	АС-95
13	201	Гайсин – 201	5,05	АС-120
201	311	201 – Гайсин 35	4,0	АС-95
201	312	201 – Гунча	6,6	АС-95
13	313	Гайсин – Тишківка	12,9	АС-50
13	314	Гайсин – Цук. з-д	16,94	АС-95

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.23	18.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування розвитку електричної мережі	19.09.23	08.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Аналіз основних характеристик контурів заземлення	09.10.23	22.10.23	розділ 2
4	Розрахунок заземлюючого пристрою	23.10.23	27.10.23	розділ 3
5	Техніко-економічні розрахунки	28.10.23	05.11.23	розділ 4
6	Оформлення пояснювальної записки	06.11.23	17.11.23	пояснювальна записка
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	19.11.23	30.11.23	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР

відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

Додаток В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 109.695 МВт / 960.926 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 106.370 МВт / 931.801 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.412 МВт / 10.419 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.412 МВт / 10.419 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.593 МВт / 5.195 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.375 МВт / 1.621 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.968 МВт / 6.815 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.381 МВт / 17.235 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-15.931	-7.935	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.732	-0.12
1		0.000	0.000	114.623	-0.14
402		0.000	0.000	114.459	-0.24
404		0.000	0.000	114.242	-0.30
3		0.000	0.000	114.174	-0.32
4		0.000	0.000	114.144	-0.32
2		0.000	0.000	113.685	-0.48
403		0.000	0.000	113.743	-0.46
405		0.000	0.000	114.844	-0.05
5		0.000	0.000	114.801	-0.06
300		-65.390	-38.624	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200		-28.374	-13.895	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.607	-0.14
6		0.000	0.000	114.541	-0.16
7		0.000	0.000	114.314	-0.24
408		0.000	0.000	112.469	-0.91
8		0.000	0.000	112.238	-0.97
9		0.000	0.000	111.064	-1.32
10		0.000	0.000	109.890	-1.68
11		0.000	0.000	109.356	-1.75
12		0.000	0.000	109.199	-1.75
13		0.000	0.000	109.465	-1.55
14		0.000	0.000	110.716	-1.08
15		0.000	0.000	111.461	-0.79
409		0.000	0.000	111.612	-0.74
20021		0.000	0.000	36.339	-4.36
301		0.000	0.000	35.892	-4.61
302		0.000	0.000	35.710	-4.71
20022		0.000	0.000	36.757	-3.84

303	0.000	0.000	35.690	-3.79
304	0.000	0.000	35.267	-4.39
305	0.000	0.000	35.128	-4.21
306	0.000	0.000	34.864	-4.47
307	0.000	0.000	34.951	-4.47
200121	0.000	0.000	35.605	-4.00
20081	0.000	0.000	36.727	-3.07
308	0.000	0.000	36.572	-3.18
200122	0.000	0.000	35.532	-4.27
309	0.000	0.000	34.818	-4.56
310	0.000	0.000	34.619	-4.69
20013	0.000	0.000	35.256	-4.94
201	0.000	0.000	35.102	-5.06
311	0.000	0.000	35.000	-5.11
312	0.000	0.000	35.040	-5.09
313	0.000	0.000	34.709	-4.98
314	0.000	0.000	34.964	-5.11
1001	2.700	1.530	10.549	-6.34
30021	0.000	0.000	109.934	-3.32
10021	2.760	1.490	10.508	-3.30
30022	0.000	0.000	110.721	-2.99
10022	2.760	1.530	10.584	-2.97
1003	2.590	1.540	10.584	-2.80
30041	0.000	0.000	111.485	-2.08
20041	0.000	0.000	37.323	-2.08
10041	2.820	1.860	10.515	-3.12
30042	0.000	0.000	112.552	-1.44
20042	0.000	0.000	37.680	-1.44
10042	2.820	1.860	10.759	-1.42
1005	10.580	5.710	10.190	-2.62
1006	2.700	1.460	10.634	-2.74
1007	2.940	1.500	10.598	-3.08
30081	0.000	0.000	109.737	-3.08
10081	2.530	1.360	10.384	-4.05
30082	0.000	0.000	111.044	-2.01
20082	0.000	0.000	37.176	-2.01
10082	2.530	1.360	10.615	-2.00
10091	1.530	0.860	10.433	-2.86
10092	1.530	0.860	10.433	-2.86
100101	12.340	7.320	9.886	-2.96
100102	12.340	7.320	9.886	-2.96
10011	2.590	1.330	10.149	-4.47
300121	0.000	0.000	106.430	-4.03
100121	1.760	0.950	10.099	-4.74
300122	0.000	0.000	106.231	-4.30
100122	1.760	0.950	10.080	-5.02
30013	0.000	0.000	105.380	-4.96
10013	7.640	3.910	9.942	-6.31
10014	3.060	1.480	10.242	-4.23
300151	0.000	0.000	110.237	-1.80
200151	0.000	0.000	36.906	-1.80
100151	3.940	2.230	10.471	-2.43
300152	0.000	0.000	110.237	-1.80
200152	0.000	0.000	36.906	-1.80
100152	3.940	2.230	10.471	-2.43
100301	1.180	0.690	11.030	-6.17

100302				1.060	0.600	11.004	-6.13
1003031				0.350	0.200	11.102	-4.51
1003032				0.350	0.200	11.102	-4.51
1003041				0.650	0.330	10.960	-5.28
1003042				0.650	0.330	10.960	-5.28
100305				1.410	0.760	10.751	-6.19
1003061				0.760	0.430	10.798	-5.53
1003062				0.760	0.430	10.798	-5.53
1003071				0.820	0.490	10.861	-5.31
1003072				0.820	0.490	10.861	-5.31
100308				0.710	0.340	11.293	-4.60
100309				0.940	0.510	10.750	-5.89
100310				0.940	0.460	10.589	-6.81
1003111				0.760	0.430	10.891	-5.88
1003112				0.760	0.430	10.932	-5.60
1003121				0.290	0.150	10.923	-5.72
1003122				0.290	0.150	10.923	-5.72
100313				1.650	0.930	10.666	-6.70
1003141				0.530	0.290	10.816	-6.26
1003142				0.530	0.290	10.915	-5.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	6.623	2.817	6.613	2.797	0.009	0.021	0.036	0.268
401	402	3.870	1.751	3.865	1.739	0.006	0.012	0.021	0.274
402	404	3.865	2.433	3.860	2.424	0.005	0.009	0.023	0.217
404	4	1.249	1.340	1.248	1.338	0.001	0.001	0.009	0.098
4	403	3.965	1.999	3.956	1.982	0.009	0.017	0.022	0.403
403	2	3.956	2.562	3.955	2.559	0.001	0.003	0.024	0.058
2	100	-9.244	-5.267	-9.307	-5.405	0.062	0.138	-0.054	-1.318
2	30021	6.957	4.649	6.942	4.156	0.015	0.491	0.042	3.932
30021	20021	4.181	2.667	4.176	2.558	0.006	0.109	0.026	1.520
20021	304	1.890	1.222	1.834	1.185	0.055	0.037	0.036	1.070
304	307	0.523	0.540	0.519	0.535	0.004	0.006	0.012	0.318
307	306	0.392	0.499	0.391	0.497	0.001	0.001	0.010	0.087
306	305	-1.142	-0.408	-1.149	-0.416	0.007	0.008	-0.020	-0.274
305	303	-2.573	-1.215	-2.605	-1.254	0.032	0.038	-0.047	-0.579
303	20022	-3.312	-1.667	-3.413	-1.714	0.100	0.047	-0.060	-1.063
30022	20022	3.416	1.761	3.413	1.696	0.003	0.065	0.020	1.022
2	30022	6.187	3.653	6.176	3.290	0.011	0.362	0.036	3.112
307	200121	-1.527	-0.928	-1.548	-0.958	0.021	0.030	-0.029	-0.673
300121	200121	1.549	0.905	1.548	0.905	0.001	0.000	0.010	0.074
12	300121	3.317	2.066	3.310	1.884	0.007	0.181	0.021	2.980
12	11	-2.733	-3.512	-2.737	-3.517	0.004	0.005	-0.023	-0.157
11	10	-5.346	-4.656	-5.367	-4.686	0.020	0.029	-0.037	-0.539
10	300	-17.015	-12.738	-17.409	-13.846	0.392	1.103	-0.111	-5.157
10	9	-13.164	-6.149	-13.266	-6.296	0.102	0.147	-0.076	-1.191
9	8	-16.352	-7.608	-16.477	-7.789	0.125	0.181	-0.094	-1.187
8	408	-22.313	-11.069	-22.347	-11.117	0.033	0.048	-0.128	-0.233
408	7	-22.347	-10.668	-22.586	-11.105	0.238	0.436	-0.127	-1.858
7	407	-25.548	-12.388	-25.591	-12.467	0.043	0.078	-0.143	-0.293
407	200	-28.312	-13.803	-28.376	-13.919	0.063	0.116	-0.158	-0.393

12	13	-4.328	-0.422	-4.337	-0.438	0.009	0.016	-0.023	-0.277
13	14	-16.942	-7.907	-17.069	-8.139	0.126	0.231	-0.098	-1.272
14	15	-20.152	-9.380	-20.241	-9.543	0.089	0.162	-0.116	-0.754
15	409	-28.184	-14.463	-28.209	-14.509	0.025	0.045	-0.164	-0.153
409	300	-28.209	-14.066	-28.876	-14.868	0.664	0.798	-0.163	-3.397
4	405	-8.417	-3.762	-8.451	-3.824	0.034	0.062	-0.047	-0.701
405	300	-19.089	-9.879	-19.106	-9.910	0.017	0.031	-0.108	-0.156
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
303	1003031	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.394
303	1003032	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.394
305	100305	1.419	0.829	1.409	0.760	0.010	0.070	0.027	1.023
7	1007	2.951	1.695	2.938	1.499	0.013	0.195	0.017	3.671
306	1003061	0.762	0.450	0.760	0.430	0.003	0.020	0.015	0.561
407	6	2.721	1.582	2.720	1.580	0.001	0.002	0.016	0.066
6	1006	2.709	1.627	2.698	1.459	0.011	0.167	0.016	3.494
306	1003062	0.762	0.450	0.760	0.430	0.003	0.020	0.015	0.561
8	30081	3.257	1.911	3.251	1.750	0.006	0.160	0.019	2.644
30081	20081	0.719	0.333	0.719	0.333	0.000	0.000	0.004	0.034
20081	308	0.719	0.361	0.717	0.358	0.002	0.003	0.013	0.158
308	100308	0.713	0.364	0.710	0.340	0.004	0.024	0.013	0.698
30081	10081	2.532	1.417	2.528	1.359	0.004	0.058	0.015	1.287
8	30082	2.532	1.420	2.530	1.359	0.002	0.061	0.015	1.246
30082	20082	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30082	10082	2.530	1.359	2.528	1.359	0.002	0.000	0.015	0.061
9	10091	1.533	0.916	1.529	0.859	0.004	0.057	0.009	2.089
9	10092	1.533	0.916	1.529	0.859	0.004	0.057	0.009	2.089
11	10011	2.599	1.495	2.588	1.329	0.011	0.165	0.016	3.516
12	300122	3.707	2.221	3.699	1.998	0.008	0.222	0.023	3.216
300122	200122	1.938	1.019	1.936	1.019	0.002	0.000	0.012	0.093
200122	309	1.936	1.052	1.902	1.022	0.034	0.030	0.036	0.725
309	310	0.954	0.511	0.950	0.505	0.004	0.005	0.018	0.206
310	100310	0.947	0.508	0.939	0.460	0.008	0.048	0.018	1.045
309	100309	0.944	0.541	0.939	0.510	0.004	0.031	0.018	0.681
300122	100122	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.947
20021	301	2.286	1.399	2.264	1.373	0.022	0.027	0.043	0.458
13	30013	12.577	8.078	12.549	7.042	0.028	1.032	0.079	4.440
30013	20013	4.904	2.900	4.899	2.900	0.004	0.000	0.031	0.065
20013	314	1.078	0.638	1.071	0.629	0.007	0.008	0.020	0.301
314	1003141	0.532	0.305	0.530	0.290	0.002	0.015	0.010	0.614
314	1003142	0.530	0.297	0.530	0.290	0.001	0.007	0.010	0.262
20013	201	2.133	1.289	2.126	1.280	0.007	0.010	0.041	0.160
201	311	1.539	0.967	1.535	0.963	0.004	0.004	0.030	0.104
311	1003111	0.761	0.444	0.760	0.430	0.002	0.015	0.015	0.388
311	1003112	0.760	0.439	0.760	0.430	0.001	0.009	0.014	0.240
201	312	0.588	0.340	0.587	0.339	0.001	0.001	0.011	0.064
312	1003121	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.317
312	1003122	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.317
20013	313	1.688	1.033	1.662	1.016	0.026	0.017	0.032	0.547
313	100313	1.657	1.001	1.649	0.929	0.008	0.071	0.032	0.871
30013	10013	7.645	4.142	7.635	3.908	0.010	0.233	0.048	1.665
301	302	1.073	0.650	1.069	0.645	0.004	0.005	0.020	0.187
14	10014	3.073	1.701	3.058	1.479	0.015	0.221	0.018	3.906
302	100302	1.065	0.638	1.059	0.600	0.006	0.038	0.020	0.776
15	300151	3.943	2.382	3.940	2.287	0.003	0.095	0.024	1.267
300151	200151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

300151	100151	3.940	2.287	3.938	2.229	0.003	0.059	0.024	0.804
15	300152	3.943	2.382	3.940	2.287	0.003	0.095	0.024	1.267
300152	200152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300152	100152	3.940	2.287	3.938	2.229	0.003	0.059	0.024	0.804
301	100301	1.186	0.738	1.179	0.690	0.007	0.048	0.022	0.882
401	1	2.743	1.880	2.741	1.878	0.002	0.003	0.017	0.109
300121	100121	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.939
307	1003071	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.017	0.016	0.432
307	1003072	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.017	0.016	0.432
304	1003041	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.436
304	1003042	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.436
30021	10021	2.760	1.489	2.758	1.489	0.002	0.000	0.016	0.066
1	1001	2.735	1.969	2.698	1.529	0.037	0.438	0.017	9.778
10	100101	12.347	7.702	12.332	7.315	0.015	0.385	0.076	1.713
405	5	10.637	6.558	10.634	6.554	0.003	0.004	0.063	0.043
5	1005	10.603	6.351	10.573	5.706	0.029	0.642	0.062	3.314
4	30042	2.823	1.941	2.821	1.859	0.002	0.082	0.017	1.626
30042	10042	2.821	1.859	2.818	1.859	0.002	0.000	0.017	0.067
30042	20042	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	30041	2.828	2.071	2.823	1.937	0.005	0.134	0.018	2.731
30041	10041	2.823	1.937	2.818	1.859	0.005	0.078	0.018	1.643
30041	20041	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
404	3	2.611	1.684	2.610	1.682	0.001	0.001	0.016	0.068
3	1003	2.599	1.702	2.588	1.539	0.011	0.163	0.016	3.649
10	100102	12.347	7.702	12.332	7.315	0.015	0.385	0.076	1.713
30022	10022	2.760	1.529	2.758	1.529	0.002	0.000	0.016	0.066

Додаток Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після розвитку ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 135.533 МВт / 1187.268 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.820 МВт / 1145.983 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.415 МВт / 14.750 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.415 МВт / 14.750 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.623 МВт / 5.460 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.737 МВт / 3.183 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.360 МВт / 8.643 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.775 МВт / 23.393 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	фаза, град
100		-16.134	-7.989	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.731	-0.12
1		0.000	0.000	114.622	-0.14
402		0.000	0.000	114.455	-0.25
404		0.000	0.000	114.237	-0.31
3		0.000	0.000	114.169	-0.32
4		0.000	0.000	114.138	-0.32
2		0.000	0.000	113.669	-0.49
403		0.000	0.000	113.728	-0.47
405		0.000	0.000	114.843	-0.05
5		0.000	0.000	114.800	-0.06
300		-74.462	-39.487	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200		-39.936	-16.224	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.492	-0.21
6		0.000	0.000	114.426	-0.23
7		0.000	0.000	114.105	-0.37
408		0.000	0.000	111.602	-1.46
8		0.000	0.000	111.288	-1.57
9		0.000	0.000	109.534	-2.25
10		0.000	0.000	108.998	-2.34
11		0.000	0.000	108.693	-2.33
12		0.000	0.000	108.641	-2.30
13		0.000	0.000	109.194	-1.98
14		0.000	0.000	110.502	-1.36
15		0.000	0.000	111.278	-1.00
409		0.000	0.000	111.434	-0.94
20021		0.000	0.000	36.322	-4.47
301		0.000	0.000	35.875	-4.72
302		0.000	0.000	35.692	-4.82
20022		0.000	0.000	36.741	-3.95

303	0.000	0.000	35.634	-3.93
304	0.000	0.000	35.190	-4.55
305	0.000	0.000	35.051	-4.39
306	0.000	0.000	34.765	-4.68
307	0.000	0.000	34.840	-4.71
200121	0.000	0.000	35.432	-4.38
20081	0.000	0.000	36.399	-3.71
308	0.000	0.000	36.243	-3.82
200122	0.000	0.000	35.338	-4.85
309	0.000	0.000	34.620	-5.14
310	0.000	0.000	34.419	-5.27
20013	0.000	0.000	35.161	-5.39
201	0.000	0.000	35.006	-5.51
311	0.000	0.000	34.904	-5.56
312	0.000	0.000	34.944	-5.55
313	0.000	0.000	34.612	-5.43
314	0.000	0.000	34.868	-5.57
1001	2.700	1.530	10.549	-6.35
30021	0.000	0.000	109.894	-3.39
10021	2.760	1.490	10.505	-3.37
30022	0.000	0.000	110.682	-3.07
10022	2.760	1.530	10.580	-3.05
1003	2.590	1.540	10.584	-2.81
30041	0.000	0.000	111.478	-2.08
20041	0.000	0.000	37.321	-2.08
10041	2.820	1.860	10.514	-3.13
30042	0.000	0.000	112.545	-1.44
20042	0.000	0.000	37.678	-1.44
10042	2.820	1.860	10.758	-1.42
1005	10.580	5.710	10.190	-2.62
1006	2.700	1.460	10.622	-2.82
1007	2.940	1.500	10.577	-3.21
30081	0.000	0.000	108.760	-3.72
10081	2.530	1.360	10.289	-4.71
30082	0.000	0.000	110.083	-2.63
20082	0.000	0.000	36.854	-2.63
10082	2.530	1.360	10.523	-2.61
10091	1.530	0.860	10.284	-3.83
10092	1.530	0.860	10.284	-3.83
100101	12.340	7.320	9.803	-3.64
100102	12.340	7.320	9.803	-3.64
10011	2.590	1.330	10.084	-5.09
300121	0.000	0.000	105.900	-4.40
100121	1.760	0.950	10.048	-5.13
300122	0.000	0.000	105.652	-4.88
100122	1.760	0.950	10.024	-5.61
30013	0.000	0.000	105.096	-5.42
10013	7.640	3.910	9.915	-6.77
10014	3.060	1.480	10.221	-4.53
300151	0.000	0.000	110.053	-2.01
200151	0.000	0.000	36.844	-2.01
100151	3.940	2.230	10.453	-2.64
300152	0.000	0.000	110.053	-2.01
200152	0.000	0.000	36.844	-2.01
100152	3.940	2.230	10.453	-2.64
100301	1.180	0.690	11.025	-6.28

100302	1.060	0.600	10.998	-6.24
1003031	0.350	0.200	11.084	-4.65
1003032	0.350	0.200	11.084	-4.65
1003041	0.650	0.330	10.936	-5.45
1003042	0.650	0.330	10.936	-5.45
100305	1.410	0.760	10.726	-6.37
1003061	0.760	0.430	10.766	-5.75
1003062	0.760	0.430	10.766	-5.75
1003071	0.820	0.490	10.826	-5.55
1003072	0.820	0.490	10.826	-5.55
100308	0.710	0.340	11.187	-5.27
100309	0.940	0.510	10.687	-6.48
100310	0.940	0.460	10.525	-7.42
1003111	0.760	0.430	10.861	-6.34
1003112	0.760	0.430	10.902	-6.06
1003121	0.290	0.150	10.893	-6.17
1003122	0.290	0.150	10.893	-6.17
100313	1.650	0.930	10.635	-7.17
1003141	0.530	0.290	10.785	-6.72
1003142	0.530	0.290	10.885	-6.11
501	0.000	0.000	109.238	-2.34
503	0.000	0.000	109.185	-2.28
100501	9.520	0.000	10.150	-12.77
100503	3.760	0.000	10.618	-11.77
504	0.000	0.000	109.273	-2.02
100504	-5.000	0.000	10.471	3.26
502	0.000	0.000	109.223	-2.47
100502	11.170	-1.360	10.334	-14.61

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	6.661	2.826	6.651	2.805	0.009	0.021	0.036	0.269
401	402	3.908	1.760	3.903	1.747	0.006	0.012	0.022	0.276
402	404	3.903	2.441	3.898	2.433	0.005	0.009	0.023	0.219
404	4	1.286	1.348	1.286	1.347	0.001	0.001	0.009	0.100
4	403	4.093	2.023	4.084	2.005	0.010	0.018	0.023	0.412
403	2	4.084	2.585	4.083	2.582	0.001	0.003	0.024	0.059
2	100	-9.407	-5.307	-9.472	-5.449	0.064	0.142	-0.055	-1.335
2	30021	7.099	4.681	7.084	4.172	0.015	0.507	0.043	3.963
30021	20021	4.324	2.683	4.318	2.568	0.006	0.115	0.027	1.538
20021	304	2.031	1.231	1.970	1.190	0.061	0.041	0.038	1.132
304	307	0.658	0.546	0.653	0.538	0.005	0.007	0.014	0.357
307	306	0.256	0.497	0.255	0.496	0.001	0.001	0.009	0.074
306	305	-1.278	-0.409	-1.286	-0.419	0.008	0.010	-0.022	-0.300
305	303	-2.710	-1.219	-2.745	-1.261	0.035	0.042	-0.049	-0.602
303	20022	-3.452	-1.674	-3.560	-1.725	0.107	0.051	-0.062	-1.103
30022	20022	3.564	1.776	3.560	1.707	0.003	0.069	0.021	1.039
2	30022	6.335	3.684	6.324	3.305	0.011	0.377	0.037	3.142
307	200121	-1.257	-0.924	-1.273	-0.947	0.016	0.023	-0.026	-0.607
300121	200121	1.274	0.894	1.273	0.894	0.001	0.000	0.008	0.060
12	300121	3.041	2.035	3.035	1.874	0.006	0.161	0.019	2.967
12	11	0.540	-2.150	0.539	-2.151	0.001	0.001	0.012	-0.049

11	10	-2.070	-3.297	-2.077	-3.306	0.006	0.009	-0.021	-0.304
10	300	-22.211	-13.855	-22.818	-15.563	0.604	1.701	-0.138	-6.093
10	9	-4.677	-3.684	-4.694	-3.709	0.017	0.025	-0.031	-0.542
9	8	-27.313	-8.910	-27.640	-9.384	0.326	0.472	-0.151	-1.797
8	408	-33.476	-12.670	-33.546	-12.772	0.070	0.101	-0.185	-0.320
408	7	-33.546	-12.329	-34.052	-13.255	0.504	0.922	-0.185	-2.536
7	407	-37.014	-14.540	-37.099	-14.694	0.084	0.153	-0.201	-0.389
407	200	-39.820	-16.031	-39.938	-16.247	0.118	0.215	-0.216	-0.509
9	501	8.171	4.221	8.155	4.198	0.016	0.023	0.048	0.302
501	503	-1.487	2.644	-1.489	2.641	0.002	0.003	-0.016	0.048
503	504	-5.305	2.427	-5.320	2.405	0.015	0.022	-0.031	-0.106
504	13	-0.364	2.367	-0.365	2.365	0.001	0.002	-0.013	0.077
13	12	7.353	1.811	7.326	1.761	0.027	0.050	0.040	0.575
13	14	-20.323	-6.758	-20.490	-7.064	0.167	0.305	-0.113	-1.343
14	15	-23.573	-8.308	-23.686	-8.514	0.112	0.206	-0.130	-0.790
15	409	-31.630	-13.435	-31.659	-13.489	0.029	0.054	-0.178	-0.158
409	300	-31.659	-13.048	-32.448	-13.997	0.786	0.945	-0.177	-3.580
4	405	-8.508	-3.778	-8.542	-3.841	0.035	0.063	-0.047	-0.707
405	300	-19.180	-9.896	-19.197	-9.927	0.017	0.031	-0.108	-0.157
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
306	1003061	0.763	0.450	0.760	0.430	0.003	0.021	0.015	0.564
407	6	2.721	1.583	2.720	1.581	0.001	0.002	0.016	0.066
6	1006	2.709	1.627	2.698	1.459	0.011	0.168	0.016	3.504
306	1003062	0.763	0.450	0.760	0.430	0.003	0.021	0.015	0.564
8	30081	3.257	1.916	3.251	1.752	0.006	0.163	0.020	2.715
30081	20081	0.719	0.334	0.719	0.334	0.000	0.000	0.004	0.034
20081	308	0.719	0.362	0.717	0.359	0.002	0.003	0.013	0.160
308	100308	0.713	0.364	0.710	0.340	0.004	0.024	0.013	0.714
30081	10081	2.532	1.418	2.528	1.359	0.004	0.059	0.015	1.319
8	30082	2.532	1.421	2.530	1.359	0.002	0.062	0.015	1.279
30082	20082	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30082	10082	2.530	1.359	2.528	1.359	0.002	0.000	0.015	0.061
9	10091	1.533	0.918	1.529	0.859	0.004	0.058	0.009	2.169
9	10092	1.533	0.918	1.529	0.859	0.004	0.058	0.009	2.169
20021	301	2.286	1.399	2.264	1.373	0.022	0.027	0.043	0.458
301	302	1.073	0.650	1.069	0.645	0.004	0.005	0.020	0.187
503	100503	3.811	0.637	3.758	0.000	0.053	0.634	0.020	5.146
302	100302	1.065	0.638	1.059	0.600	0.006	0.038	0.020	0.778
301	100301	1.186	0.738	1.179	0.690	0.007	0.048	0.022	0.884
13	30013	12.577	8.086	12.549	7.044	0.028	1.038	0.079	4.502
30013	20013	4.904	2.901	4.899	2.901	0.004	0.000	0.031	0.065
20013	313	1.688	1.033	1.662	1.016	0.026	0.017	0.032	0.548
313	100313	1.657	1.001	1.649	0.929	0.008	0.072	0.032	0.881
20013	201	2.133	1.289	2.126	1.279	0.007	0.010	0.041	0.161
201	312	0.588	0.340	0.587	0.339	0.001	0.001	0.011	0.064
312	1003121	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.321
312	1003122	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.321
201	311	1.539	0.967	1.535	0.962	0.004	0.004	0.030	0.105
311	1003111	0.761	0.444	0.760	0.430	0.002	0.015	0.015	0.392
311	1003112	0.760	0.439	0.760	0.430	0.001	0.009	0.014	0.243
20013	314	1.078	0.638	1.071	0.629	0.007	0.009	0.021	0.302
314	1003141	0.532	0.305	0.530	0.290	0.002	0.015	0.010	0.621
314	1003142	0.530	0.297	0.530	0.290	0.001	0.007	0.010	0.265
30013	10013	7.645	4.143	7.635	3.908	0.010	0.235	0.048	1.688
401	1	2.743	1.880	2.741	1.878	0.002	0.003	0.017	0.109

1	1001	2.735	1.969	2.698	1.529	0.037	0.438	0.017	9.778
14	10014	3.073	1.702	3.058	1.479	0.015	0.222	0.018	3.944
10	100101	12.348	7.709	12.332	7.315	0.015	0.392	0.077	1.756
15	300151	3.943	2.383	3.940	2.288	0.003	0.095	0.024	1.276
300151	200151	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300151	100151	3.940	2.288	3.938	2.229	0.003	0.059	0.024	0.810
15	300152	3.943	2.383	3.940	2.288	0.003	0.095	0.024	1.276
300152	200152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300152	100152	3.940	2.288	3.938	2.229	0.003	0.059	0.024	0.810
10	100102	12.348	7.709	12.332	7.315	0.015	0.392	0.077	1.756
30022	10022	2.760	1.529	2.758	1.529	0.002	0.000	0.016	0.066
504	100504	-4.966	0.459	-4.997	-0.000	0.030	0.458	-0.026	-0.096
501	100501	9.632	1.773	9.514	-0.000	0.117	1.766	0.052	5.652
9	502	11.362	0.463	11.332	0.419	0.030	0.044	0.060	0.328
502	100502	11.322	1.030	11.163	-1.359	0.158	2.380	0.060	4.578
11	10011	2.600	1.497	2.588	1.329	0.011	0.167	0.016	3.593
12	300122	3.708	2.226	3.699	2.001	0.008	0.225	0.023	3.284
300122	100122	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.965
300122	200122	1.939	1.021	1.936	1.021	0.002	0.000	0.012	0.092
200122	309	1.936	1.054	1.902	1.023	0.034	0.031	0.036	0.731
309	100309	0.944	0.541	0.939	0.510	0.005	0.031	0.018	0.693
309	310	0.954	0.511	0.950	0.506	0.004	0.005	0.018	0.208
310	100310	0.947	0.508	0.939	0.460	0.008	0.048	0.018	1.064
300121	100121	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.952
307	1003071	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.018	0.016	0.435
307	1003072	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.018	0.016	0.435
304	1003041	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.439
304	1003042	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.439
30021	10021	2.760	1.489	2.758	1.489	0.002	0.000	0.016	0.066
4	30041	2.828	2.071	2.823	1.937	0.005	0.134	0.018	2.732
30041	10041	2.823	1.937	2.818	1.859	0.005	0.078	0.018	1.643
30041	20041	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	30042	2.823	1.941	2.821	1.859	0.002	0.082	0.017	1.626
30042	20042	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30042	10042	2.821	1.859	2.818	1.859	0.002	0.000	0.017	0.067
303	1003031	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.396
405	5	10.637	6.558	10.634	6.554	0.003	0.004	0.063	0.043
5	1005	10.603	6.351	10.573	5.706	0.029	0.642	0.062	3.314
303	1003032	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.396
404	3	2.611	1.684	2.610	1.682	0.001	0.001	0.016	0.068
3	1003	2.599	1.702	2.588	1.539	0.011	0.163	0.016	3.649
305	100305	1.419	0.830	1.409	0.760	0.010	0.070	0.027	1.029
7	1007	2.951	1.695	2.938	1.499	0.013	0.195	0.017	3.692

Додаток Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 135.986 МВт / 1191.233 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.820 МВт / 1145.983 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.839 МВт / 16.582 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.839 МВт / 16.582 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.564 МВт / 4.942 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.823 МВт / 3.552 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.387 МВт / 8.495 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.226 МВт / 25.077 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-16.161	-8.494	110.000	0.00
401		0.000	0.000	109.707	-0.13
1		0.000	0.000	109.591	-0.15
402		0.000	0.000	109.409	-0.26
404		0.000	0.000	109.178	-0.33
3		0.000	0.000	109.107	-0.34
4		0.000	0.000	109.075	-0.35
2		0.000	0.000	108.574	-0.52
403		0.000	0.000	108.636	-0.50
405		0.000	0.000	109.833	-0.06
5		0.000	0.000	109.789	-0.06
300		-74.699	-41.269	110.000	0.00
406		0.000	0.000	110.001	-0.00
200		-40.125	-17.264	110.000	0.00
407		0.000	0.000	109.453	-0.22
6		0.000	0.000	109.383	-0.25
7		0.000	0.000	109.036	-0.40
408		0.000	0.000	106.337	-1.58
8		0.000	0.000	105.999	-1.70
9		0.000	0.000	104.110	-2.44
10		0.000	0.000	103.554	-2.55
11		0.000	0.000	103.227	-2.53
12		0.000	0.000	103.171	-2.50
13		0.000	0.000	103.759	-2.15
14		0.000	0.000	105.177	-1.46
15		0.000	0.000	106.017	-1.07
409		0.000	0.000	106.185	-1.00
20021		0.000	0.000	34.496	-4.93
301		0.000	0.000	34.022	-5.20
302		0.000	0.000	33.829	-5.31
20022		0.000	0.000	34.942	-4.35

303	0.000	0.000	33.768	-4.32
304	0.000	0.000	33.293	-5.00
305	0.000	0.000	33.146	-4.82
306	0.000	0.000	32.840	-5.15
307	0.000	0.000	32.919	-5.18
200121	0.000	0.000	33.543	-4.81
20081	0.000	0.000	34.575	-4.06
308	0.000	0.000	34.409	-4.18
200122	0.000	0.000	33.431	-5.34
309	0.000	0.000	32.666	-5.65
310	0.000	0.000	32.451	-5.81
20013	0.000	0.000	33.246	-5.94
201	0.000	0.000	33.082	-6.07
311	0.000	0.000	32.974	-6.13
312	0.000	0.000	33.016	-6.11
313	0.000	0.000	32.662	-5.98
314	0.000	0.000	32.935	-6.14
1001	2.700	1.530	9.987	-7.01
30021	0.000	0.000	104.539	-3.73
10021	2.760	1.490	9.992	-3.71
30022	0.000	0.000	105.380	-3.37
10022	2.760	1.530	10.073	-3.35
1003	2.590	1.540	10.081	-3.08
30041	0.000	0.000	106.269	-2.28
20041	0.000	0.000	35.577	-2.28
10041	2.820	1.860	10.008	-3.43
30042	0.000	0.000	107.404	-1.58
20042	0.000	0.000	35.957	-1.58
10042	2.820	1.860	10.266	-1.55
1005	10.580	5.710	9.717	-2.88
1006	2.700	1.460	10.123	-3.09
1007	2.940	1.500	10.074	-3.52
30081	0.000	0.000	103.311	-4.07
10081	2.530	1.360	9.762	-5.17
30082	0.000	0.000	104.731	-2.87
20082	0.000	0.000	35.062	-2.87
10082	2.530	1.360	10.011	-2.85
10091	1.530	0.860	9.754	-4.20
10092	1.530	0.860	9.754	-4.20
100101	12.340	7.320	9.298	-3.99
100102	12.340	7.320	9.298	-3.99
10011	2.590	1.330	9.542	-5.60
300121	0.000	0.000	100.260	-4.84
100121	1.760	0.950	9.504	-5.64
300122	0.000	0.000	99.961	-5.37
100122	1.760	0.950	9.475	-6.18
30013	0.000	0.000	99.378	-5.97
10013	7.640	3.910	9.359	-7.48
10014	3.060	1.480	9.691	-4.97
300151	0.000	0.000	104.724	-2.18
200151	0.000	0.000	35.060	-2.18
100151	3.940	2.230	9.940	-2.88
300152	0.000	0.000	104.724	-2.18
200152	0.000	0.000	35.060	-2.18
100152	3.940	2.230	9.940	-2.88
100301	1.180	0.690	10.428	-6.94

100302		1.060	0.600	10.399	-6.90
1003031		0.350	0.200	10.491	-5.12
1003032		0.350	0.200	10.491	-5.12
1003041		0.650	0.330	10.332	-6.01
1003042		0.650	0.330	10.332	-6.01
100305		1.410	0.760	10.109	-7.05
1003061		0.760	0.430	10.151	-6.35
1003062		0.760	0.430	10.151	-6.35
1003071		0.820	0.490	10.215	-6.12
1003072		0.820	0.490	10.215	-6.12
100308		0.710	0.340	10.600	-5.80
100309		0.940	0.510	10.060	-7.17
100310		0.940	0.460	9.886	-8.23
1003111		0.760	0.430	10.248	-7.00
1003112		0.760	0.430	10.292	-6.69
1003121		0.290	0.150	10.281	-6.82
1003122		0.290	0.150	10.281	-6.82
100313		1.650	0.930	10.006	-7.93
1003141		0.530	0.290	10.167	-7.43
1003142		0.530	0.290	10.273	-6.74
501		0.000	0.000	103.790	-2.53
503		0.000	0.000	103.734	-2.47
100501		9.520	0.000	9.590	-14.17
100503		3.760	0.000	10.038	-13.04
504		0.000	0.000	103.835	-2.19
100504		-5.000	0.000	9.947	3.67
502		0.000	0.000	103.769	-2.68
100502		11.170	-1.360	9.777	-16.21

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	401	6.668	3.073	6.657	3.049	0.011	0.024	0.038	0.294
401	402	3.910	1.873	3.904	1.859	0.006	0.014	0.023	0.298
402	404	3.904	2.493	3.899	2.484	0.005	0.010	0.024	0.231
404	4	1.287	1.329	1.286	1.327	0.001	0.002	0.010	0.103
4	403	4.116	2.112	4.105	2.092	0.011	0.020	0.024	0.441
403	2	4.105	2.621	4.104	2.617	0.001	0.003	0.026	0.062
2	100	-9.419	-5.524	-9.491	-5.684	0.072	0.159	-0.058	-1.430
2	30021	7.115	4.799	7.098	4.230	0.017	0.566	0.046	4.252
30021	20021	4.337	2.741	4.331	2.612	0.007	0.129	0.028	1.660
20021	304	2.041	1.254	1.971	1.208	0.069	0.046	0.040	1.201
304	307	0.660	0.556	0.654	0.547	0.006	0.008	0.015	0.382
307	306	0.255	0.489	0.254	0.488	0.001	0.001	0.010	0.077
306	305	-1.279	-0.422	-1.288	-0.433	0.009	0.011	-0.024	-0.321
305	303	-2.712	-1.245	-2.752	-1.293	0.039	0.047	-0.052	-0.643
303	20022	-3.459	-1.707	-3.580	-1.764	0.121	0.057	-0.066	-1.169
30022	20022	3.584	1.826	3.580	1.748	0.004	0.078	0.022	1.127
2	30022	6.358	3.777	6.345	3.355	0.013	0.420	0.039	3.372
307	200121	-1.254	-0.917	-1.272	-0.942	0.018	0.026	-0.027	-0.640
300121	200121	1.273	0.895	1.272	0.895	0.001	0.000	0.009	0.063
12	300121	3.041	2.058	3.034	1.878	0.007	0.179	0.021	3.169
12	11	0.558	-2.207	0.557	-2.209	0.001	0.002	0.013	-0.053

11	10	-2.053	-3.408	-2.060	-3.419	0.007	0.010	-0.022	-0.326
10	300	-22.159	-14.295	-22.841	-16.216	0.679	1.912	-0.147	-6.548
10	9	-4.704	-3.560	-4.723	-3.588	0.019	0.027	-0.033	-0.563
9	8	-27.366	-9.533	-27.735	-10.067	0.367	0.531	-0.160	-1.937
8	408	-33.568	-13.396	-33.646	-13.510	0.078	0.113	-0.197	-0.344
408	7	-33.646	-13.108	-34.216	-14.149	0.567	1.037	-0.196	-2.737
7	407	-37.178	-15.490	-37.273	-15.663	0.094	0.172	-0.213	-0.419
407	200	-39.994	-17.042	-40.127	-17.285	0.132	0.241	-0.229	-0.548
9	501	8.175	4.481	8.157	4.455	0.018	0.026	0.052	0.326
501	503	-1.498	2.666	-1.500	2.663	0.002	0.003	-0.017	0.051
503	504	-5.323	2.332	-5.339	2.308	0.017	0.024	-0.032	-0.121
504	13	-0.385	2.179	-0.386	2.177	0.001	0.002	-0.012	0.073
13	12	7.379	1.872	7.348	1.816	0.030	0.056	0.042	0.614
13	14	-20.376	-7.252	-20.565	-7.597	0.188	0.344	-0.120	-1.456
14	15	-23.649	-8.909	-23.777	-9.142	0.127	0.232	-0.138	-0.856
15	409	-31.716	-14.081	-31.749	-14.142	0.033	0.060	-0.189	-0.170
409	300	-31.749	-13.741	-32.636	-14.808	0.883	1.062	-0.188	-3.832
4	405	-8.527	-3.995	-8.566	-4.066	0.039	0.071	-0.050	-0.760
405	300	-19.204	-10.211	-19.223	-10.246	0.019	0.035	-0.114	-0.167
100	406	0.002	-0.263	0.002	-0.263	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.021	0.002	0.021	0.000	0.000	0.000	0.001
306	1003061	0.763	0.453	0.760	0.430	0.003	0.023	0.016	0.605
407	6	2.722	1.604	2.721	1.602	0.001	0.002	0.017	0.070
6	1006	2.711	1.644	2.698	1.459	0.012	0.185	0.017	3.702
306	1003062	0.763	0.453	0.760	0.430	0.003	0.023	0.016	0.605
8	30081	3.259	1.947	3.252	1.765	0.007	0.182	0.021	2.902
30081	20081	0.720	0.340	0.719	0.340	0.000	0.000	0.004	0.036
20081	308	0.719	0.365	0.717	0.362	0.003	0.003	0.013	0.170
308	100308	0.714	0.367	0.710	0.340	0.004	0.027	0.013	0.762
30081	10081	2.533	1.425	2.528	1.359	0.004	0.065	0.016	1.406
8	30082	2.532	1.428	2.530	1.359	0.002	0.068	0.016	1.353
30082	20082	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30082	10082	2.530	1.359	2.528	1.359	0.002	0.000	0.016	0.064
9	10091	1.533	0.925	1.529	0.859	0.004	0.065	0.010	2.306
9	10092	1.533	0.925	1.529	0.859	0.004	0.065	0.010	2.306
20021	301	2.290	1.414	2.265	1.384	0.025	0.030	0.045	0.486
301	302	1.074	0.655	1.069	0.649	0.005	0.006	0.021	0.199
503	100503	3.817	0.713	3.758	-0.000	0.059	0.710	0.022	5.851
302	100302	1.066	0.643	1.059	0.600	0.006	0.043	0.021	0.832
301	100301	1.187	0.744	1.179	0.690	0.008	0.054	0.024	0.945
13	30013	12.586	8.256	12.555	7.087	0.031	1.165	0.084	4.847
30013	20013	4.908	2.915	4.903	2.915	0.005	0.000	0.033	0.068
20013	313	1.692	1.043	1.663	1.024	0.029	0.019	0.034	0.582
313	100313	1.658	1.011	1.649	0.929	0.009	0.081	0.034	0.950
20013	201	2.133	1.286	2.125	1.275	0.008	0.011	0.043	0.171
201	312	0.587	0.338	0.586	0.337	0.001	0.001	0.012	0.068
312	1003121	0.291	0.155	0.290	0.150	0.001	0.005	0.006	0.344
312	1003122	0.291	0.155	0.290	0.150	0.001	0.005	0.006	0.344
201	311	1.538	0.962	1.534	0.957	0.004	0.005	0.032	0.111
311	1003111	0.761	0.446	0.760	0.430	0.002	0.016	0.015	0.421
311	1003112	0.761	0.440	0.760	0.430	0.001	0.010	0.015	0.260
20013	314	1.078	0.639	1.070	0.629	0.008	0.010	0.022	0.321
314	1003141	0.532	0.307	0.530	0.290	0.003	0.017	0.011	0.667
314	1003142	0.531	0.298	0.530	0.290	0.001	0.008	0.011	0.285
30013	10013	7.647	4.172	7.635	3.908	0.011	0.263	0.051	1.819
401	1	2.747	1.939	2.745	1.937	0.002	0.003	0.018	0.116

1	1001	2.739	2.019	2.698	1.529	0.041	0.488	0.018	10.467
14	10014	3.075	1.727	3.058	1.479	0.016	0.247	0.019	4.207
10	100101	12.349	7.753	12.332	7.315	0.017	0.436	0.081	1.867
15	300151	3.943	2.399	3.940	2.294	0.003	0.105	0.025	1.351
300151	200151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300151	100151	3.940	2.294	3.938	2.229	0.003	0.065	0.025	0.857
15	300152	3.943	2.399	3.940	2.294	0.003	0.105	0.025	1.351
300152	200152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300152	100152	3.940	2.294	3.938	2.229	0.003	0.065	0.025	0.857
10	100102	12.349	7.753	12.332	7.315	0.017	0.436	0.081	1.867
30022	10022	2.761	1.529	2.758	1.529	0.002	0.000	0.017	0.069
504	100504	-4.963	0.509	-4.997	-0.000	0.034	0.507	-0.028	-0.025
501	100501	9.646	1.986	9.514	-0.000	0.132	1.978	0.055	6.471
9	502	11.384	0.808	11.349	0.758	0.034	0.049	0.063	0.360
502	100502	11.341	1.310	11.163	-1.359	0.177	2.659	0.063	5.502
11	10011	2.601	1.517	2.588	1.329	0.012	0.187	0.017	3.843
12	300122	3.715	2.281	3.706	2.027	0.009	0.253	0.024	3.550
300122	100122	1.761	0.983	1.759	0.949	0.002	0.034	0.012	1.034
300122	200122	1.945	1.044	1.942	1.044	0.003	0.000	0.013	0.097
200122	309	1.942	1.073	1.904	1.038	0.039	0.035	0.038	0.779
309	100309	0.945	0.545	0.939	0.510	0.005	0.035	0.019	0.745
309	310	0.956	0.519	0.951	0.513	0.005	0.006	0.019	0.222
310	100310	0.948	0.515	0.939	0.460	0.009	0.055	0.019	1.150
300121	100121	1.761	0.983	1.759	0.949	0.002	0.033	0.012	1.019
307	1003071	0.822	0.510	0.819	0.490	0.002	0.020	0.017	0.466
307	1003072	0.822	0.510	0.819	0.490	0.002	0.020	0.017	0.466
304	1003041	0.652	0.345	0.650	0.330	0.002	0.016	0.013	0.470
304	1003042	0.652	0.345	0.650	0.330	0.002	0.016	0.013	0.470
30021	10021	2.761	1.489	2.758	1.489	0.002	0.000	0.017	0.069
4	30041	2.829	2.093	2.824	1.945	0.005	0.147	0.019	2.889
30041	10041	2.824	1.945	2.818	1.859	0.005	0.086	0.019	1.737
30041	20041	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	30042	2.824	1.949	2.821	1.859	0.003	0.090	0.018	1.710
30042	20042	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30042	10042	2.821	1.859	2.818	1.859	0.003	0.000	0.018	0.070
303	1003031	0.351	0.207	0.350	0.200	0.001	0.007	0.007	0.422
405	5	10.638	6.605	10.635	6.601	0.003	0.004	0.066	0.045
5	1005	10.606	6.415	10.573	5.706	0.032	0.706	0.065	3.499
303	1003032	0.351	0.207	0.350	0.200	0.001	0.007	0.007	0.422
404	3	2.612	1.702	2.610	1.701	0.001	0.002	0.016	0.072
3	1003	2.600	1.719	2.588	1.539	0.012	0.179	0.016	3.855
305	100305	1.421	0.838	1.409	0.760	0.011	0.079	0.029	1.105
7	1007	2.953	1.715	2.938	1.499	0.014	0.215	0.018	3.907

Додаток Е

Результати розрахунку режиму післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 135.103 МВт / 1183.506 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.820 МВт / 1145.983 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.998 МВт / 12.949 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.998 МВт / 12.949 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.697 МВт / 6.110 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.652 МВт / 2.818 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.350 МВт / 8.928 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.348 МВт / 21.877 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-16.112	-7.412	121.000	0.00
401		0.000	0.000	120.757	-0.11
1		0.000	0.000	120.655	-0.13
402		0.000	0.000	120.505	-0.23
404		0.000	0.000	120.301	-0.28
3		0.000	0.000	120.236	-0.29
4		0.000	0.000	120.205	-0.29
2		0.000	0.000	119.770	-0.44
403		0.000	0.000	119.825	-0.43
405		0.000	0.000	120.854	-0.05
5		0.000	0.000	120.813	-0.05
300		-74.239	-37.576	121.000	0.00
406		0.000	0.000	121.001	-0.00
200		-39.752	-15.112	121.000	0.00
407		0.000	0.000	120.532	-0.19
6		0.000	0.000	120.470	-0.21
7		0.000	0.000	120.176	-0.34
408		0.000	0.000	117.877	-1.33
8		0.000	0.000	117.586	-1.43
9		0.000	0.000	115.972	-2.06
10		0.000	0.000	115.458	-2.13
11		0.000	0.000	115.177	-2.13
12		0.000	0.000	115.130	-2.10
13		0.000	0.000	115.644	-1.81
14		0.000	0.000	116.840	-1.25
15		0.000	0.000	117.551	-0.92
409		0.000	0.000	117.695	-0.86
20021		0.000	0.000	38.490	-4.01
301		0.000	0.000	38.070	-4.23
302		0.000	0.000	37.898	-4.32
20022		0.000	0.000	38.879	-3.54

303	0.000	0.000	37.843	-3.53
304	0.000	0.000	37.431	-4.09
305	0.000	0.000	37.299	-3.94
306	0.000	0.000	37.033	-4.21
307	0.000	0.000	37.105	-4.23
200121	0.000	0.000	37.664	-3.94
20081	0.000	0.000	38.564	-3.34
308	0.000	0.000	38.417	-3.44
200122	0.000	0.000	37.588	-4.36
309	0.000	0.000	36.918	-4.62
310	0.000	0.000	36.731	-4.74
20013	0.000	0.000	37.418	-4.84
201	0.000	0.000	37.272	-4.94
311	0.000	0.000	37.176	-4.99
312	0.000	0.000	37.214	-4.97
313	0.000	0.000	36.905	-4.87
314	0.000	0.000	37.143	-4.99
1001	2.700	1.530	11.213	-5.67
30021	0.000	0.000	116.265	-3.05
10021	2.760	1.490	11.114	-3.03
30022	0.000	0.000	116.996	-2.75
10022	2.760	1.530	11.184	-2.74
1003	2.590	1.540	11.183	-2.53
30041	0.000	0.000	117.701	-1.88
20041	0.000	0.000	39.404	-1.88
10041	2.820	1.860	11.118	-2.81
30042	0.000	0.000	118.697	-1.31
20042	0.000	0.000	39.738	-1.31
10042	2.820	1.860	11.347	-1.28
1005	10.580	5.710	10.756	-2.36
1006	2.700	1.460	11.219	-2.54
1007	2.940	1.500	11.177	-2.89
30081	0.000	0.000	115.225	-3.35
10081	2.530	1.360	10.914	-4.23
30082	0.000	0.000	116.449	-2.38
20082	0.000	0.000	38.985	-2.38
10082	2.530	1.360	11.132	-2.36
10091	1.530	0.860	10.911	-3.46
10092	1.530	0.860	10.911	-3.46
100101	12.340	7.320	10.402	-3.29
100102	12.340	7.320	10.402	-3.29
10011	2.590	1.330	10.724	-4.57
300121	0.000	0.000	112.563	-3.96
100121	1.760	0.950	10.691	-4.60
300122	0.000	0.000	112.365	-4.38
100122	1.760	0.950	10.672	-5.02
30013	0.000	0.000	111.833	-4.86
10013	7.640	3.910	10.568	-6.05
10014	3.060	1.480	10.849	-4.07
300151	0.000	0.000	116.396	-1.82
200151	0.000	0.000	38.968	-1.82
100151	3.940	2.230	11.064	-2.39
300152	0.000	0.000	116.396	-1.82
200152	0.000	0.000	38.968	-1.82
100152	3.940	2.230	11.064	-2.39
100301	1.180	0.690	11.730	-5.61

100302	1.060	0.600	11.705	-5.58
1003031	0.350	0.200	11.785	-4.17
1003032	0.350	0.200	11.785	-4.17
1003041	0.650	0.330	11.648	-4.88
1003042	0.650	0.330	11.648	-4.88
100305	1.410	0.760	11.452	-5.69
1003061	0.760	0.430	11.489	-5.15
1003062	0.760	0.430	11.489	-5.15
1003071	0.820	0.490	11.546	-4.97
1003072	0.820	0.490	11.546	-4.97
100308	0.710	0.340	11.883	-4.73
100309	0.940	0.510	11.422	-5.79
100310	0.940	0.460	11.271	-6.61
1003111	0.760	0.430	11.582	-5.67
1003112	0.760	0.430	11.620	-5.42
1003121	0.290	0.150	11.612	-5.52
1003122	0.290	0.150	11.612	-5.52
100313	1.650	0.930	11.372	-6.39
1003141	0.530	0.290	11.511	-6.01
1003142	0.530	0.290	11.604	-5.47
501	0.000	0.000	115.700	-2.13
503	0.000	0.000	115.651	-2.08
100501	9.520	0.000	10.805	-11.37
100503	3.760	0.000	11.299	-10.49
504	0.000	0.000	115.727	-1.85
100504	-5.000	0.000	11.092	2.86
502	0.000	0.000	115.691	-2.25
100502	11.170	-1.360	10.984	-13.02

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	401	6.655	2.540	6.647	2.521	0.008	0.018	0.034	0.243
401	402	3.908	1.626	3.903	1.615	0.005	0.011	0.020	0.253
402	404	3.903	2.385	3.898	2.377	0.004	0.008	0.022	0.205
404	4	1.287	1.377	1.286	1.376	0.001	0.001	0.009	0.096
4	403	4.072	1.930	4.063	1.915	0.008	0.015	0.022	0.381
403	2	4.063	2.558	4.062	2.556	0.001	0.002	0.023	0.056
2	100	-9.398	-5.064	-9.455	-5.190	0.056	0.125	-0.051	-1.234
2	30021	7.085	4.561	7.071	4.110	0.013	0.448	0.041	3.666
30021	20021	4.311	2.621	4.306	2.520	0.005	0.101	0.025	1.414
20021	304	2.023	1.207	1.969	1.171	0.054	0.036	0.035	1.060
304	307	0.657	0.535	0.652	0.529	0.004	0.006	0.013	0.332
307	306	0.257	0.507	0.256	0.506	0.001	0.001	0.009	0.070
306	305	-1.277	-0.395	-1.285	-0.404	0.007	0.009	-0.021	-0.278
305	303	-2.707	-1.191	-2.738	-1.228	0.031	0.037	-0.046	-0.560
303	20022	-3.446	-1.639	-3.541	-1.684	0.094	0.044	-0.058	-1.034
30022	20022	3.544	1.725	3.541	1.664	0.003	0.061	0.019	0.950
2	30022	6.314	3.588	6.304	3.254	0.010	0.333	0.035	2.905
307	200121	-1.259	-0.932	-1.274	-0.953	0.014	0.020	-0.024	-0.571
300121	200121	1.275	0.893	1.274	0.893	0.001	0.000	0.008	0.057
12	300121	3.040	2.012	3.035	1.869	0.005	0.142	0.018	2.758
12	11	0.519	-2.092	0.518	-2.093	0.001	0.001	0.011	-0.046

11	10	-2.091	-3.176	-2.097	-3.184	0.005	0.008	-0.019	-0.281
10	300	-22.272	-13.375	-22.804	-14.874	0.530	1.493	-0.130	-5.621
10	9	-4.646	-3.810	-4.662	-3.833	0.016	0.023	-0.030	-0.519
9	8	-27.261	-8.239	-27.548	-8.655	0.286	0.414	-0.142	-1.652
8	408	-33.387	-11.897	-33.449	-11.986	0.061	0.089	-0.174	-0.296
408	7	-33.449	-11.492	-33.893	-12.305	0.443	0.810	-0.173	-2.329
7	407	-36.855	-13.525	-36.929	-13.660	0.074	0.135	-0.188	-0.357
407	200	-39.650	-14.948	-39.754	-15.138	0.103	0.189	-0.203	-0.468
9	501	8.170	3.954	8.156	3.934	0.014	0.020	0.045	0.277
501	503	-1.473	2.615	-1.475	2.613	0.002	0.002	-0.015	0.045
503	504	-5.286	2.525	-5.299	2.505	0.014	0.020	-0.029	-0.091
504	13	-0.341	2.568	-0.342	2.566	0.001	0.002	-0.013	0.080
13	12	7.326	1.742	7.301	1.698	0.024	0.044	0.038	0.534
13	14	-20.268	-6.229	-20.414	-6.497	0.146	0.266	-0.106	-1.227
14	15	-23.497	-7.661	-23.596	-7.842	0.098	0.180	-0.122	-0.723
15	409	-31.545	-12.747	-31.571	-12.795	0.026	0.047	-0.167	-0.146
409	300	-31.571	-12.303	-32.263	-13.136	0.690	0.830	-0.166	-3.319
4	405	-8.489	-3.527	-8.519	-3.582	0.030	0.055	-0.044	-0.650
405	300	-19.157	-9.539	-19.172	-9.566	0.015	0.028	-0.102	-0.146
100	406	0.002	-0.318	0.002	-0.318	0.000	0.000	0.002	-0.001
406	200	0.002	0.026	0.002	0.026	0.000	0.000	0.000	0.001
306	1003061	0.762	0.448	0.760	0.430	0.003	0.018	0.014	0.523
407	6	2.721	1.560	2.720	1.558	0.001	0.002	0.015	0.062
6	1006	2.708	1.610	2.698	1.459	0.010	0.150	0.015	3.295
306	1003062	0.762	0.448	0.760	0.430	0.003	0.018	0.014	0.523
8	30081	3.256	1.884	3.251	1.738	0.005	0.145	0.018	2.521
30081	20081	0.719	0.327	0.719	0.327	0.000	0.000	0.004	0.032
20081	308	0.719	0.358	0.716	0.355	0.002	0.003	0.012	0.150
308	100308	0.713	0.361	0.710	0.340	0.003	0.021	0.012	0.665
30081	10081	2.532	1.411	2.528	1.359	0.003	0.052	0.014	1.230
8	30082	2.532	1.414	2.530	1.359	0.002	0.055	0.014	1.201
30082	20082	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30082	10082	2.530	1.359	2.528	1.359	0.002	0.000	0.014	0.058
9	10091	1.533	0.912	1.529	0.859	0.003	0.052	0.009	2.027
9	10092	1.533	0.912	1.529	0.859	0.003	0.052	0.009	2.027
20021	301	2.283	1.384	2.263	1.361	0.020	0.024	0.040	0.429
301	302	1.073	0.646	1.069	0.641	0.004	0.005	0.019	0.176
503	100503	3.805	0.562	3.758	-0.000	0.047	0.560	0.019	4.473
302	100302	1.064	0.634	1.059	0.600	0.005	0.034	0.019	0.722
301	100301	1.185	0.732	1.179	0.690	0.006	0.043	0.021	0.821
13	30013	12.569	7.921	12.545	7.004	0.024	0.914	0.074	4.154
30013	20013	4.901	2.889	4.897	2.889	0.004	0.000	0.029	0.062
20013	313	1.685	1.024	1.662	1.009	0.022	0.015	0.030	0.514
313	100313	1.656	0.992	1.649	0.929	0.007	0.063	0.030	0.812
20013	201	2.134	1.295	2.128	1.286	0.006	0.009	0.038	0.151
201	312	0.588	0.343	0.587	0.342	0.001	0.001	0.011	0.060
312	1003121	0.290	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.297
312	1003122	0.290	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.297
201	311	1.540	0.974	1.537	0.970	0.003	0.004	0.028	0.098
311	1003111	0.761	0.443	0.760	0.430	0.001	0.013	0.014	0.363
311	1003112	0.760	0.438	0.760	0.430	0.001	0.008	0.014	0.225
20013	314	1.078	0.638	1.072	0.630	0.006	0.008	0.019	0.283
314	1003141	0.532	0.303	0.530	0.290	0.002	0.013	0.010	0.574
314	1003142	0.530	0.296	0.530	0.290	0.001	0.006	0.009	0.246
30013	10013	7.644	4.115	7.635	3.908	0.009	0.206	0.045	1.557
401	1	2.739	1.820	2.738	1.818	0.002	0.002	0.016	0.102

1	1001	2.731	1.918	2.698	1.529	0.032	0.387	0.016	9.073
14	10014	3.071	1.677	3.058	1.479	0.013	0.197	0.017	3.672
10	100101	12.346	7.665	12.332	7.315	0.014	0.348	0.073	1.641
15	300151	3.942	2.366	3.940	2.281	0.002	0.085	0.023	1.198
300151	200151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300151	100151	3.940	2.281	3.938	2.229	0.002	0.052	0.023	0.760
15	300152	3.942	2.366	3.940	2.281	0.002	0.085	0.023	1.198
300152	200152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300152	100152	3.940	2.281	3.938	2.229	0.002	0.052	0.023	0.760
10	100102	12.346	7.665	12.332	7.315	0.014	0.348	0.073	1.641
30022	10022	2.760	1.529	2.758	1.529	0.002	0.000	0.016	0.062
504	100504	-4.970	0.409	-4.997	-0.000	0.027	0.408	-0.025	-0.157
501	100501	9.618	1.564	9.514	-0.000	0.104	1.558	0.049	4.874
9	502	11.342	0.109	11.315	0.070	0.027	0.039	0.056	0.295
502	100502	11.304	0.756	11.163	-1.359	0.140	2.106	0.056	3.715
11	10011	2.598	1.478	2.588	1.329	0.010	0.148	0.015	3.336
12	300122	3.701	2.172	3.693	1.974	0.007	0.197	0.021	3.015
300122	100122	1.761	0.976	1.759	0.949	0.002	0.026	0.010	0.894
300122	200122	1.933	0.998	1.931	0.998	0.002	0.000	0.011	0.087
200122	309	1.931	1.035	1.901	1.008	0.030	0.027	0.034	0.681
309	100309	0.943	0.537	0.939	0.510	0.004	0.027	0.017	0.640
309	310	0.953	0.504	0.949	0.500	0.004	0.005	0.017	0.193
310	100310	0.946	0.502	0.939	0.460	0.007	0.042	0.017	0.978
300121	100121	1.761	0.976	1.759	0.949	0.002	0.026	0.010	0.884
307	1003071	0.821	0.505	0.819	0.490	0.002	0.015	0.015	0.404
307	1003072	0.821	0.505	0.819	0.490	0.002	0.015	0.015	0.404
304	1003041	0.651	0.342	0.650	0.330	0.002	0.012	0.011	0.407
304	1003042	0.651	0.342	0.650	0.330	0.002	0.012	0.011	0.407
30021	10021	2.760	1.489	2.758	1.489	0.002	0.000	0.016	0.063
4	30041	2.827	2.049	2.823	1.929	0.004	0.120	0.017	2.566
30041	10041	2.823	1.929	2.818	1.859	0.004	0.069	0.017	1.544
30041	20041	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	30042	2.823	1.933	2.820	1.859	0.002	0.073	0.016	1.537
30042	20042	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30042	10042	2.820	1.859	2.818	1.859	0.002	0.000	0.016	0.064
303	1003031	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.006	0.369
405	5	10.638	6.514	10.635	6.510	0.003	0.003	0.059	0.040
5	1005	10.600	6.285	10.573	5.706	0.026	0.576	0.059	3.119
303	1003032	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.006	0.369
404	3	2.611	1.664	2.610	1.663	0.001	0.001	0.015	0.065
3	1003	2.598	1.685	2.588	1.539	0.010	0.146	0.015	3.432
305	100305	1.418	0.821	1.409	0.760	0.009	0.061	0.025	0.951
7	1007	2.950	1.675	2.938	1.499	0.012	0.175	0.016	3.464

Додаток Ж

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після встановлення БСК та регулювання РПН на споживильних підстанціях

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 135.533 МВт / 1187.268 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.820 МВт / 1145.983 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.415 МВт / 14.750 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.415 МВт / 14.750 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.623 МВт / 5.460 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.737 МВт / 3.183 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.360 МВт / 8.643 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.775 МВт / 23.393 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	фаза, град
100		-16.134	-7.989	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.731	-0.12
1		0.000	0.000	114.622	-0.14
402		0.000	0.000	114.455	-0.25
404		0.000	0.000	114.237	-0.31
3		0.000	0.000	114.169	-0.32
4		0.000	0.000	114.138	-0.32
2		0.000	0.000	113.669	-0.49
403		0.000	0.000	113.728	-0.47
405		0.000	0.000	114.843	-0.05
5		0.000	0.000	114.800	-0.06
300		-74.462	-39.487	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200		-39.936	-16.224	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.492	-0.21
6		0.000	0.000	114.426	-0.23
7		0.000	0.000	114.105	-0.37
408		0.000	0.000	111.602	-1.46
8		0.000	0.000	111.288	-1.57
9		0.000	0.000	109.534	-2.25
10		0.000	0.000	108.998	-2.34
11		0.000	0.000	108.693	-2.33
12		0.000	0.000	108.641	-2.30
13		0.000	0.000	109.194	-1.98
14		0.000	0.000	110.502	-1.36
15		0.000	0.000	111.278	-1.00
409		0.000	0.000	111.434	-0.94
20021		0.000	0.000	36.322	-4.47
301		0.000	0.000	35.875	-4.72
302		0.000	0.000	35.692	-4.82
20022		0.000	0.000	36.741	-3.95

303	0.000	0.000	35.634	-3.93
304	0.000	0.000	35.190	-4.55
305	0.000	0.000	35.051	-4.39
306	0.000	0.000	34.765	-4.68
307	0.000	0.000	34.840	-4.71
200121	0.000	0.000	35.432	-4.38
20081	0.000	0.000	36.399	-3.71
308	0.000	0.000	36.243	-3.82
200122	0.000	0.000	35.338	-4.85
309	0.000	0.000	34.620	-5.14
310	0.000	0.000	34.419	-5.27
20013	0.000	0.000	35.161	-5.39
201	0.000	0.000	35.006	-5.51
311	0.000	0.000	34.904	-5.56
312	0.000	0.000	34.944	-5.55
313	0.000	0.000	34.612	-5.43
314	0.000	0.000	34.868	-5.57
1001	2.700	1.530	10.549	-6.35
30021	0.000	0.000	109.894	-3.39
10021	2.760	1.490	10.505	-3.37
30022	0.000	0.000	110.682	-3.07
10022	2.760	1.530	10.580	-3.05
1003	2.590	1.540	10.584	-2.81
30041	0.000	0.000	111.478	-2.08
20041	0.000	0.000	37.321	-2.08
10041	2.820	1.860	10.514	-3.13
30042	0.000	0.000	112.545	-1.44
20042	0.000	0.000	37.678	-1.44
10042	2.820	1.860	10.758	-1.42
1005	10.580	5.710	10.190	-2.62
1006	2.700	1.460	10.622	-2.82
1007	2.940	1.500	10.577	-3.21
30081	0.000	0.000	108.760	-3.72
10081	2.530	1.360	10.289	-4.71
30082	0.000	0.000	110.083	-2.63
20082	0.000	0.000	36.854	-2.63
10082	2.530	1.360	10.523	-2.61
10091	1.530	0.860	10.284	-3.83
10092	1.530	0.860	10.284	-3.83
100101	12.340	7.320	9.803	-3.64
100102	12.340	7.320	9.803	-3.64
10011	2.590	1.330	10.084	-5.09
300121	0.000	0.000	105.900	-4.40
100121	1.760	0.950	10.048	-5.13
300122	0.000	0.000	105.652	-4.88
100122	1.760	0.950	10.024	-5.61
30013	0.000	0.000	105.096	-5.42
10013	7.640	3.910	9.915	-6.77
10014	3.060	1.480	10.221	-4.53
300151	0.000	0.000	110.053	-2.01
200151	0.000	0.000	36.844	-2.01
100151	3.940	2.230	10.453	-2.64
300152	0.000	0.000	110.053	-2.01
200152	0.000	0.000	36.844	-2.01
100152	3.940	2.230	10.453	-2.64
100301	1.180	0.690	11.025	-6.28

100302		1.060	0.600	10.998	-6.24
1003031		0.350	0.200	11.084	-4.65
1003032		0.350	0.200	11.084	-4.65
1003041		0.650	0.330	10.936	-5.45
1003042		0.650	0.330	10.936	-5.45
100305		1.410	0.760	10.726	-6.37
1003061		0.760	0.430	10.766	-5.75
1003062		0.760	0.430	10.766	-5.75
1003071		0.820	0.490	10.826	-5.55
1003072		0.820	0.490	10.826	-5.55
100308		0.710	0.340	11.187	-5.27
100309		0.940	0.510	10.687	-6.48
100310		0.940	0.460	10.525	-7.42
1003111		0.760	0.430	10.861	-6.34
1003112		0.760	0.430	10.902	-6.06
1003121		0.290	0.150	10.893	-6.17
1003122		0.290	0.150	10.893	-6.17
100313		1.650	0.930	10.635	-7.17
1003141		0.530	0.290	10.785	-6.72
1003142		0.530	0.290	10.885	-6.11
501		0.000	0.000	109.238	-2.34
503		0.000	0.000	109.185	-2.28
100501		9.520	0.000	10.150	-12.77
100503		3.760	0.000	10.780	-11.77
504		0.000	0.000	109.273	-2.02
100504		-5.000	0.000	10.471	3.26
502		0.000	0.000	109.223	-2.47
100502		11.170	-1.360	9.749	-14.61

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	6.661	2.826	6.651	2.805	0.009	0.021	0.036	0.269
401	402	3.908	1.760	3.903	1.747	0.006	0.012	0.022	0.276
402	404	3.903	2.441	3.898	2.433	0.005	0.009	0.023	0.219
404	4	1.286	1.348	1.286	1.347	0.001	0.001	0.009	0.100
4	403	4.093	2.023	4.084	2.005	0.010	0.018	0.023	0.412
403	2	4.084	2.585	4.083	2.582	0.001	0.003	0.024	0.059
2	100	-9.407	-5.307	-9.472	-5.449	0.064	0.142	-0.055	-1.335
2	30021	7.099	4.681	7.084	4.172	0.015	0.507	0.043	3.963
30021	20021	4.324	2.683	4.318	2.568	0.006	0.115	0.027	1.538
20021	304	2.031	1.231	1.970	1.190	0.061	0.041	0.038	1.132
304	307	0.658	0.546	0.653	0.538	0.005	0.007	0.014	0.357
307	306	0.256	0.497	0.255	0.496	0.001	0.001	0.009	0.074
306	305	-1.278	-0.409	-1.286	-0.419	0.008	0.010	-0.022	-0.300
305	303	-2.710	-1.219	-2.745	-1.261	0.035	0.042	-0.049	-0.602
303	20022	-3.452	-1.674	-3.560	-1.725	0.107	0.051	-0.062	-1.103
30022	20022	3.564	1.776	3.560	1.707	0.003	0.069	0.021	1.039
2	30022	6.335	3.684	6.324	3.305	0.011	0.377	0.037	3.142
307	200121	-1.257	-0.924	-1.273	-0.947	0.016	0.023	-0.026	-0.607
300121	200121	1.274	0.894	1.273	0.894	0.001	0.000	0.008	0.060
12	300121	3.041	2.035	3.035	1.874	0.006	0.161	0.019	2.967
12	11	0.540	-2.150	0.539	-2.151	0.001	0.001	0.012	-0.049

11	10	-2.070	-3.297	-2.077	-3.306	0.006	0.009	-0.021	-0.304
10	300	-22.211	-13.855	-22.818	-15.563	0.604	1.701	-0.138	-6.093
10	9	-4.677	-3.684	-4.694	-3.709	0.017	0.025	-0.031	-0.542
9	8	-27.313	-8.910	-27.640	-9.384	0.326	0.472	-0.151	-1.797
8	408	-33.476	-12.670	-33.546	-12.772	0.070	0.101	-0.185	-0.320
408	7	-33.546	-12.329	-34.052	-13.255	0.504	0.922	-0.185	-2.536
7	407	-37.014	-14.540	-37.099	-14.694	0.084	0.153	-0.201	-0.389
407	200	-39.820	-16.031	-39.938	-16.247	0.118	0.215	-0.216	-0.509
9	501	8.171	4.221	8.155	4.198	0.016	0.023	0.048	0.302
501	503	-1.487	2.644	-1.488	2.641	0.002	0.003	-0.016	0.048
503	504	-5.305	2.427	-5.320	2.405	0.015	0.022	-0.031	-0.106
504	13	-0.364	2.367	-0.365	2.365	0.001	0.002	-0.013	0.077
13	12	7.353	1.811	7.326	1.761	0.027	0.050	0.040	0.575
13	14	-20.323	-6.758	-20.490	-7.064	0.167	0.305	-0.113	-1.343
14	15	-23.573	-8.308	-23.686	-8.514	0.112	0.206	-0.130	-0.790
15	409	-31.630	-13.435	-31.659	-13.489	0.029	0.054	-0.178	-0.158
409	300	-31.659	-13.048	-32.448	-13.997	0.786	0.945	-0.177	-3.580
4	405	-8.508	-3.778	-8.542	-3.841	0.035	0.063	-0.047	-0.707
405	300	-19.180	-9.896	-19.197	-9.927	0.017	0.031	-0.108	-0.157
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
306	1003061	0.763	0.450	0.760	0.430	0.003	0.021	0.015	0.564
407	6	2.721	1.583	2.720	1.581	0.001	0.002	0.016	0.066
6	1006	2.709	1.627	2.698	1.459	0.011	0.168	0.016	3.504
306	1003062	0.763	0.450	0.760	0.430	0.003	0.021	0.015	0.564
8	30081	3.257	1.916	3.251	1.752	0.006	0.163	0.020	2.715
30081	20081	0.719	0.334	0.719	0.334	0.000	0.000	0.004	0.034
20081	308	0.719	0.362	0.717	0.359	0.002	0.003	0.013	0.160
308	100308	0.713	0.364	0.710	0.340	0.004	0.024	0.013	0.714
30081	10081	2.532	1.418	2.528	1.359	0.004	0.059	0.015	1.319
8	30082	2.532	1.421	2.530	1.359	0.002	0.062	0.015	1.279
30082	20082	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30082	10082	2.530	1.359	2.528	1.359	0.002	0.000	0.015	0.061
9	10091	1.533	0.918	1.529	0.859	0.004	0.058	0.009	2.169
9	10092	1.533	0.918	1.529	0.859	0.004	0.058	0.009	2.169
20021	301	2.286	1.399	2.264	1.373	0.022	0.027	0.043	0.458
301	302	1.073	0.650	1.069	0.645	0.004	0.005	0.020	0.187
503	100503	3.811	0.637	3.758	0.000	0.053	0.634	0.020	5.146
302	100302	1.065	0.638	1.059	0.600	0.006	0.038	0.020	0.778
301	100301	1.186	0.738	1.179	0.690	0.007	0.048	0.022	0.884
13	30013	12.577	8.086	12.549	7.044	0.028	1.038	0.079	4.502
30013	20013	4.904	2.901	4.899	2.901	0.004	0.000	0.031	0.065
20013	313	1.688	1.033	1.662	1.016	0.026	0.017	0.032	0.548
313	100313	1.657	1.001	1.649	0.929	0.008	0.072	0.032	0.881
20013	201	2.133	1.289	2.126	1.279	0.007	0.010	0.041	0.161
201	312	0.588	0.340	0.587	0.339	0.001	0.001	0.011	0.064
312	1003121	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.321
312	1003122	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.321
201	311	1.539	0.967	1.535	0.962	0.004	0.004	0.030	0.105
311	1003111	0.761	0.444	0.760	0.430	0.002	0.015	0.015	0.392
311	1003112	0.760	0.439	0.760	0.430	0.001	0.009	0.014	0.243
20013	314	1.078	0.638	1.071	0.629	0.007	0.009	0.021	0.302
314	1003141	0.532	0.305	0.530	0.290	0.002	0.015	0.010	0.621
314	1003142	0.530	0.297	0.530	0.290	0.001	0.007	0.010	0.265
30013	10013	7.645	4.143	7.635	3.908	0.010	0.235	0.048	1.688
401	1	2.743	1.880	2.741	1.878	0.002	0.003	0.017	0.109

1	1001	2.735	1.969	2.698	1.529	0.037	0.438	0.017	9.778
14	10014	3.073	1.702	3.058	1.479	0.015	0.222	0.018	3.944
10	100101	12.348	7.709	12.332	7.315	0.015	0.392	0.077	1.756
15	300151	3.943	2.383	3.940	2.288	0.003	0.095	0.024	1.276
300151	200151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300151	100151	3.940	2.288	3.938	2.229	0.003	0.059	0.024	0.810
15	300152	3.943	2.383	3.940	2.288	0.003	0.095	0.024	1.276
300152	200152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300152	100152	3.940	2.288	3.938	2.229	0.003	0.059	0.024	0.810
10	100102	12.348	7.709	12.332	7.315	0.015	0.392	0.077	1.756
30022	10022	2.760	1.529	2.758	1.529	0.002	0.000	0.016	0.066
504	100504	-4.966	0.459	-4.997	-0.000	0.030	0.458	-0.026	-0.096
501	100501	9.632	1.773	9.514	-0.000	0.117	1.766	0.052	5.652
9	502	11.362	0.463	11.332	0.419	0.030	0.044	0.060	0.328
502	100502	11.322	1.030	11.163	-1.359	0.158	2.380	0.060	4.578
11	10011	2.600	1.497	2.588	1.329	0.011	0.167	0.016	3.593
12	300122	3.708	2.226	3.699	2.001	0.008	0.225	0.023	3.284
300122	100122	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.965
300122	200122	1.939	1.021	1.936	1.021	0.002	0.000	0.012	0.092
200122	309	1.936	1.054	1.902	1.023	0.034	0.031	0.036	0.731
309	100309	0.944	0.541	0.939	0.510	0.005	0.031	0.018	0.693
309	310	0.954	0.511	0.950	0.506	0.004	0.005	0.018	0.208
310	100310	0.947	0.508	0.939	0.460	0.008	0.048	0.018	1.064
300121	100121	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.952
307	1003071	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.018	0.016	0.435
307	1003072	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.018	0.016	0.435
304	1003041	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.439
304	1003042	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.439
30021	10021	2.760	1.489	2.758	1.489	0.002	0.000	0.016	0.066
4	30041	2.828	2.071	2.823	1.937	0.005	0.134	0.018	2.732
30041	10041	2.823	1.937	2.818	1.859	0.005	0.078	0.018	1.643
30041	20041	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	30042	2.823	1.941	2.821	1.859	0.002	0.082	0.017	1.626
30042	20042	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30042	10042	2.821	1.859	2.818	1.859	0.002	0.000	0.017	0.067
303	1003031	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.396
405	5	10.637	6.558	10.634	6.554	0.003	0.004	0.063	0.043
5	1005	10.603	6.351	10.573	5.706	0.029	0.642	0.062	3.314
303	1003032	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.396
404	3	2.611	1.684	2.610	1.682	0.001	0.001	0.016	0.068
3	1003	2.599	1.702	2.588	1.539	0.011	0.163	0.016	3.649
305	100305	1.419	0.830	1.409	0.760	0.010	0.070	0.027	1.029
7	1007	2.951	1.695	2.938	1.499	0.013	0.195	0.017	3.692

Додаток К

Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ 1 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 123.813 МВт / 1084.605 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.650 МВт / 1048.134 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.073 МВт / 13.273 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.073 МВт / 13.273 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.605 МВт / 5.297 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.546 МВт / 2.360 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.151 МВт / 7.657 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.224 МВт / 20.930 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-16.065	-7.994	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.731	-0.12
1		0.000	0.000	114.622	-0.14
402		0.000	0.000	114.456	-0.25
404		0.000	0.000	114.238	-0.31
3		0.000	0.000	114.170	-0.32
4		0.000	0.000	114.139	-0.32
2		0.000	0.000	113.672	-0.48
403		0.000	0.000	113.731	-0.46
405		0.000	0.000	114.843	-0.05
5		0.000	0.000	114.801	-0.06
300		-71.433	-40.319	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200		-36.315	-15.397	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.529	-0.19
6		0.000	0.000	114.463	-0.21
7		0.000	0.000	114.173	-0.33
408		0.000	0.000	111.883	-1.29
8		0.000	0.000	111.595	-1.38
9		0.000	0.000	110.027	-1.97
10		0.000	0.000	109.243	-2.12
11		0.000	0.000	108.819	-2.11
12		0.000	0.000	108.713	-2.08
13		0.000	0.000	109.104	-1.77
14		0.000	0.000	110.458	-1.21
15		0.000	0.000	111.256	-0.89
409		0.000	0.000	111.415	-0.83
20021		0.000	0.000	36.320	-4.44
301		0.000	0.000	35.873	-4.68
302		0.000	0.000	35.690	-4.78
20022		0.000	0.000	36.738	-3.91

303	0.000	0.000	35.643	-3.88
304	0.000	0.000	35.204	-4.48
305	0.000	0.000	35.064	-4.32
306	0.000	0.000	34.783	-4.60
307	0.000	0.000	34.860	-4.61
200121	0.000	0.000	35.464	-4.22
20081	0.000	0.000	36.505	-3.51
308	0.000	0.000	36.349	-3.62
200122	0.000	0.000	35.363	-4.63
309	0.000	0.000	34.646	-4.92
310	0.000	0.000	34.445	-5.05
20013	0.000	0.000	35.130	-5.19
201	0.000	0.000	34.974	-5.30
311	0.000	0.000	34.872	-5.36
312	0.000	0.000	34.912	-5.34
313	0.000	0.000	34.580	-5.22
314	0.000	0.000	34.836	-5.36
1001	2.700	1.530	10.549	-6.34
30021	0.000	0.000	109.892	-3.37
10021	2.760	1.490	10.504	-3.35
30022	0.000	0.000	110.679	-3.04
10022	2.760	1.530	10.580	-3.02
1003	2.590	1.540	10.584	-2.80
30041	0.000	0.000	111.479	-2.08
20041	0.000	0.000	37.322	-2.08
10041	2.820	1.860	10.514	-3.13
30042	0.000	0.000	112.547	-1.44
20042	0.000	0.000	37.679	-1.44
10042	2.820	1.860	10.758	-1.42
1005	10.580	5.710	10.190	-2.62
1006	2.700	1.460	10.626	-2.79
1007	2.940	1.500	10.584	-3.17
30081	0.000	0.000	109.076	-3.52
10081	2.530	1.360	10.320	-4.50
30082	0.000	0.000	110.394	-2.44
20082	0.000	0.000	36.958	-2.44
10082	2.530	1.360	10.553	-2.42
10091	1.530	0.860	10.332	-3.53
10092	1.530	0.860	10.332	-3.53
100101	12.340	7.320	9.826	-3.41
100102	12.340	7.320	9.826	-3.41
10011	2.590	1.330	10.096	-4.86
300121	0.000	0.000	106.000	-4.25
100121	1.760	0.950	10.058	-4.97
300122	0.000	0.000	105.727	-4.65
100122	1.760	0.950	10.032	-5.38
30013	0.000	0.000	105.001	-5.21
10013	7.640	3.910	9.906	-6.56
10014	3.060	1.480	10.217	-4.39
300151	0.000	0.000	110.030	-1.90
200151	0.000	0.000	36.836	-1.90
100151	3.940	2.230	10.451	-2.53
300152	0.000	0.000	110.030	-1.90
200152	0.000	0.000	36.836	-1.90
100152	3.940	2.230	10.451	-2.53
100301	1.180	0.690	11.024	-6.25

100302	1.060	0.600	10.997	-6.20
1003031	0.350	0.200	11.087	-4.60
1003032	0.350	0.200	11.087	-4.60
1003041	0.650	0.330	10.940	-5.38
1003042	0.650	0.330	10.940	-5.38
100305	1.410	0.760	10.730	-6.30
1003061	0.760	0.430	10.771	-5.66
1003062	0.760	0.430	10.771	-5.66
1003071	0.820	0.490	10.833	-5.45
1003072	0.820	0.490	10.833	-5.45
100308	0.710	0.340	11.222	-5.06
100309	0.940	0.510	10.695	-6.26
100310	0.940	0.460	10.533	-7.19
1003111	0.760	0.430	10.851	-6.14
1003112	0.760	0.430	10.892	-5.85
1003121	0.290	0.150	10.883	-5.97
1003122	0.290	0.150	10.883	-5.97
100313	1.650	0.930	10.624	-6.96
1003141	0.530	0.290	10.775	-6.52
1003142	0.530	0.290	10.874	-5.90
501	0.000	0.000	109.686	-2.15
503	0.000	0.000	109.583	-2.21
100501	9.520	0.000	10.196	-12.49
100503	3.760	0.000	10.823	-11.63

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	6.648	2.828	6.639	2.807	0.009	0.021	0.036	0.269
401	402	3.895	1.761	3.890	1.748	0.006	0.012	0.021	0.276
402	404	3.890	2.443	3.885	2.434	0.005	0.009	0.023	0.218
404	4	1.274	1.350	1.273	1.348	0.001	0.001	0.009	0.099
4	403	4.051	2.029	4.041	2.012	0.009	0.017	0.023	0.410
403	2	4.041	2.591	4.040	2.588	0.001	0.003	0.024	0.059
2	100	-9.352	-5.312	-9.416	-5.453	0.063	0.141	-0.055	-1.332
2	30021	7.051	4.687	7.036	4.182	0.015	0.503	0.043	3.966
30021	20021	4.275	2.693	4.270	2.579	0.006	0.113	0.027	1.539
20021	304	1.983	1.243	1.923	1.203	0.060	0.040	0.037	1.115
304	307	0.612	0.558	0.607	0.552	0.005	0.007	0.014	0.349
307	306	0.302	0.483	0.301	0.482	0.001	0.001	0.009	0.077
306	305	-1.232	-0.424	-1.239	-0.433	0.008	0.009	-0.022	-0.294
305	303	-2.663	-1.233	-2.697	-1.274	0.034	0.041	-0.048	-0.597
303	20022	-3.405	-1.687	-3.510	-1.737	0.105	0.050	-0.061	-1.092
30022	20022	3.514	1.787	3.510	1.719	0.003	0.068	0.021	1.041
2	30022	6.285	3.690	6.274	3.316	0.011	0.373	0.037	3.145
307	200121	-1.349	-0.896	-1.366	-0.921	0.017	0.025	-0.027	-0.621
300121	200121	1.367	0.868	1.366	0.868	0.001	0.000	0.009	0.065
12	300121	3.135	2.014	3.128	1.847	0.006	0.166	0.020	2.932
12	11	-0.380	-3.369	-0.382	-3.372	0.002	0.003	-0.018	-0.104
11	10	-2.991	-4.517	-3.003	-4.534	0.012	0.017	-0.029	-0.423
10	300	-20.525	-13.662	-21.060	-15.171	0.533	1.502	-0.130	-5.832
10	9	-7.290	-5.096	-7.329	-5.152	0.039	0.056	-0.047	-0.794
9	8	-23.910	-8.453	-24.162	-8.818	0.252	0.364	-0.133	-1.600

8	408	-29.998	-12.103	-30.055	-12.185	0.057	0.082	-0.167	-0.292
408	7	-30.055	-11.740	-30.465	-12.491	0.409	0.748	-0.166	-2.316
7	407	-33.427	-13.776	-33.497	-13.903	0.069	0.127	-0.183	-0.358
407	200	-36.218	-15.239	-36.317	-15.420	0.099	0.180	-0.198	-0.472
12	13	-6.500	-0.520	-6.520	-0.557	0.020	0.037	-0.035	-0.410
13	14	-19.125	-8.041	-19.283	-8.328	0.157	0.286	-0.110	-1.381
14	15	-22.365	-9.573	-22.473	-9.769	0.107	0.195	-0.127	-0.809
15	409	-30.416	-14.689	-30.444	-14.741	0.028	0.052	-0.175	-0.161
409	300	-30.444	-14.300	-31.206	-15.216	0.758	0.912	-0.174	-3.597
4	405	-8.478	-3.783	-8.512	-3.846	0.034	0.063	-0.047	-0.706
405	300	-19.150	-9.900	-19.167	-9.932	0.017	0.031	-0.108	-0.157
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
303	1003031	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.395
303	1003032	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.395
305	100305	1.419	0.830	1.409	0.760	0.010	0.070	0.027	1.027
7	1007	2.951	1.695	2.938	1.499	0.013	0.195	0.017	3.685
306	1003061	0.763	0.450	0.760	0.430	0.003	0.021	0.015	0.563
407	6	2.721	1.582	2.720	1.581	0.001	0.002	0.016	0.066
6	1006	2.709	1.627	2.698	1.459	0.011	0.167	0.016	3.501
306	1003062	0.763	0.450	0.760	0.430	0.003	0.021	0.015	0.563
8	30081	3.257	1.914	3.251	1.751	0.006	0.162	0.020	2.692
30081	20081	0.719	0.334	0.719	0.334	0.000	0.000	0.004	0.034
20081	308	0.719	0.362	0.717	0.359	0.002	0.003	0.013	0.160
308	100308	0.713	0.364	0.710	0.340	0.004	0.024	0.013	0.709
30081	10081	2.532	1.418	2.528	1.359	0.004	0.058	0.015	1.309
8	30082	2.532	1.421	2.530	1.359	0.002	0.061	0.015	1.269
30082	20082	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
30082	10082	2.530	1.359	2.528	1.359	0.002	0.000	0.015	0.061
9	10091	1.533	0.918	1.529	0.859	0.004	0.058	0.009	2.144
9	10092	1.533	0.918	1.529	0.859	0.004	0.058	0.009	2.144
9	501	13.495	2.114	13.460	2.063	0.035	0.050	0.072	0.354
501	503	3.819	0.527	3.816	0.522	0.003	0.004	0.020	0.107
503	100503	3.811	0.632	3.758	0.000	0.053	0.629	0.020	5.084
501	100501	9.631	1.757	9.514	0.000	0.116	1.750	0.051	5.536
11	10011	2.600	1.497	2.588	1.329	0.011	0.167	0.016	3.569
12	300122	3.708	2.226	3.699	2.001	0.008	0.224	0.023	3.263
300122	200122	1.939	1.021	1.936	1.021	0.002	0.000	0.012	0.093
200122	309	1.936	1.054	1.902	1.023	0.034	0.031	0.036	0.730
309	310	0.954	0.511	0.950	0.506	0.004	0.005	0.018	0.207
310	100310	0.947	0.508	0.939	0.460	0.008	0.048	0.018	1.059
309	100309	0.944	0.541	0.939	0.510	0.005	0.031	0.018	0.689
300122	100122	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.959
20021	301	2.286	1.399	2.264	1.373	0.022	0.027	0.043	0.458
13	30013	12.577	8.089	12.549	7.045	0.028	1.040	0.079	4.484
30013	20013	4.904	2.901	4.900	2.901	0.004	0.000	0.031	0.065
20013	313	1.688	1.033	1.662	1.016	0.026	0.017	0.032	0.549
313	100313	1.657	1.001	1.649	0.929	0.008	0.072	0.032	0.879
20013	201	2.133	1.289	2.126	1.279	0.007	0.010	0.041	0.161
201	311	1.539	0.967	1.535	0.962	0.004	0.004	0.030	0.105
311	1003111	0.761	0.444	0.760	0.430	0.002	0.015	0.015	0.391
311	1003112	0.760	0.439	0.760	0.430	0.001	0.009	0.015	0.242
201	312	0.588	0.340	0.587	0.339	0.001	0.001	0.011	0.064
312	1003121	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.320
312	1003122	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.320
20013	314	1.078	0.638	1.071	0.629	0.007	0.009	0.021	0.302

314	1003141	0.532	0.305	0.530	0.290	0.002	0.015	0.010	0.619
314	1003142	0.530	0.297	0.530	0.290	0.001	0.007	0.010	0.265
30013	10013	7.645	4.144	7.635	3.908	0.010	0.235	0.048	1.682
301	302	1.073	0.650	1.069	0.645	0.004	0.005	0.020	0.187
302	100302	1.065	0.638	1.059	0.600	0.006	0.038	0.020	0.777
15	300152	3.943	2.383	3.940	2.288	0.003	0.095	0.024	1.273
300152	200152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300152	100152	3.940	2.288	3.938	2.229	0.003	0.059	0.024	0.808
15	300151	3.943	2.383	3.940	2.288	0.003	0.095	0.024	1.273
300151	100151	3.940	2.288	3.938	2.229	0.003	0.059	0.024	0.808
300151	200151	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
301	100301	1.186	0.738	1.179	0.690	0.007	0.048	0.022	0.884
401	1	2.743	1.880	2.741	1.878	0.002	0.003	0.017	0.109
14	10014	3.073	1.702	3.058	1.479	0.015	0.222	0.018	3.931
300121	100121	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.948
307	1003071	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.018	0.016	0.434
307	1003072	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.018	0.016	0.434
304	1003042	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.438
304	1003041	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.438
30021	10021	2.760	1.489	2.758	1.489	0.002	0.000	0.016	0.066
4	30041	2.828	2.071	2.823	1.937	0.005	0.134	0.018	2.731
30041	20041	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30041	10041	2.823	1.937	2.818	1.859	0.005	0.078	0.018	1.643
1	1001	2.735	1.969	2.698	1.529	0.037	0.438	0.017	9.778
10	100101	12.348	7.707	12.332	7.315	0.015	0.390	0.077	1.743
405	5	10.637	6.558	10.634	6.554	0.003	0.004	0.063	0.043
5	1005	10.603	6.351	10.573	5.706	0.029	0.642	0.062	3.314
4	30042	2.823	1.941	2.821	1.859	0.002	0.082	0.017	1.626
30042	10042	2.821	1.859	2.818	1.859	0.002	0.000	0.017	0.067
30042	20042	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
404	3	2.611	1.684	2.610	1.682	0.001	0.001	0.016	0.068
3	1003	2.599	1.702	2.588	1.539	0.011	0.163	0.016	3.649
10	100102	12.348	7.707	12.332	7.315	0.015	0.390	0.077	1.743
30022	10022	2.760	1.529	2.758	1.529	0.002	0.000	0.016	0.066

2 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 123.562 МВт / 1082.407 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.650 МВт / 1048.134 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.780 МВт / 12.006 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.780 МВт / 12.006 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.616 МВт / 5.400 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.575 МВт / 2.483 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.191 МВт / 7.883 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.971 МВт / 19.889 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-16.005	-7.949	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.732	-0.12
1		0.000	0.000	114.623	-0.14
402		0.000	0.000	114.458	-0.25
404		0.000	0.000	114.240	-0.31
3		0.000	0.000	114.172	-0.32
4		0.000	0.000	114.142	-0.32
2		0.000	0.000	113.680	-0.48
403		0.000	0.000	113.738	-0.46
405		0.000	0.000	114.843	-0.05
5		0.000	0.000	114.801	-0.06
300		-68.459	-38.805	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200		-34.098	-15.941	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.538	-0.17
6		0.000	0.000	114.472	-0.19
7		0.000	0.000	114.189	-0.30
408		0.000	0.000	111.946	-1.15
8		0.000	0.000	111.665	-1.24
9		0.000	0.000	110.148	-1.74
10		0.000	0.000	109.411	-1.96
11		0.000	0.000	109.087	-1.98
12		0.000	0.000	109.026	-1.96
13		0.000	0.000	109.565	-1.67
14		0.000	0.000	110.774	-1.16
15		0.000	0.000	111.498	-0.86
409		0.000	0.000	111.647	-0.80
20021		0.000	0.000	36.335	-4.40
301		0.000	0.000	35.888	-4.65
302		0.000	0.000	35.705	-4.75
20022		0.000	0.000	36.753	-3.88

303	0.000	0.000	35.672	-3.84
304	0.000	0.000	35.242	-4.45
305	0.000	0.000	35.103	-4.28
306	0.000	0.000	34.832	-4.55
307	0.000	0.000	34.915	-4.56
200121	0.000	0.000	35.549	-4.15
20081	0.000	0.000	36.529	-3.36
308	0.000	0.000	36.374	-3.47
200122	0.000	0.000	35.472	-4.49
309	0.000	0.000	34.757	-4.78
310	0.000	0.000	34.557	-4.91
20013	0.000	0.000	35.292	-5.06
201	0.000	0.000	35.137	-5.17
311	0.000	0.000	35.035	-5.23
312	0.000	0.000	35.075	-5.21
313	0.000	0.000	34.745	-5.09
314	0.000	0.000	34.999	-5.23
1001	2.700	1.530	10.549	-6.34
30021	0.000	0.000	109.924	-3.35
10021	2.760	1.490	10.507	-3.33
30022	0.000	0.000	110.711	-3.02
10022	2.760	1.530	10.583	-3.00
1003	2.590	1.540	10.584	-2.80
30041	0.000	0.000	111.483	-2.08
20041	0.000	0.000	37.323	-2.08
10041	2.820	1.860	10.515	-3.13
30042	0.000	0.000	112.550	-1.44
20042	0.000	0.000	37.680	-1.44
10042	2.820	1.860	10.759	-1.42
1005	10.580	5.710	10.190	-2.62
1006	2.700	1.460	10.627	-2.78
1007	2.940	1.500	10.586	-3.14
30081	0.000	0.000	109.148	-3.37
10081	2.530	1.360	10.327	-4.35
30082	0.000	0.000	110.465	-2.29
20082	0.000	0.000	36.982	-2.29
10082	2.530	1.360	10.560	-2.27
10091	1.530	0.860	10.344	-3.30
10092	1.530	0.860	10.344	-3.30
100101	12.340	7.320	9.842	-3.25
100102	12.340	7.320	9.842	-3.25
10011	2.590	1.330	10.123	-4.72
300121	0.000	0.000	106.257	-4.17
100121	1.760	0.950	10.083	-4.89
300122	0.000	0.000	106.051	-4.52
100122	1.760	0.950	10.063	-5.24
30013	0.000	0.000	105.485	-5.08
10013	7.640	3.910	9.953	-6.42
10014	3.060	1.480	10.248	-4.31
300151	0.000	0.000	110.275	-1.86
200151	0.000	0.000	36.918	-1.86
100151	3.940	2.230	10.475	-2.49
300152	0.000	0.000	110.275	-1.86
200152	0.000	0.000	36.918	-1.86
100152	3.940	2.230	10.475	-2.49
100301	1.180	0.690	11.029	-6.21

100302	1.060	0.600	11.002	-6.17
1003031	0.350	0.200	11.097	-4.56
1003032	0.350	0.200	11.097	-4.56
1003041	0.650	0.330	10.952	-5.34
1003042	0.650	0.330	10.952	-5.34
100305	1.410	0.760	10.743	-6.26
1003061	0.760	0.430	10.787	-5.61
1003062	0.760	0.430	10.787	-5.61
1003071	0.820	0.490	10.850	-5.40
1003072	0.820	0.490	10.850	-5.40
100308	0.710	0.340	11.229	-4.91
100309	0.940	0.510	10.731	-6.11
100310	0.940	0.460	10.569	-7.04
1003111	0.760	0.430	10.902	-6.00
1003112	0.760	0.430	10.944	-5.72
1003121	0.290	0.150	10.934	-5.83
1003122	0.290	0.150	10.934	-5.83
100313	1.650	0.930	10.677	-6.82
1003141	0.530	0.290	10.827	-6.38
1003142	0.530	0.290	10.926	-5.77
501	0.000	0.000	109.811	-1.85
503	0.000	0.000	109.713	-1.84
100501	9.520	0.000	10.208	-12.17
100503	3.760	0.000	10.837	-11.23
504	0.000	0.000	109.699	-1.67
100504	-5.000	0.000	10.512	3.58

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	6.637	2.820	6.627	2.799	0.009	0.021	0.036	0.268
401	402	3.884	1.753	3.878	1.741	0.006	0.012	0.021	0.275
402	404	3.878	2.435	3.874	2.426	0.005	0.009	0.023	0.218
404	4	1.262	1.342	1.262	1.340	0.001	0.001	0.009	0.099
4	403	4.012	2.004	4.002	1.987	0.009	0.017	0.023	0.406
403	2	4.002	2.566	4.001	2.564	0.001	0.003	0.024	0.058
2	100	-9.304	-5.276	-9.367	-5.416	0.063	0.139	-0.054	-1.324
2	30021	7.008	4.656	6.993	4.158	0.015	0.496	0.043	3.940
30021	20021	4.233	2.669	4.227	2.557	0.006	0.111	0.026	1.524
20021	304	1.941	1.221	1.884	1.183	0.057	0.038	0.036	1.092
304	307	0.572	0.539	0.568	0.532	0.004	0.006	0.013	0.331
307	306	0.342	0.502	0.341	0.501	0.001	0.001	0.010	0.082
306	305	-1.192	-0.405	-1.199	-0.413	0.007	0.009	-0.021	-0.283
305	303	-2.622	-1.213	-2.656	-1.253	0.033	0.040	-0.047	-0.587
303	20022	-3.363	-1.665	-3.466	-1.714	0.102	0.048	-0.061	-1.077
30022	20022	3.469	1.762	3.466	1.696	0.003	0.066	0.020	1.026
2	30022	6.241	3.660	6.230	3.291	0.011	0.367	0.037	3.119
307	200121	-1.429	-0.934	-1.448	-0.961	0.019	0.027	-0.028	-0.651
300121	200121	1.449	0.908	1.448	0.908	0.001	0.000	0.009	0.069
12	300121	3.216	2.062	3.210	1.888	0.006	0.174	0.020	2.986
12	11	-0.147	-2.003	-0.148	-2.005	0.001	0.001	-0.011	-0.060
11	10	-2.757	-3.146	-2.764	-3.157	0.007	0.010	-0.022	-0.325
10	300	-19.338	-13.536	-19.828	-14.915	0.487	1.373	-0.124	-5.653

10	9	-8.238	-3.839	-8.278	-3.897	0.040	0.058	-0.048	-0.750
9	8	-21.791	-9.163	-22.010	-9.481	0.218	0.316	-0.124	-1.542
8	408	-27.846	-12.765	-27.896	-12.838	0.051	0.073	-0.158	-0.284
408	7	-27.896	-12.393	-28.264	-13.064	0.366	0.669	-0.157	-2.264
7	407	-31.226	-14.349	-31.288	-14.464	0.063	0.114	-0.173	-0.350
407	200	-34.010	-15.800	-34.100	-15.965	0.090	0.164	-0.189	-0.463
9	501	10.427	4.081	10.404	4.047	0.023	0.034	0.059	0.343
501	503	0.763	2.516	0.762	2.514	0.001	0.002	0.014	0.098
503	504	-3.054	2.311	-3.061	2.301	0.006	0.009	-0.020	0.004
504	13	1.896	2.270	1.894	2.267	0.002	0.003	0.016	0.134
13	12	6.838	1.973	6.814	1.929	0.024	0.044	0.037	0.557
13	14	-17.549	-7.002	-17.678	-7.238	0.129	0.236	-0.099	-1.234
14	15	-20.761	-8.479	-20.851	-8.644	0.090	0.165	-0.117	-0.734
15	409	-28.795	-13.564	-28.820	-13.610	0.025	0.046	-0.165	-0.150
409	300	-28.820	-13.167	-29.493	-13.977	0.670	0.806	-0.164	-3.364
4	405	-8.450	-3.765	-8.484	-3.828	0.034	0.062	-0.047	-0.703
405	300	-19.122	-9.882	-19.139	-9.913	0.017	0.031	-0.108	-0.157
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
306	1003061	0.763	0.450	0.760	0.430	0.003	0.021	0.015	0.562
407	6	2.721	1.582	2.720	1.581	0.001	0.002	0.016	0.066
6	1006	2.709	1.627	2.698	1.459	0.011	0.167	0.016	3.499
306	1003062	0.763	0.450	0.760	0.430	0.003	0.021	0.015	0.562
8	30081	3.257	1.914	3.251	1.751	0.006	0.162	0.020	2.680
30081	20081	0.719	0.334	0.719	0.334	0.000	0.000	0.004	0.034
20081	308	0.719	0.362	0.717	0.359	0.002	0.003	0.013	0.159
308	100308	0.713	0.364	0.710	0.340	0.004	0.024	0.013	0.706
30081	10081	2.532	1.418	2.528	1.359	0.004	0.058	0.015	1.304
8	30082	2.532	1.421	2.530	1.359	0.002	0.061	0.015	1.263
30082	20082	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30082	10082	2.530	1.359	2.528	1.359	0.002	0.000	0.015	0.061
9	10091	1.533	0.917	1.529	0.859	0.004	0.058	0.009	2.130
9	10092	1.533	0.917	1.529	0.859	0.004	0.058	0.009	2.130
20021	301	2.286	1.399	2.264	1.373	0.022	0.027	0.043	0.458
301	302	1.073	0.650	1.069	0.645	0.004	0.005	0.020	0.187
503	100503	3.810	0.630	3.758	0.000	0.053	0.628	0.020	4.957
302	100302	1.065	0.638	1.059	0.600	0.006	0.038	0.020	0.777
301	100301	1.186	0.738	1.179	0.690	0.007	0.048	0.022	0.883
13	30013	12.576	8.076	12.549	7.041	0.027	1.030	0.079	4.448
30013	20013	4.904	2.900	4.899	2.900	0.004	0.000	0.031	0.065
20013	313	1.688	1.032	1.662	1.016	0.025	0.017	0.032	0.546
313	100313	1.657	1.001	1.649	0.929	0.008	0.071	0.032	0.872
20013	201	2.133	1.290	2.126	1.280	0.007	0.010	0.041	0.160
201	312	0.588	0.340	0.587	0.339	0.001	0.001	0.011	0.064
312	1003121	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.318
312	1003122	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.318
201	311	1.539	0.967	1.535	0.963	0.004	0.004	0.030	0.104
311	1003111	0.761	0.444	0.760	0.430	0.002	0.014	0.014	0.388
311	1003112	0.760	0.439	0.760	0.430	0.001	0.009	0.014	0.240
20013	314	1.078	0.638	1.071	0.629	0.007	0.008	0.020	0.301
314	1003141	0.532	0.305	0.530	0.290	0.002	0.015	0.010	0.615
314	1003142	0.530	0.297	0.530	0.290	0.001	0.007	0.010	0.263
30013	10013	7.645	4.141	7.635	3.908	0.010	0.233	0.048	1.668
401	1	2.743	1.880	2.741	1.878	0.002	0.003	0.017	0.109
1	1001	2.735	1.969	2.698	1.529	0.037	0.438	0.017	9.778
14	10014	3.073	1.701	3.058	1.479	0.015	0.221	0.018	3.912

10	100101	12.348	7.706	12.332	7.315	0.015	0.389	0.077	1.733
15	300151	3.943	2.382	3.940	2.287	0.003	0.094	0.024	1.269
300151	200151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300151	100151	3.940	2.287	3.938	2.229	0.003	0.058	0.024	0.805
15	300152	3.943	2.382	3.940	2.287	0.003	0.094	0.024	1.269
300152	200152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300152	100152	3.940	2.287	3.938	2.229	0.003	0.058	0.024	0.805
10	100102	12.348	7.706	12.332	7.315	0.015	0.389	0.077	1.733
30022	10022	2.760	1.529	2.758	1.529	0.002	0.000	0.016	0.066
504	100504	-4.967	0.456	-4.997	-0.000	0.030	0.454	-0.026	-0.040
501	100501	9.631	1.753	9.514	0.000	0.116	1.745	0.051	5.422
11	10011	2.599	1.496	2.588	1.329	0.011	0.166	0.016	3.547
12	300122	3.707	2.223	3.699	1.999	0.008	0.223	0.023	3.240
300122	100122	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.953
300122	200122	1.938	1.020	1.936	1.020	0.002	0.000	0.012	0.092
200122	309	1.936	1.053	1.902	1.022	0.034	0.031	0.036	0.727
309	100309	0.944	0.541	0.939	0.510	0.004	0.031	0.018	0.685
309	310	0.954	0.511	0.950	0.506	0.004	0.005	0.018	0.206
310	100310	0.947	0.508	0.939	0.460	0.008	0.048	0.018	1.052
300121	100121	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.944
307	1003071	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.018	0.016	0.433
307	1003072	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.018	0.016	0.433
304	1003042	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.437
304	1003041	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.437
30021	10021	2.760	1.489	2.758	1.489	0.002	0.000	0.016	0.066
4	30041	2.828	2.071	2.823	1.937	0.005	0.134	0.018	2.731
30041	20041	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30041	10041	2.823	1.937	2.818	1.859	0.005	0.078	0.018	1.643
303	1003031	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.395
303	1003032	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.395
405	5	10.637	6.558	10.634	6.554	0.003	0.004	0.063	0.043
5	1005	10.603	6.351	10.573	5.706	0.029	0.642	0.062	3.314
4	30042	2.823	1.941	2.821	1.859	0.002	0.082	0.017	1.626
30042	20042	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30042	10042	2.821	1.859	2.818	1.859	0.002	0.000	0.017	0.067
404	3	2.611	1.684	2.610	1.682	0.001	0.001	0.016	0.068
3	1003	2.599	1.702	2.588	1.539	0.011	0.163	0.016	3.649
305	100305	1.419	0.829	1.409	0.760	0.010	0.070	0.027	1.025
7	1007	2.951	1.695	2.938	1.499	0.013	0.195	0.017	3.682

3 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 135.533 МВт / 1187.268 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.820 МВт / 1145.983 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.415 МВт / 14.750 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.415 МВт / 14.750 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.623 МВт / 5.460 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.737 МВт / 3.183 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.360 МВт / 8.643 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.775 МВт / 23.393 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100		-16.134	-7.989	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.731	-0.12
1		0.000	0.000	114.622	-0.14
402		0.000	0.000	114.455	-0.25
404		0.000	0.000	114.237	-0.31
3		0.000	0.000	114.169	-0.32
4		0.000	0.000	114.138	-0.32
2		0.000	0.000	113.669	-0.49
403		0.000	0.000	113.728	-0.47
405		0.000	0.000	114.843	-0.05
5		0.000	0.000	114.800	-0.06
300		-74.462	-39.487	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200		-39.936	-16.224	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.492	-0.21
6		0.000	0.000	114.426	-0.23
7		0.000	0.000	114.105	-0.37
408		0.000	0.000	111.602	-1.46
8		0.000	0.000	111.288	-1.57
9		0.000	0.000	109.534	-2.25
10		0.000	0.000	108.998	-2.34
11		0.000	0.000	108.693	-2.33
12		0.000	0.000	108.641	-2.30
13		0.000	0.000	109.194	-1.98
14		0.000	0.000	110.502	-1.36
15		0.000	0.000	111.278	-1.00
409		0.000	0.000	111.434	-0.94
20021		0.000	0.000	36.322	-4.47
301		0.000	0.000	35.875	-4.72
302		0.000	0.000	35.692	-4.82
20022		0.000	0.000	36.741	-3.95

303	0.000	0.000	35.634	-3.93
304	0.000	0.000	35.190	-4.55
305	0.000	0.000	35.051	-4.39
306	0.000	0.000	34.765	-4.68
307	0.000	0.000	34.840	-4.71
200121	0.000	0.000	35.432	-4.38
20081	0.000	0.000	36.399	-3.71
308	0.000	0.000	36.243	-3.82
200122	0.000	0.000	35.338	-4.85
309	0.000	0.000	34.620	-5.14
310	0.000	0.000	34.419	-5.27
20013	0.000	0.000	35.161	-5.39
201	0.000	0.000	35.006	-5.51
311	0.000	0.000	34.904	-5.56
312	0.000	0.000	34.944	-5.55
313	0.000	0.000	34.612	-5.43
314	0.000	0.000	34.868	-5.57
1001	2.700	1.530	10.549	-6.35
30021	0.000	0.000	109.894	-3.39
10021	2.760	1.490	10.505	-3.37
30022	0.000	0.000	110.682	-3.07
10022	2.760	1.530	10.580	-3.05
1003	2.590	1.540	10.584	-2.81
30041	0.000	0.000	111.478	-2.08
20041	0.000	0.000	37.321	-2.08
10041	2.820	1.860	10.514	-3.13
30042	0.000	0.000	112.545	-1.44
20042	0.000	0.000	37.678	-1.44
10042	2.820	1.860	10.758	-1.42
1005	10.580	5.710	10.190	-2.62
1006	2.700	1.460	10.622	-2.82
1007	2.940	1.500	10.577	-3.21
30081	0.000	0.000	108.760	-3.72
10081	2.530	1.360	10.289	-4.71
30082	0.000	0.000	110.083	-2.63
20082	0.000	0.000	36.854	-2.63
10082	2.530	1.360	10.523	-2.61
10091	1.530	0.860	10.284	-3.83
10092	1.530	0.860	10.284	-3.83
100101	12.340	7.320	9.803	-3.64
100102	12.340	7.320	9.803	-3.64
10011	2.590	1.330	10.084	-5.09
300121	0.000	0.000	105.900	-4.40
100121	1.760	0.950	10.048	-5.13
300122	0.000	0.000	105.652	-4.88
100122	1.760	0.950	10.024	-5.61
30013	0.000	0.000	105.096	-5.42
10013	7.640	3.910	9.915	-6.77
10014	3.060	1.480	10.221	-4.53
300151	0.000	0.000	110.053	-2.01
200151	0.000	0.000	36.844	-2.01
100151	3.940	2.230	10.453	-2.64
300152	0.000	0.000	110.053	-2.01
200152	0.000	0.000	36.844	-2.01
100152	3.940	2.230	10.453	-2.64
100301	1.180	0.690	11.025	-6.28

100302	1.060	0.600	10.998	-6.24
1003031	0.350	0.200	11.084	-4.65
1003032	0.350	0.200	11.084	-4.65
1003041	0.650	0.330	10.936	-5.45
1003042	0.650	0.330	10.936	-5.45
100305	1.410	0.760	10.726	-6.37
1003061	0.760	0.430	10.766	-5.75
1003062	0.760	0.430	10.766	-5.75
1003071	0.820	0.490	10.826	-5.55
1003072	0.820	0.490	10.826	-5.55
100308	0.710	0.340	11.187	-5.27
100309	0.940	0.510	10.687	-6.48
100310	0.940	0.460	10.525	-7.42
1003111	0.760	0.430	10.861	-6.34
1003112	0.760	0.430	10.902	-6.06
1003121	0.290	0.150	10.893	-6.17
1003122	0.290	0.150	10.893	-6.17
100313	1.650	0.930	10.635	-7.17
1003141	0.530	0.290	10.785	-6.72
1003142	0.530	0.290	10.885	-6.11
501	0.000	0.000	109.238	-2.34
503	0.000	0.000	109.185	-2.28
100501	9.520	0.000	10.150	-12.77
100503	3.760	0.000	10.780	-11.77
504	0.000	0.000	109.273	-2.02
100504	-5.000	0.000	10.471	3.26
502	0.000	0.000	109.223	-2.47
100502	11.170	-1.360	9.749	-14.61

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	401	6.661	2.826	6.651	2.805	0.009	0.021	0.036	0.269
401	402	3.908	1.760	3.903	1.747	0.006	0.012	0.022	0.276
402	404	3.903	2.441	3.898	2.433	0.005	0.009	0.023	0.219
404	4	1.286	1.348	1.286	1.347	0.001	0.001	0.009	0.100
4	403	4.093	2.023	4.084	2.005	0.010	0.018	0.023	0.412
403	2	4.084	2.585	4.083	2.582	0.001	0.003	0.024	0.059
2	100	-9.407	-5.307	-9.472	-5.449	0.064	0.142	-0.055	-1.335
2	30021	7.099	4.681	7.084	4.172	0.015	0.507	0.043	3.963
30021	20021	4.324	2.683	4.318	2.568	0.006	0.115	0.027	1.538
20021	304	2.031	1.231	1.970	1.190	0.061	0.041	0.038	1.132
304	307	0.658	0.546	0.653	0.538	0.005	0.007	0.014	0.357
307	306	0.256	0.497	0.255	0.496	0.001	0.001	0.009	0.074
306	305	-1.278	-0.409	-1.286	-0.419	0.008	0.010	-0.022	-0.300
305	303	-2.710	-1.219	-2.745	-1.261	0.035	0.042	-0.049	-0.602
303	20022	-3.452	-1.674	-3.560	-1.725	0.107	0.051	-0.062	-1.103
30022	20022	3.564	1.776	3.560	1.707	0.003	0.069	0.021	1.039
2	30022	6.335	3.684	6.324	3.305	0.011	0.377	0.037	3.142
307	200121	-1.257	-0.924	-1.273	-0.947	0.016	0.023	-0.026	-0.607
300121	200121	1.274	0.894	1.273	0.894	0.001	0.000	0.008	0.060
12	300121	3.041	2.035	3.035	1.874	0.006	0.161	0.019	2.967
12	11	0.540	-2.150	0.539	-2.151	0.001	0.001	0.012	-0.049

11	10	-2.070	-3.297	-2.077	-3.306	0.006	0.009	-0.021	-0.304
10	300	-22.211	-13.855	-22.818	-15.563	0.604	1.701	-0.138	-6.093
10	9	-4.677	-3.684	-4.694	-3.709	0.017	0.025	-0.031	-0.542
9	8	-27.313	-8.910	-27.640	-9.384	0.326	0.472	-0.151	-1.797
8	408	-33.476	-12.670	-33.546	-12.772	0.070	0.101	-0.185	-0.320
408	7	-33.546	-12.329	-34.052	-13.255	0.504	0.922	-0.185	-2.536
7	407	-37.014	-14.540	-37.099	-14.694	0.084	0.153	-0.201	-0.389
407	200	-39.820	-16.031	-39.938	-16.247	0.118	0.215	-0.216	-0.509
9	501	8.171	4.221	8.155	4.198	0.016	0.023	0.048	0.302
501	503	-1.487	2.644	-1.488	2.641	0.002	0.003	-0.016	0.048
503	504	-5.305	2.427	-5.320	2.405	0.015	0.022	-0.031	-0.106
504	13	-0.364	2.367	-0.365	2.365	0.001	0.002	-0.013	0.077
13	12	7.353	1.811	7.326	1.761	0.027	0.050	0.040	0.575
13	14	-20.323	-6.758	-20.490	-7.064	0.167	0.305	-0.113	-1.343
14	15	-23.573	-8.308	-23.686	-8.514	0.112	0.206	-0.130	-0.790
15	409	-31.630	-13.435	-31.659	-13.489	0.029	0.054	-0.178	-0.158
409	300	-31.659	-13.048	-32.448	-13.997	0.786	0.945	-0.177	-3.580
4	405	-8.508	-3.778	-8.542	-3.841	0.035	0.063	-0.047	-0.707
405	300	-19.180	-9.896	-19.197	-9.927	0.017	0.031	-0.108	-0.157
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
306	1003061	0.763	0.450	0.760	0.430	0.003	0.021	0.015	0.564
407	6	2.721	1.583	2.720	1.581	0.001	0.002	0.016	0.066
6	1006	2.709	1.627	2.698	1.459	0.011	0.168	0.016	3.504
306	1003062	0.763	0.450	0.760	0.430	0.003	0.021	0.015	0.564
8	30081	3.257	1.916	3.251	1.752	0.006	0.163	0.020	2.715
30081	20081	0.719	0.334	0.719	0.334	0.000	0.000	0.004	0.034
20081	308	0.719	0.362	0.717	0.359	0.002	0.003	0.013	0.160
308	100308	0.713	0.364	0.710	0.340	0.004	0.024	0.013	0.714
30081	10081	2.532	1.418	2.528	1.359	0.004	0.059	0.015	1.319
8	30082	2.532	1.421	2.530	1.359	0.002	0.062	0.015	1.279
30082	20082	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30082	10082	2.530	1.359	2.528	1.359	0.002	0.000	0.015	0.061
9	10091	1.533	0.918	1.529	0.859	0.004	0.058	0.009	2.169
9	10092	1.533	0.918	1.529	0.859	0.004	0.058	0.009	2.169
20021	301	2.286	1.399	2.264	1.373	0.022	0.027	0.043	0.458
301	302	1.073	0.650	1.069	0.645	0.004	0.005	0.020	0.187
503	100503	3.811	0.637	3.758	0.000	0.053	0.634	0.020	5.146
302	100302	1.065	0.638	1.059	0.600	0.006	0.038	0.020	0.778
301	100301	1.186	0.738	1.179	0.690	0.007	0.048	0.022	0.884
13	30013	12.577	8.086	12.549	7.044	0.028	1.038	0.079	4.502
30013	20013	4.904	2.901	4.899	2.901	0.004	0.000	0.031	0.065
20013	313	1.688	1.033	1.662	1.016	0.026	0.017	0.032	0.548
313	100313	1.657	1.001	1.649	0.929	0.008	0.072	0.032	0.881
20013	201	2.133	1.289	2.126	1.279	0.007	0.010	0.041	0.161
201	312	0.588	0.340	0.587	0.339	0.001	0.001	0.011	0.064
312	1003121	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.321
312	1003122	0.291	0.154	0.290	0.150	0.001	0.004	0.005	0.321
201	311	1.539	0.967	1.535	0.962	0.004	0.004	0.030	0.105
311	1003111	0.761	0.444	0.760	0.430	0.002	0.015	0.015	0.392
311	1003112	0.760	0.439	0.760	0.430	0.001	0.009	0.014	0.243
20013	314	1.078	0.638	1.071	0.629	0.007	0.009	0.021	0.302
314	1003141	0.532	0.305	0.530	0.290	0.002	0.015	0.010	0.621
314	1003142	0.530	0.297	0.530	0.290	0.001	0.007	0.010	0.265
30013	10013	7.645	4.143	7.635	3.908	0.010	0.235	0.048	1.688
401	1	2.743	1.880	2.741	1.878	0.002	0.003	0.017	0.109

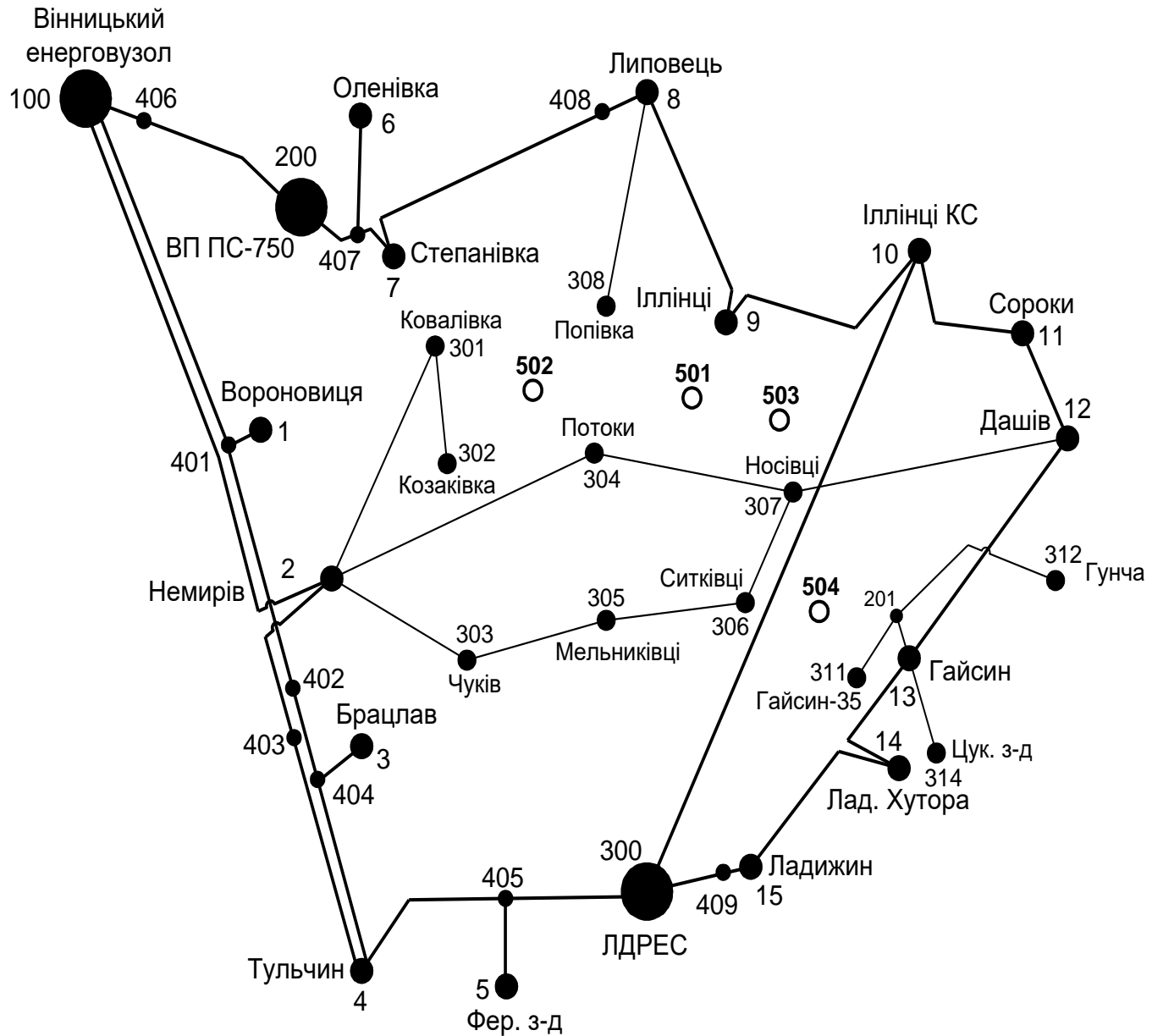
1	1001	2.735	1.969	2.698	1.529	0.037	0.438	0.017	9.778
14	10014	3.073	1.702	3.058	1.479	0.015	0.222	0.018	3.944
10	100101	12.348	7.709	12.332	7.315	0.015	0.392	0.077	1.756
15	300151	3.943	2.383	3.940	2.288	0.003	0.095	0.024	1.276
300151	200151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300151	100151	3.940	2.288	3.938	2.229	0.003	0.059	0.024	0.810
15	300152	3.943	2.383	3.940	2.288	0.003	0.095	0.024	1.276
300152	200152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300152	100152	3.940	2.288	3.938	2.229	0.003	0.059	0.024	0.810
10	100102	12.348	7.709	12.332	7.315	0.015	0.392	0.077	1.756
30022	10022	2.760	1.529	2.758	1.529	0.002	0.000	0.016	0.066
504	100504	-4.966	0.459	-4.997	-0.000	0.030	0.458	-0.026	-0.096
501	100501	9.632	1.773	9.514	-0.000	0.117	1.766	0.052	5.652
9	502	11.362	0.463	11.332	0.419	0.030	0.044	0.060	0.328
502	100502	11.322	1.030	11.163	-1.359	0.158	2.380	0.060	4.578
11	10011	2.600	1.497	2.588	1.329	0.011	0.167	0.016	3.593
12	300122	3.708	2.226	3.699	2.001	0.008	0.225	0.023	3.284
300122	100122	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.965
300122	200122	1.939	1.021	1.936	1.021	0.002	0.000	0.012	0.092
200122	309	1.936	1.054	1.902	1.023	0.034	0.031	0.036	0.731
309	100309	0.944	0.541	0.939	0.510	0.005	0.031	0.018	0.693
309	310	0.954	0.511	0.950	0.506	0.004	0.005	0.018	0.208
310	100310	0.947	0.508	0.939	0.460	0.008	0.048	0.018	1.064
300121	100121	1.761	0.979	1.759	0.949	0.002	0.030	0.011	0.952
307	1003071	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.018	0.016	0.435
307	1003072	0.821	0.507	0.819	0.490	0.002	0.018	0.016	0.435
304	1003041	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.439
304	1003042	0.652	0.344	0.650	0.330	0.002	0.014	0.012	0.439
30021	10021	2.760	1.489	2.758	1.489	0.002	0.000	0.016	0.066
4	30041	2.828	2.071	2.823	1.937	0.005	0.134	0.018	2.732
30041	10041	2.823	1.937	2.818	1.859	0.005	0.078	0.018	1.643
30041	20041	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	30042	2.823	1.941	2.821	1.859	0.002	0.082	0.017	1.626
30042	20042	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30042	10042	2.821	1.859	2.818	1.859	0.002	0.000	0.017	0.067
303	1003031	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.396
405	5	10.637	6.558	10.634	6.554	0.003	0.004	0.063	0.043
5	1005	10.603	6.351	10.573	5.706	0.029	0.642	0.062	3.314
303	1003032	0.351	0.206	0.350	0.200	0.001	0.006	0.007	0.396
404	3	2.611	1.684	2.610	1.682	0.001	0.001	0.016	0.068
3	1003	2.599	1.702	2.588	1.539	0.011	0.163	0.016	3.649
305	100305	1.419	0.830	1.409	0.760	0.010	0.070	0.027	1.029
7	1007	2.951	1.695	2.938	1.499	0.013	0.195	0.017	3.692

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ
З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПРИСТРОЇВ ЗАЗЕМЛЕННЯ БУДІВЕЛЬ**

Виконав: студент групи 2ЕСМ-22м
Зелінська А.В.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Собчук Н.В.

Існуюча схема електричної мережі

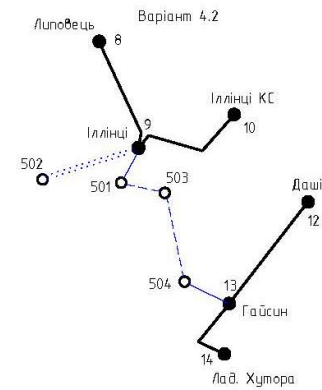
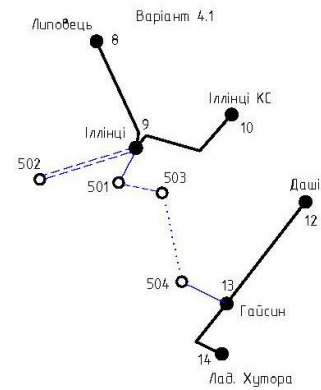
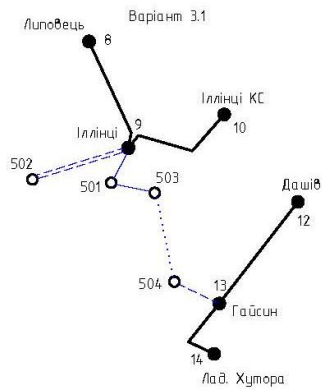
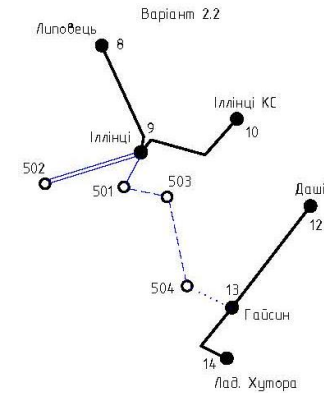
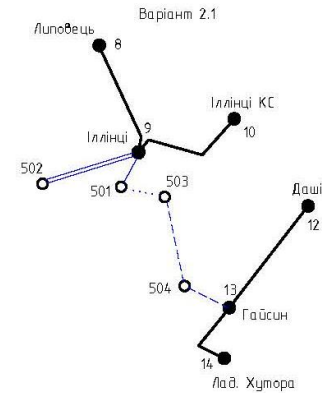
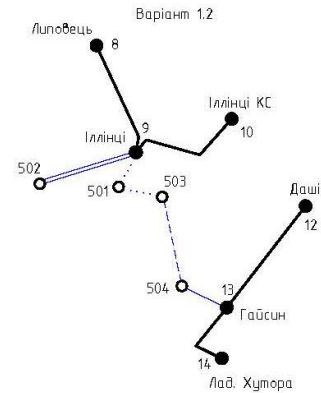
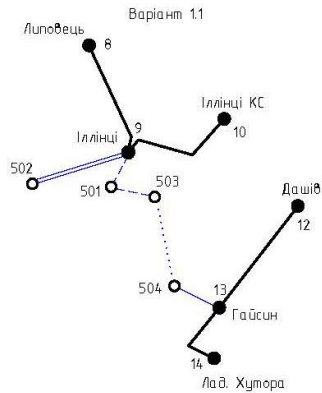
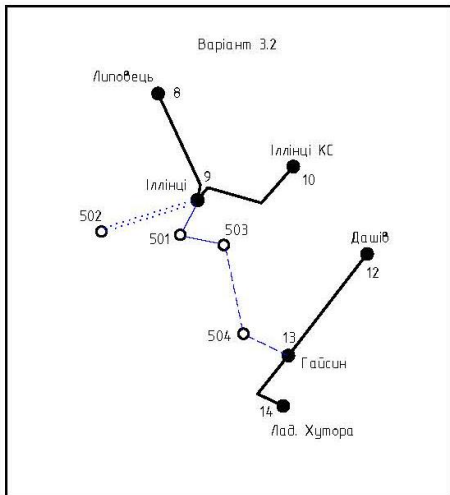


Варіанти розвитку електричної мережі

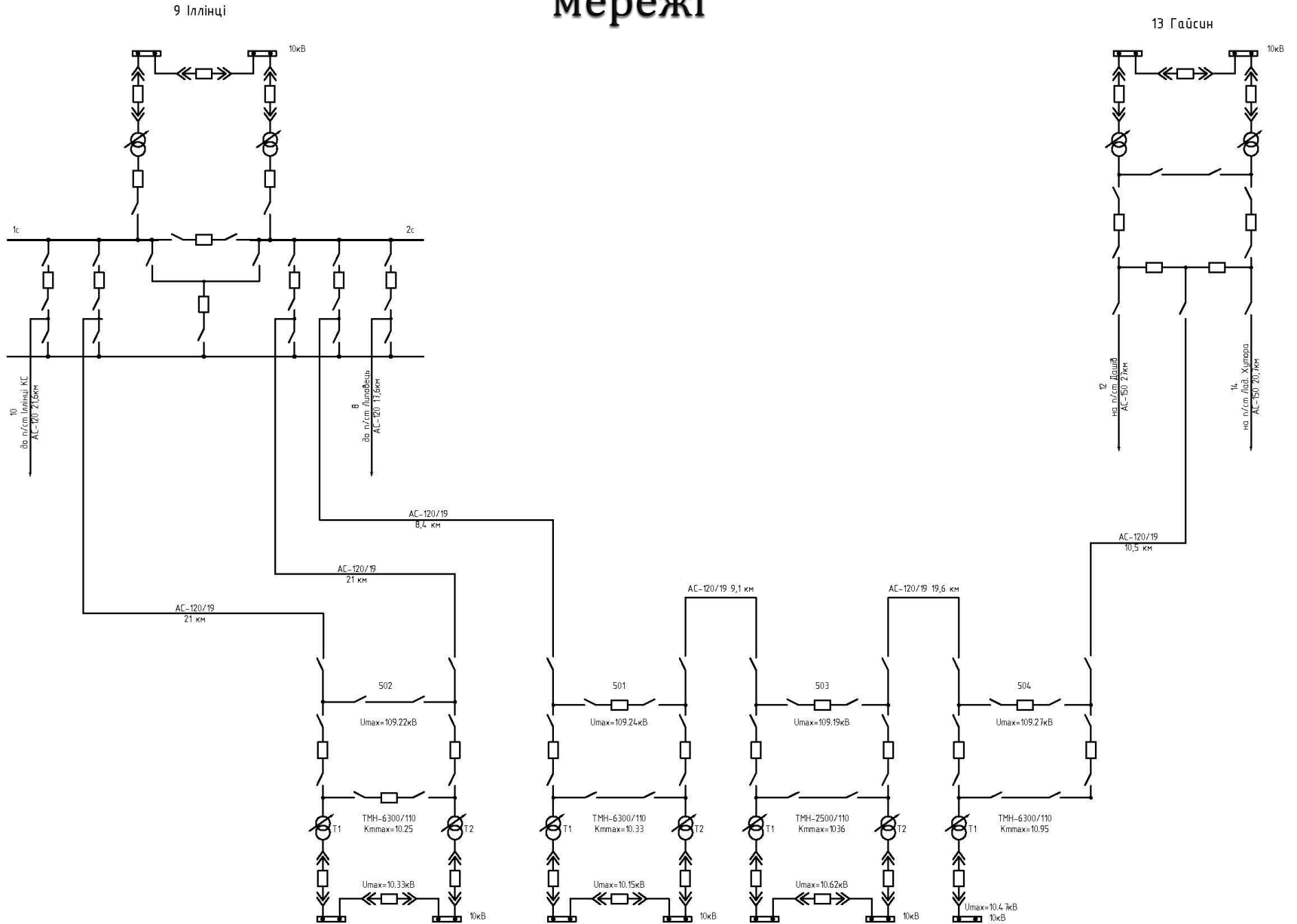
Умовні позначення

- ЛЕП, яка будується на першому році;
- - - ЛЕП, яка будується на другому році;
- ⋯ ЛЕП, яка будується на третьому році.

Найекономічніший варіант



Електрична схема оптимального варіанту розвитку мережі

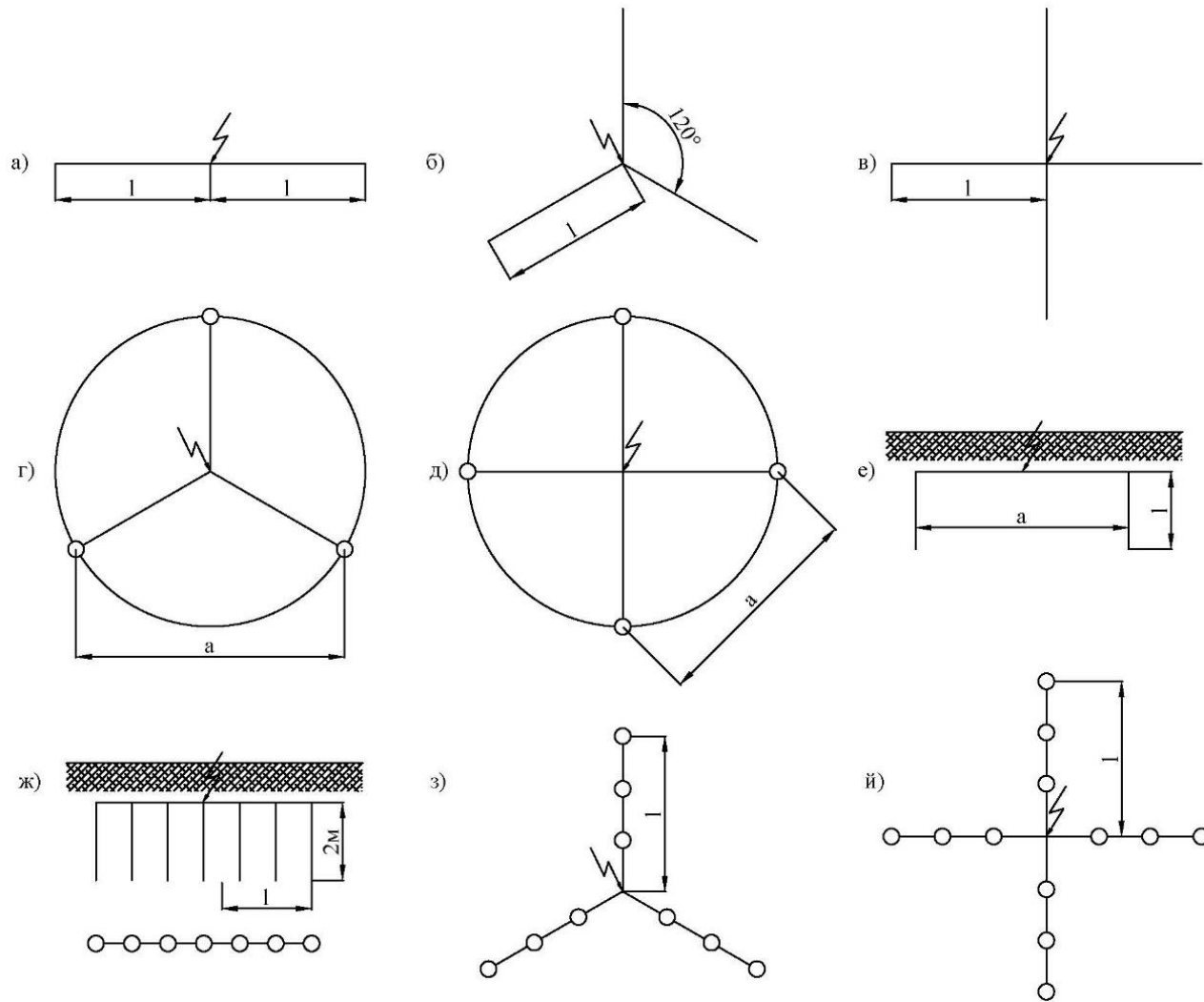


Техніко – економічні показники

139

Показник	Одиниця вимірювання	Значення показника
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	29,45
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	138020,25
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	209255,904
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	14
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,775
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	6158
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	23393

Складні заземлювачі



Заземлюючий пристрій підстанції 35кВ

