

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням методів
діагностування силових трансформаторів»

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

(спеціальна назва напрямку підготовки, спеціальності)



Хавич І. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС



Малогоулко Ю. В.

(прізвище та ініціали)

«13» грудня 2022 р.

Опонент: Шульєв Ю. А.

к.т.н., доц. каф. ЕССЕМ Шульєв

(прізвище та ініціали)

«14» грудня 2022 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«14» грудня 2022 р.

Вінниця ВНТУ - 2022 рік

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

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

_____ 2022 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

_____ Хавичу Іллі Віталійовичу _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. **«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням методів діагностування силових трансформаторів»**

керівник роботи _____ к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Малогулко Ю. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203.

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 року.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 1.85 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 1.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 25 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Економічна

5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	21.10.22	30.10.22	<i>Вав.</i>
6	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей	01.11.22	10.11.22	<i>Вав.</i>
7	Розрахунок і аналіз ustalених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Дослідження методів діагностування силових трансформаторів.	11.11.22	16.11.22	<i>Вав.</i>
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	17.11.22	25.11.22	<i>Вав.</i>
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	<i>Вав.</i>
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.22	04.12.22	<i>Вав.</i>
	Рецензування МКР	05.12.22	10.12.22	<i>Вав.</i>
	Захист МКР	19.12.22	-	

Студент

[Handwritten Signature]
 (підпис)

І. В. Хавич

Керівник роботи

[Handwritten Signature]
 (підпис)

Ю. В. Малогулко

5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	21.10.22	30.10.22	<i>Вав.</i>
6	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей	01.11.22	10.11.22	<i>Вав.</i>
7	Розрахунок і аналіз ustalених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Дослідження методів діагностування силових трансформаторів.	11.11.22	16.11.22	<i>Вав.</i>
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	17.11.22	25.11.22	<i>Вав.</i>
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	<i>Вав.</i>
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.22	04.12.22	<i>Вав.</i>
	Рецензування МКР	05.12.22	10.12.22	<i>Вав.</i>
	Захист МКР	19.12.22	-	

Студент

[Signature]
(підпис)

І. В. Хавич

Керівник роботи

[Signature]
(підпис)

Ю. В. Малогулко

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316

Хавич Ілля Віталійович «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням методів діагностування силових трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2022. 100 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 16 назв; рис.: 18; табл. 28.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено прогнозування електричних навантажень, розраховано режим існуючої мережі, сформовано максимальний граф електричної мережі. Визначено оптимальну схему електричної мережі та вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибрано потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та схеми розподільних пристроїв підстанцій. Оцінено баланс потужностей. Розраховано та проаналізовано усталені режими електричної мережі. Визначено оптимальний варіант розвитку мережі. Проведено дослідження методів діагностування силових трансформаторів.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, силовий трансформатор, метод динамічного програмування.

ABSTRACT

УДК 621.316

Khavych Ilya Vitaliyovych «Development of a fragment of the electrical network with the study of methods of diagnosing power transformers». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2022. 100 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 16 titles; fig.: 18; tabl. 28.

In the master's qualification work forecasting of electric loads is carried out, the mode of an existing network is calculated, the maximum graph of an electric network is formed. The optimal scheme of the electric network is determined and the optimal scheme of electric network development is chosen by the method of dynamic programming. The power of transformers at consumer substations and schemes of switchgear of substations are selected. Capacity balance estimated. The established modes of the electric network are calculated and analyzed. The optimal variant of network development is determined. The calculation for overhead lines with voltage by 110 kV.

Keywords: distribution network, power transformer, method of dynamic programming.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП	6
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	9
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	10
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	12
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	13
2.1 Лінеаризація цільової функції	13
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	17
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	22
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	22
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	27
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	28
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	30
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	33
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	33
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	34
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	36
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	39
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	39
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	41
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	41

7.2 Регулювання напруги у мережі	42
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	46
9 МЕТОДИ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	67
9.1 Основні несправності та методи діагностування силових трансформаторів в умовах експлуатації	71
9.2 Діагностування силових трансформаторів методом акустичної локації часткових розрядів	79
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	87
10.1 Задача розділу	87
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України	88
10.3 Розрахунок захисного заземлення трансформатора	89
10.4 Протипожежний захист силових трансформаторів	93
ВИСНОВКИ	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	97
НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ	99
ДОДАТКИ	100
Додаток А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	
Додаток Б Технічне завдання МКР	
Додаток В Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	
Додаток Г Результати розрахунків	

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВН	- висока напруга;
ВРП	- відкритий розподільний пристрій;
ЕМ	- електрична мережа;
ЗРП	- закритий розподільний пристрій;
КЗ	- коротке замикання;
ЛЕП	- лінія електропередавання;
МКР	- магістерська кваліфікаційна робота;
МЧА	- метод частотного аналізу;
НН	- низька напруга;
НС	- надзвичайна ситуація;
ОРСЦЗ	- оперативно-рятувальна служба цивільного захисту;
ПБЗ	- перемикання без збудження;
ПС	- підстанція;
ПУЕ	- правила улаштування електроустановок;
РП	- розподільчий пристрій;
РПН	- регулювання під навантаженням
СА	- симплекс-алгоритм;
СЕС	- сонячна електрична станція;
СМ	- симплекс-метод.

ВСТУП

Актуальність теми. Відповідно до Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, №2484 від 10.12.2021 року «Про схвалення Плану розвитку системи розподілу ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» на 2022 – 2026 роки» [1], а також воєнного стану та пошкодження більшості енергосистем країни, гостро постає питання про розвиток електричних мереж, більше того, як на перспективу, так і в темпі часу.

Електроенергетика є однією з найважливіших галузей господарства України, адже вона не лише покращує умови праці та побуту, а в цілому забезпечує всі виробництва країни. В зв'язку з пошкодженням майже 80% мереж по всій країні через ракетні обстріли росії, енергетикам всієї країни необхідно буде досить швидко відбудувати та відремонтувати обладнання, лінії електропередавання та ін. Для цього необхідно виконувати ряд розрахунків з розвитку, вдосконалення функціонування та проектування електричних мереж [2-3].

Крім того, без розвитку електроенергетики неможливий подальший науково-технічний прогрес у суспільстві, головна мета сьогодення – це створення різноманітних сценаріїв розвитку, які б не тільки відповідали сьогоденним нормам, а й могли пристосовуватись до майбутніх.

Перспективні режими для кожного зі сценаріїв відображають схемно-режимні умови роботи енергосистеми у визначений час. Аналіз перспективних режимів дозволяє ідентифікувати можливі проблеми в мережі для вирішення яких необхідно заздалегідь визначити відповідні заходи. Створені сценарії повинні враховувати вимоги чинного Законодавства, галузевих нормативних документів та директив ЄС, зобов'язання до виконання яких прийняла на себе Україна. Сценарії розвитку ОЕС України повинні бути деталізовані принаймні на рівні енергосистем.

Вони включають: склад генерації, який визначається прогнозом щодо будівництва, реконструкції і переоснащення об'єктів генерації, зміни структури і типів генеруючого обладнання, тощо; прогноз навантаження, що характеризується

темпами економічного зростання, зміною структури навантаження, чисельності населення, заходів із підвищення енергоефективності, форми графіку навантаження, тощо; режими міждержавних перетоків, які відповідають поточними режимам, прогнозам розвитку міждержавних зв'язків.

Ці сценарії якнайкраще відповідають сучасному стану економіки і характеризують розвиток, який відповідає економічній доцільності, мінімізації витрат та інвестицій в розвиток мереж на основі існуючих проблем. Вихідні сценарії ґрунтуються на трендах та даних від учасників ринку електроенергії, в тому числі від регіональних енергосистем та електропередавальних організацій і енергопостачальних компаній.

Інші сценарії ґрунтуються на прогнозах визначених енергетичною політикою України, прогнозних даних Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. Сценарії розвитку включають принаймні два горизонти планування, у відповідності з наступними типами:

- довгостроковий горизонт (10-20 років). Прогноз сценарію розвитку базується на цілях Енергетичної стратегії України і визначений її цільовим роком;
- середньостроковий горизонт (5-10 років). Прогноз сценарію розвитку базується на цілях чинної Енергетичної стратегії України (якщо це низхідний сценарій) або на даних учасників ринку (якщо це висхідний сценарій). Десятирічні плани розвитку, повинні використовувати прогнози середньострокових горизонтів;
- дуже довгостроковий горизонт (як правило, від 30 до 40 років).

Також досить гостро на сьогодні стоїть проблема діагностування електрообладнання, а саме діагностування силових трансформаторів, адже значна їх частина відпрацювала свій нормативний термін експлуатації [3]. В зв'язку з загостренням економічної кризи України зрозумілим стає те, що заміну такого дороговартісного обладнання найближчим часом виконати не вдасться, тому необхідно шукати шляхи до продовження терміну служби силових трансформаторів, а також можливості їх якісної подальшої експлуатації [4].

В розвинених країнах останнім часом переходять від системи планово-

попереджувальних ремонтів до ремонтів за технічним станом силового трансформатора. Для організації такого підходу необхідні методи та засоби, що дозволяють оцінити стан об'єкта на даний момент, простежити зміну стану за останній час і спрогнозувати його на найближче майбутнє. Маючи таку інформацію, можна проводити профілактичний ремонт обладнання лише тоді, коли знос вузлів і деталей досягає значень, в яких подальша робота може призвести до відмов або неправильного функціонування. Усі перелічені вище завдання вирішуються засобами діагностування, які разом із об'єктом діагностики утворюють систему діагностування [5].

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження методів діагностування силових трансформаторів при розвитку електричної мережі.

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

- визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність виконання оптимізації;
- провести аналіз методів діагностування силових трансформаторів;
- дослідити ефективність використання методу акустичної локації часткових розрядів при діагностуванні силових трансформаторів.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична мережа напругою 110/10 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи динамічного програмування. Під час визначення оптимальної схеми електричної мережі використовується симплекс-метод.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

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

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 939, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1891762. \end{cases}$$

звідки $a' = -3483,4$, $b' = 1,7758$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,7758T - 3483,4$$

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

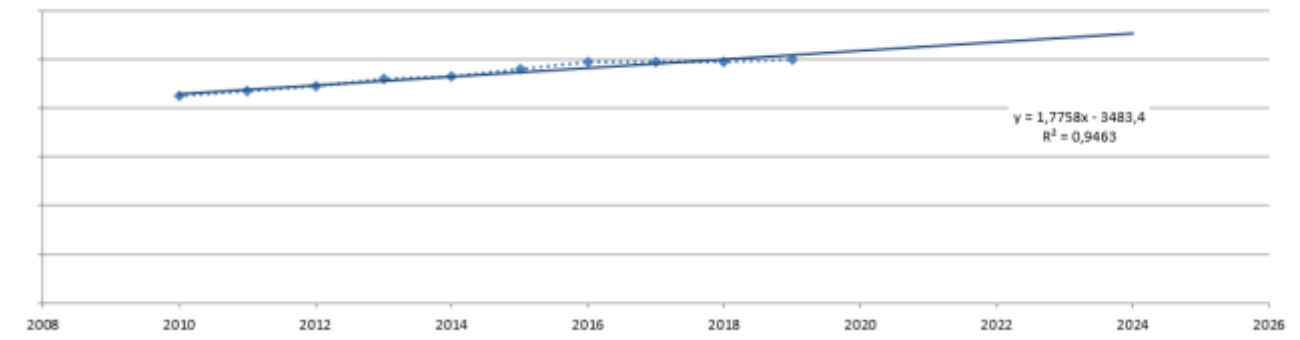


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 110,8 %, що на 10,8 % більше проектної потужності електромереж.

Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток) 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.

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

- в лініях електропередач – 1,4 МВт;
- в трансформаторах – 0,9 МВт з них холостого ходу 0,6 МВт та навантажувальні 0,3 МВт.

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	300-207	208-10	10-11	201-1
Марка проводу	АС-185	АС-185	АС-185	АС-120
Допустимий струм,	200	200	200	125
Розрах. струм, А	85	167	69	117

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	1	3	5	13
Напруга вузла,	113,57	111,27	110,29	114,47

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

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

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

Опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол 204, Хмільник (вузол 6), 206 або Юрівка (вузол 9).

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

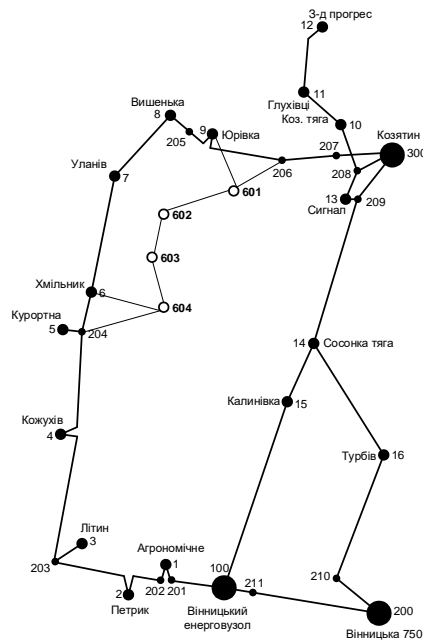


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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 мереж, але й параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. 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.

2.1 Лінеаризація цільової функції

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. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і 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:

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

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:

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

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 провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км. Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_H – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 год/рік для $T_{нб} = 5200$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,65 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. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	$U_{ном}$, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
206	601	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	0,785	5013,6
9	601	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	0,841	5371,7
6	604	1,8	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,010	6446,0
204	604	2,2	15,4	110	1573,680	0,131	7755,1	1,234	7878,5
601	602	1,8	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,010	6446,0
602	603	1,1	7,7	110	1573,680	0,131	3877,5	0,617	3939,2
603	604	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	0,673	4297,4

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції

дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a1, тис. грн	Коефіцієнт b1, 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
206-601	5250,7	5137,1	5389,6	4935,1	15,743	5250,7	5187,6	5313,8
9-601	5625,8	5504,0	5774,6	5287,6	16,868	5625,8	5558,1	5693,4
6-604	6750,9	6604,8	6929,5	6345,1	20,242	6750,9	6669,8	6832,1
204-604	8251,1	8072,6	8469,4	7755,1	24,740	8251,1	8151,9	8350,3
601-602	6750,9	6604,8	6929,5	6345,1	20,242	6750,9	6669,8	6832,1
602-603	4125,6	4036,3	4234,7	3877,5	12,370	4125,6	4076,0	4175,2
603-604	4500,6	4403,2	4619,7	4230,1	13,494	4500,6	4446,5	4554,7

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). 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. 2.3.

Таблиця 2.3 – 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
206-601	1,4	20,1	5250,7	5190,7	5317,0	261,9	5250,7	4725,6	5775,8
9-601	1,5	20,1	5625,8	5561,5	5696,8	280,6	5625,8	5063,2	6188,3
6-604	1,8	20,1	6750,9	6673,8	6836,2	336,7	6750,9	6075,8	7426,0
204-604	2,2	20,1	8251,1	8156,9	8355,3	411,5	8251,1	7426,0	9076,2
601-602	1,8	20,1	6750,9	6673,8	6836,2	336,7	6750,9	6075,8	7426,0
602-603	1,1	20,1	4125,6	4078,4	4177,6	205,8	4125,6	3713,0	4538,1
603-604	1,2	20,1	4500,6	4449,2	4557,4	224,5	4500,6	4050,6	4950,7

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації формулюється таким чином:

мінімізувати

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

5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	206-601	9-601	6-604	204-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0					
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,73	19,73	
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	11,19	11,19	
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-20,50	-20,50	
604	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	13,52	13,52	
Коефіцієнти цільової функції	829,322	284,648	1066,272	1846,091	1066,272	1066,272	651,611	353,340	460,754	710,848	0,000	0,000	0,000	0,000				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 2.1 – 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. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	206-601	9-601	6-604	204-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0					
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,73	0,00	
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	11,19	0,00	
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-20,50	0,00	
604	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	13,52	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	829,322	284,648	1066,272	1846,091	1066,272	1066,272	651,611	353,340	460,754	710,848	0,000	0,000	0,000	0,000				18349,977	
Потужності ЛЕП	0,000	19,726	4,213	0,000	0,000	0,000	0,000	11,193	9,307	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000					
Постійні складові витрат	0,000	5287,565	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	3877,548	4230,052	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				19740,244	
Змінні складові витрат	0,000	327,356	17,916	0,000	0,000	0,000	0,000	77,290	58,302	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				480,864	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			20221,108

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	206-601	9-601	6-604	204-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0			
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,73	0,00
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	11,19	0,00
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-20,50	0,00
604	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	13,52	0,00
Коефіцієнти цільової функції	829,322	284,648	1510,438	1303,221	1066,272	1066,272	651,611	353,340	460,754	710,848	0,000	0,000	0,000	0,000			19348,169
Потужності ЛЕП	0,000	19,726	0,000	4,213	0,000	0,000	0,000	11,193	9,307	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	0,000	5287,565	0,000	7755,096	0,000	0,000	0,000	3877,548	4230,052	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			21150,261
Змінні складові витрат	0,000	327,356	0,000	21,898	0,000	0,000	0,000	77,290	58,302	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			484,846
<i>Дисконтовані витрати, тис. грн</i>																	
																	21635,107

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

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	206-601	9-601	6-604	204-604	601-602	602-601	602-603	603-602	603-604	604-603	0-0	0-0	0-0	0-0			
601	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,73	0,00
602	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	11,19	0,00
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	-20,50	0,00
604	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	13,52	0,00
Коефіцієнти цільової функції	829,322	284,648	1066,272	1846,091	1066,272	1066,272	651,611	353,340	460,754	710,848	0,000	0,000	0,000	0,000			18349,977
Потужності ЛЕП	0,000	19,726	4,213	0,000	0,000	0,000	0,000	11,193	9,307	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	0,000	5287,565	6345,078	0,000	0,000	0,000	0,000	3877,548	4230,052	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			19740,244
Змінні складові витрат	0,000	327,356	17,916	0,000	0,000	0,000	0,000	77,290	58,302	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			480,864
<i>Дисконтовані витрати, тис. грн</i>																	
																	20221,108

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант

У таблиці на рис. 2.4 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.5.

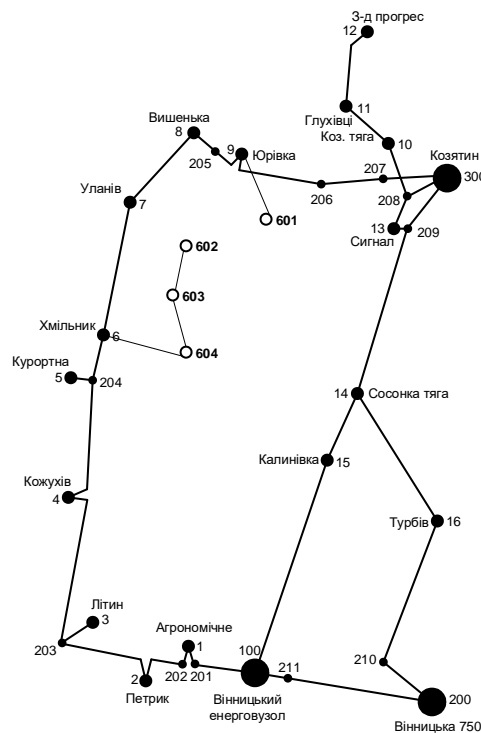


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнених контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 501-504 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

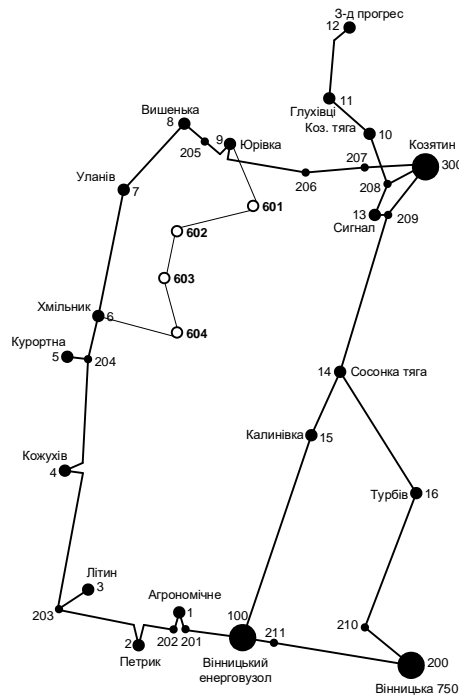


Рисунок 2.6 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

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 601-602 довжиною 12,6 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

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

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

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 601, 602, 603, 604).

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{max} \leq 30$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 601, 602, 603, 604. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 30 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуюмо одноланцюгові лінії до пунктів 9-601, 601-602. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{9-601} + \Delta L_{601-602} = 10,5 + 12,6 = 23,1 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Другий крок. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. І так само для кожного варіанту другого року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 6-604, 602-603. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

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 введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 603-604. Результати розрахунків подано в табл.3.3.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L_{Σ}	B_i	$B_{i, \Sigma}$	B_t	Вартість
1	1	9-601	10,5	30,9	23,1	19707,8	42416,64	35347,2	35347,2
		601-602	12,6	11,2		22708,85			
	2	6-604	12,6	7	21	22622,17	37984,28	31653,56	31653,56
		604-603	8,4	20,5		15362,11			
	3	9-601	10,5	19,7	10,5	19172,25	19172,25	15976,87	15976,87
	4	6-604	12,6	13,5	12,6	22773,27	22773,27	18977,73	18977,73

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L_{Σ}	V_i	$V_{i, \Sigma}$	V_t	Вартість
2	11	602-603	7,7	9,3	28,7	13850,64	51562,47	35807,27	71154,47
		603-604	8,4	11,2		15139,23			
		604-6	12,6	2,3		22572,6			
	12	6-604	12,6	13,5	20,3	22773,27	36855,2	25593,89	60941,1
		602-603	7,7	20,5		14081,93			
	13	602-603	7,7	7	16,1	13824,66	29186,77	20268,59	64533,97
		603-604	8,4	13,5		15182,18			
	14	6-604	12,6	7	21	22622,17	37984,28	26377,97	61725,17
		604-603	8,4	20,5		15362,11			
	21	602-601	12,6	11,2	23,1	22708,85	42416,64	29456	61109,57
		601-9	10,5	30,9		19707,8			
	22	603-602	7,7	20,5	18,2	14081,93	33254,18	23093,18	54746,74
		9-601	10,5	19,7		19172,25			
	23	602-603	7,7	20,5	20,3	14081,93	36648,64	25450,44	57104
		601-602	12,6	0,3		22566,7			
	31	601-602	12,6	4,2	28,7	22586,6	51593,44	35828,78	51805,65
		602-603	7,7	7		13824,66			
		603-604	8,4	13,5		15182,18			
	32	6-604	12,6	3,7	28,7	22582,12	51569,54	35812,18	51789,05
		604-603	8,4	9,3		15109,79			
		603-602	7,7	11,2		13877,63			
41	604-603	8,4	7	28,7	15073,46	51600,65	35833,79	54811,51	
	602-603	7,7	13,5		13917				
	602-601	12,6	6,2		22610,19				
42	9-601	10,5	19,7	26,6	19172,25	48179,08	33457,7	52435,42	
	603-604	8,4	13,5		15182,18				
	603-602	7,7	7		13824,66				

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L_{Σ}	B_i	$B_{i, \Sigma}$	B_t	Вартість
3	121	603-604	8,4	11,2	8,4	15139,23	15139,23	8761,13	69702,23
	131	6-604	12,6	2,3	12,6	22572,6	22572,6	13062,85	77596,82
	141	602-603	7,7	9,3	7,7	13850,64	13850,64	8015,415	69740,59
	211	602-603	7,7	9,3	7,7	13850,64	13850,64	8015,415	69124,98
	221	601-602	12,6	1,9	12,6	22570,69	22570,69	13061,74	67808,49
	231	9-601	10,5	21,7	10,5	19250,49	19250,49	11140,33	68244,33
	311	6-604	12,6	2,34	12,6	22572,81	22572,81	13062,97	64868,62
	321	601-602	12,6	1,9	12,6	22570,69	22570,69	13061,74	64850,8
	412	9-601	10,5	21,7	10,5	19250,49	19250,49	11140,33	65951,84
	422	601-602	12,6	1,9	12,6	22570,69	22570,69	13061,74	65497,17

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з табл. 3.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 321. Після уточнення потокорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 321 приєднання підстанцій 601, 602, 603, 604 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.4.

Після уточнення витрати на 3 році для оптимального варіанту зросли до сумарних витрат 64911,1 тис. грн., тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема розвитку, зображена на рис. 3.1.

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

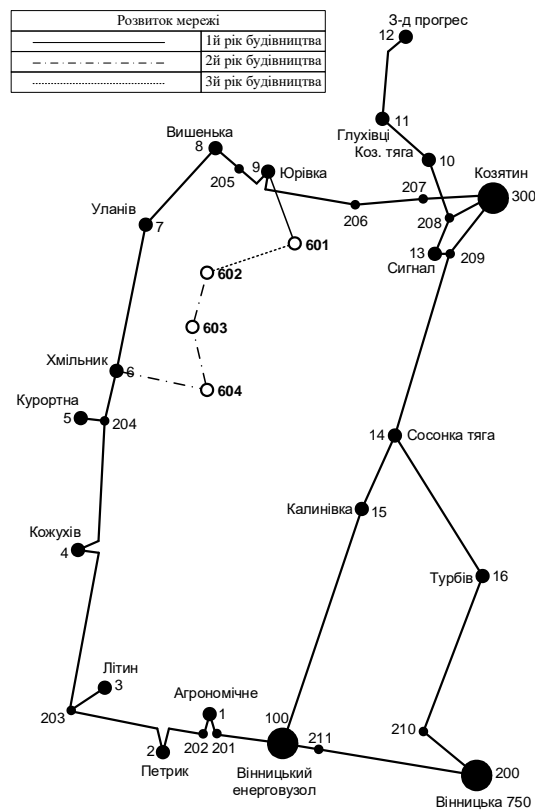


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі проведемо перевірку проводів на післяаварійний режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження. Даний розрахунок покаже, чи зможуть обрані перерізи витримати тимчасові перевантаження і не вийти з ладу.

- 1й – розрив лінії 6-604;
- 2й – розрив лінії 6-604 та відсутня генерація на СЕС (603);
- 3й – розрив лінії 9-601;
- 4й – розрив лінії 9-601 та відсутня генерація на СЕС (603);
- 5й – розрив лінії 602-603;
- 6й – розрив лінії 603-604.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (3.5) :

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

$$I_{розр9-601} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{28,766}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 158,529 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{нб} < 6000$ годин.

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

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

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа,А тах	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
9-601	0	175,3	266,9	0	184,1	99,6	284,6	390	158,5	АС-120/19
6-604	130,3	0	0	284,6	51,4	80,4			24,8	АС-120/19
602-601	116,8	72	148,1	122,7	67,2	57,9			50,1	АС-120/19
603-602	184,8	51,7	80,2	194,4	0	107,30			53,5	АС-120/19
603-604	102,5	80,5	80,5	195,5	107,3	0			64,1	АС-120/19

Згідно ПУЕ мережу 110 кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{P_{\text{max}}}{1,4 \cdot (n - 1)} \quad (4.1)$$

де $n_{\text{т}}$ - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{17.8}{1.4 \cdot (2-1)} = 14.3 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 16.0 МВА.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 601, що коефіцієнт перевантаження складає 1,25, що задовольняє технічним умовам експлуатації. 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. 4.1.

У вузлах 602, 603 та 604 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
601	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
602	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
603	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
604	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_3 = \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot S_n} \leq 0.7 - 0.8 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{31} = \frac{20}{2 \cdot 16} = 0,6 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{32} = \frac{11.609}{2 \cdot 10} = 0,6 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{33} = \frac{20.6}{2 \cdot 16} = 0,6 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{34} = \frac{13.86}{2 \cdot 10} = 0,7 \leq 0,7 - 0,8.$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт завантаження нижчий за значення 0,7 – 0,8, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки підтверджують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

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

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

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

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

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

- урахувувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 601, 602, 603 та 604 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом,

то для цих вузлів було обрано схему «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 5.1).

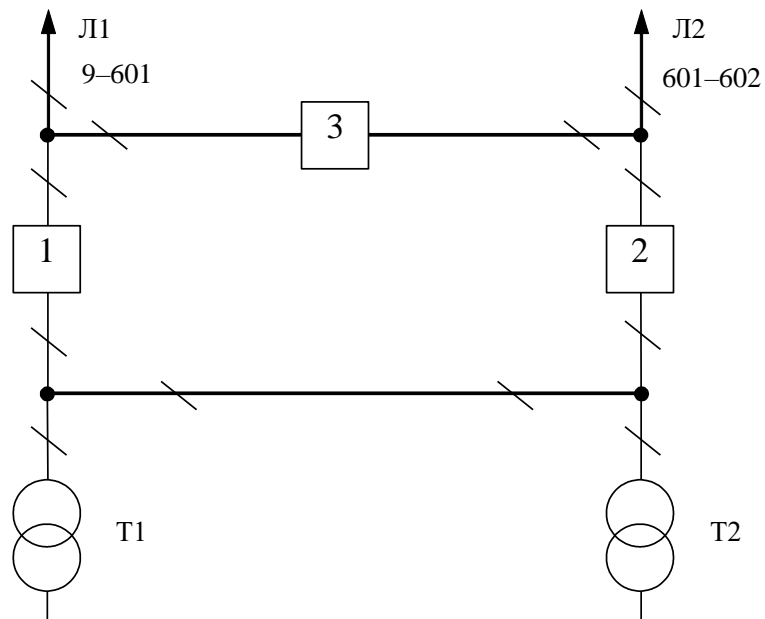


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 601, 602, 603 та 604

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

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Юрівка (вузол 9) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» та замінити наявні короткозамикачі на вимикачі. Отож, для вказаних підстанцій прийнято схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» (рис 5.2).

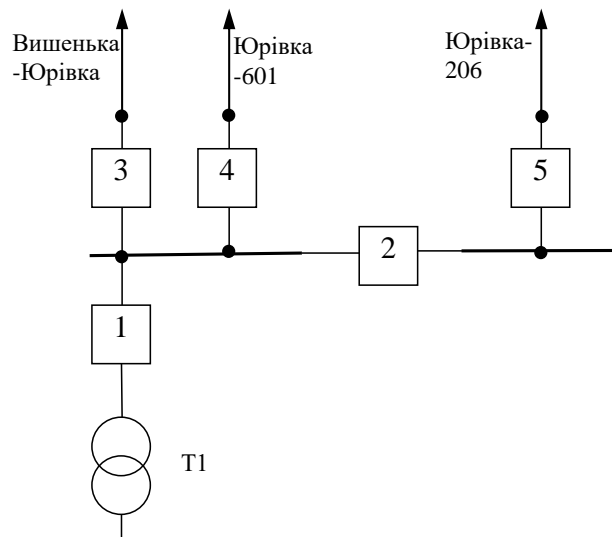


Рисунок 5.2 – Схема відгалужувальної підстанції Юрівка (вузол 9) – одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

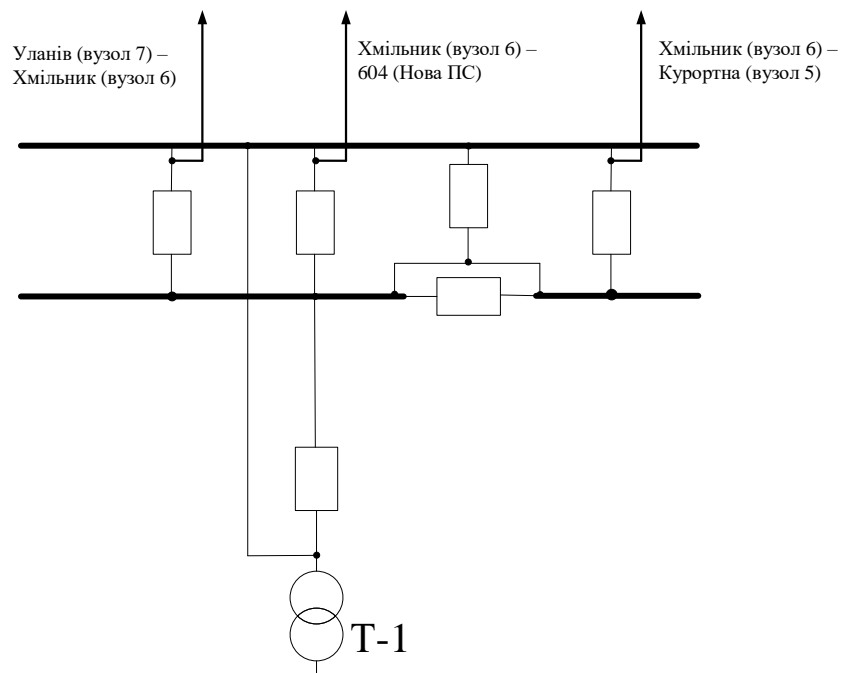


Рисунок 5.3 – Схема вузлової підстанції Хмільник (вузол 6) – одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Хмільник (вузол 6) реконструкція не потрібна, існуюча схема – «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» розрахована на кількість приєднань до 3-6. Дана схема зможе працювати і з ще 1-м приєднанням.

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми підстанції з генеруванням 504.

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

Розрахунок ведеться по формі табл.5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 3 \cdot 10^{-4}$ (відн. од.).

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 0.99.$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад: $\omega_{1,2} = 0.016 \cdot 3 \cdot 10^{-4} = 4.8 \cdot 10^{-6}$ 1/рік.

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

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

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 603)

Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті			
		$K_0=0,9988$	Q3	Q1	Q2
Q1	0.017	AT1,W2 D(W3,AT2)-1		AT2,AT1, W3,W2-1	AT1,W2, D(W3,AT2)-1
		AT1, D(W2, W3, AT2)-5.2		AT2,AT1, D(W2,W3)-5.2	AT1,W2, D(W3,AT2)-5.2
Q2	0.017	AT2,W3 D(W2, W3, AT1)-1	AT2,AT1,W3, W2-1		AT2,W3, D(W2,AT1)-1
		AT2, D(W2,W3,AT)- 5.2	AT2,AT1. D(W2,W3)- 5.2		AT2, W3, D(W2,AT1)-5.2
Q3	0.017	AT2, AT1, W3, W2-1	AT2, AT1, W3, W2-1	AT2,AT1, W3,W2-1	
		D(W2, AT1), D(W3, AT2)-5.2	AT1, W2, D(W3, AT2)- 5.2	AT2,W3, D(W2,AT1)-5.2	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
АТ2, АТ1, W3, W2	1	1	0.0000051	2,68553E-06
АТ2, АТ1, D(W2, W3)	1	5.2	0.000299	1,94021E-07

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 37$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (5.6)$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум.} \cdot W_{РІК} \quad (5.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	M _{зб} , грн.
106600	31,46	1164,02

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.

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

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 601,602,603,604 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 44,44 + 0.05 \cdot 44,44 = 42,21 \text{ (МВт)},$$

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:

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

$$Q_{\Gamma} = 42,21 \cdot \text{tg}(\arccos 0.95) = 14,35 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 9-601 .

$$Q_{\text{ЛЕП9-601}} = 109,48^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 10,5) = 0,359 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,359 + 0,427 + 0,261 + 0,284 = 1,33 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 23,75 = 22,56 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 22,56 = 2,3 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 22,56 + 2,3 - 14,35 - 1,33 = 9,18 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 22,56 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 14,35 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-9450-450 УЗна 9450 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 604.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 4,1 МВт.

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

7.2. Регулювання напруги у мережі

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

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів. Регулювання напруги виконується з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

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

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

Номер вузла	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний	Мінімальний	Післяаварійний
601	109.48	101.81	113.81
602	109.06	101.36	113.42
603	109.07	101.36	113.43
604	108.87	101.15	113.24

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

Номер вузла	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний	Мінімальний	Післяаварійний
601	10.47	9.74	10.89
602	10.43	9.69	10.85
603	10.43	9.7	10.85
604	10.43	9.67	10.83

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

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

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

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (7.3)$$

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

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{\text{Тд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10.5} = 10.45 \quad (7.4)$$

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

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{\text{Т601}} = \frac{(19.73) \cdot (4.38 / 2) + (10.11) \cdot (86.7 / 2)}{109.48} = 4.398 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т601б}} = \frac{109.48 + 4.398}{10.5} = 10.846.$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т601д}} = 10.925$, що відповідає бй відпайці.

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

$$U_{\text{нн601д}} = \frac{109,48 + 4,4}{10,846} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер	Втрати	Бажаний	Дійсна	Номер	Дійсний	Обернений
601	4,4	10,846	10,424	6	10,925	0,092
602	4,5	10,81	10,39	6	10,925	0,092
603	0,412	10,427	10,472	9	10,455	0,096
604	-0,879	10,285	10,546	10	10,298	0,097

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 601, 602, 603, 604 (додаток Г). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі

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

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

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – 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:

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

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні

витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (3633 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:

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

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: Юрівка (вузол 9) - 601;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 601;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Юрівка(вузол 9).

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 6-604, 604-603 та 603-602;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 602, 603, 604;
- спорудження відгалужувальної підстанції пункту Хмільник (вузол 6).

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 601-602;

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1–8.6.

Витрати на першому році – таблиці 8.1 – 8.2.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

Ч.ч. згідн о з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект - ні роботи	Експер - тиза проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням , м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРП 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,39 4	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,52 4	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,41 8	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,10 2	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0

Продовження таблиці 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

	Всього ВРП 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРП 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	17 од.	656,45	5864,609	158,338	177,7	17,0	6874,103	117,3
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРП 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	9888,9	153,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			59794,584						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції Юрівка (вузол 9):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРП 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора з вимикачем	1 од.	37,8	1504,8	132,3	30,220	20,3	1674,9	170,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	94,748	4609,589	145,853	30,8	55,964	1850,19	205
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ	1 од.	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,1216	2971,142	125
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216,0
Всього ВРП 110 кВ			321,686	11889,96	565,501	222,63	80,514	9942,961	716
Загальна кошторисна вартість			9942,961						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 69737,545 тис. грн

Витрати на другому році – таблиці 8.3-8.6

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

Ч.ч. згідн о з таб- лице ю 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект - ні роботи	Експер- - тиза проект у	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням , м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,1 30	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРП 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,39 4	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,52 4	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,41 8	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.4	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,10 2	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0

Продовження таблиці 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

	Всього ВРП 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРП 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,54	3104,79	83,826	94,068	9	3639,231	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРП 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	6654,014	153,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

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

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51054,22						

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРП 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження таблиці 8.4– Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРП 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРП 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	4 од.	157,548	1408,0	38,0	42,648	4	1650,0	28,152
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРП 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	3015	153,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0

Продовження таблиці 8.4– Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 комп л	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 комп л	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 комп л	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 комп л	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			54570,0						

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРП 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРП 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження таблиці 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРП 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРП 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0

Продовження таблиці 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Встановлення БСК УКРЛ56-10,5-9450-450 УЗ			259,0	344,9	225,	82,6	4 298,5	4985	-
Загальна кошторисна вартість			52 893,467						

Таблиця 8.6 – Вартість реконструкції підстанції Хмільник (вузол 6):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРП 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
Всього ВРП 110 кВ			224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальна кошторисна вартість			4276,998						

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 51950 тис. грн.,

Оскільки розвиток усіх ПС ми виконали на 1-му і 2-му році, то на 3-й рік залишається лише будівництво лінії 601-602, її вартість буде показна нижче (в пункті щодо розрахунку вартості будівництва ліній).

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 10,5 = 12152 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (12,6 + 8,4 + 7,7) = 33215,48 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (12,6) = 14582,4 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K_1 = 69737,545 + 12152 = 81889,55 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 51950 + 33215,48 = 85165,48 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 14582,4 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{П}}; \quad (8.8)$$

де $\Delta W_{\text{Л}}$, $\Delta W_{\text{П}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт·год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$V_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (8.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{\text{Л1}} = (12152 \cdot 0,3)/100 = 36,46 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л2}} = (33215,46 \cdot 0,3)/100 = 99,646 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л3}} = (14582,4 \cdot 0,3)/100 = 43,7 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П1}} = (69737,5 \cdot 3)/100 = 2092,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П2}} = (57170,5 \cdot 3)/100 = 1415,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П3}} = (0 \cdot 3)/100 = 0 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.7:

Таблиця 8.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, МВт	Зміна втрати в трансформаторах, МВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:9-601 П/ст:9, 601	0,906	0,246	4185,216
2	ЛЕП:6-604, 604-603, 603-602 П/ст:6, 602, 603, 604	1,9	0,536	8846,355
3	ЛЕП:601-602 П/ст: -	-1,147	-0,107	-4555,782

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 36,45 + 2092,13 + 4185,216 \cdot 1,65 = 9034,19 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 99,6 + 1715,1 + 8846,355 \cdot 1,65 = 16411,19 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 43,7 + (-4555,782) \cdot 1,65 = -7473,34 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(601)} = 19,73 \cdot 5200 = 102596,0 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(602+603+604)} = 5200 \cdot (11,19 + 13,52) + 1200 \cdot 20,5 = 153082,0 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(0)} = 0 \text{ МВт·год.}$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 102596 - 9034,19 = 11279,8 \text{ тис. грн.}$$

$$\Pi_2 = (1,65 \cdot 0,12 \cdot 128492 + 5,2 \cdot 0,12 \cdot 24600) - 16411,19 = 24380,6 \text{ тис. грн.}$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - (-7473,34) = 7473,34 \text{ тис. грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{11279,8 / (1 + 0,12) + 24380,6 / (1 + 0,12)^2 + 81889,55 / (1 + 0,12) + 85165,48 / (1 + 0,12)^2 + 7473,34 / (1 + 0,12)^3 + 14582,4 / (1 + 0,12)^3}{+14582,4 / (1 + 0,12)^3} = 0,23$$

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

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,23 = 4,3 \text{ років.}$$

9 МЕТОДИ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Силовий трансформатор – головний елемент енергопостачання будь-якого підприємства. У разі виходу з ладу підприємство зазнає збитків, причому витрати не заплановані і досить великі. У середньому термін служби трансформатора 25 років, проте, оскільки трансформатор коштує досить дорого, то вони залишаються в експлуатації понад цей термін. Наприклад, обмотки можна експлуатувати понад 40 років. В основному трансформатори виходять з ладу через старіння ізоляції. Для підтримки експлуатаційної надійності проводиться діагностика. Основні параметри можна виміряти на відключеному трансформаторі, що може призвести до простоїв у роботі підприємства, отже, найактуальнішими є методи діагностування без відключення від номінальної напруги. У ході діагностування можна визначити ступінь надійності, що дозволить заздалегідь запланувати витрати на ремонт.

Перш ніж розглядати процес діагностування необхідно перерахувати основні недоліки трансформаторів. Відхилення від норми можуть виникнути через недосконалість конструкції, приховані дефекти матеріалу, неякісна конструкція, порушення правил транспортування, порушення правила монтажу, правила експлуатації, неправильно виконаний попередній ремонт. Всі ці фактори поступово впливають на надійність трансформатора, але якщо виявити їх заздалегідь, то можна уникнути аварій.

Основні дефекти:

- пошкодження високовольтних вводів 110 кВ (вплив вологи на оливний гідрозатвор і силікогелевий повітроосушувач у негерметичних вводах - олива зволожується і виникають розряди в ній, пропалювання, що розповзаються, коротке замикання на заземлювальну частину; порушена герметичність контактної шпильки – в результаті зволоження ізоляції трансформатора);

- пошкодження пристроїв регулювання напруги (недостатнє або надмірне натискання, перекося; окислення контактів, порушення кінематики,

замикання не через дугогасний резистор, а через електричну дугу, ослаблення кріплення);

- пошкодження обмоток та головної ізоляції трансформаторів (погано просушені електрокартон або виткова паперова ізоляція, забруднення або зволоження трансформаторної оливи, виникнення повзучого розряду, пробій, не дотримані розміри між листами електрокартону, розбухання слабо намотаної ізоляції, порушення в роботі системи охолодження, надмірне навантаження трансформатора за струмом та напругою, ослаблене запресування обмоток, місцеве нагрівання);

- пошкодження допоміжних вузлів та пристроїв (пошкодження оливонасоса, попадання металевих частинок та інших домішок у трансформаторну оливу, несправність стрілочного оливовказівника).

Всі ці несправності розвиваються поступово, отже, якщо вчасно виконати діагностику, можна виявити прихований дефект і попередити аварію. Діагностика поділяється на візуальну, механічну, фізичну, хімічну, і навіть комбінацію цих видів. Діагностика проводиться постійно протягом всієї роботи трансформатора і має комплексний характер.

Особлива увага приділяється методам діагностування стану трансформатора без відключення та без дотику до працюючого обладнання.

Хромотографічний аналіз газів, розчинених в оливі трансформатора. За наявності певних наборів газів та їх концентрації виявляються пошкодження трансформатора. За допомогою аналізу кількості та співвідношення газів у трансформаторній оливі можна виявити такі дефекти у трансформаторі:

1. Перегріву струмопровідних частин та елементів конструкції магнітопроводу;
2. Дефекти твердої ізоляції;
3. Електричні розряди в оливі.

Тепловізійне діагностування. При утворенні дефектів у конкретних місцях трансформатора вони «заглушуються» природним тепловим

випромінюванням від магнітопроводу та обмоток, що ускладнює тепловізійний процес діагностування. За допомогою тепловізійної техніки у силових трансформаторах можна виявити такі дефекти:

- виткове замикання в обмотках інтегрованих трансформаторів струму;
- несправності контактної системи регулювання під напругою (РПН);
- виникнення магнітних полів розсіювання в транспортері за рахунок порушення ізоляції окремих компонентів магнітопроводу (консолі, шпильки і т.п.);
- дефекти в системі охолодження трансформатора (оливонасоси, фільтри, вентилятори і т.п.) та оцінка її ефективності;
- зміна внутрішньої циркуляції оливи в баку трансформатора (утворення застійних зон) в результаті шламоутворення, конструктивних прорахунків, набухання або усунення ізоляції обмоток (характерно для трансформаторів з великим терміном експлуатації);
- нагрівання внутрішніх контактних з'єднань обмоток низької напруги (НН) із виводами трансформатора;
- обриви шинок заземлення;
- нагрівання на апаратних затискачах високовольтних вводів;
- несправність обігріву приводів РПН тощо.

Вібродіагностика. З часом пресування магнітопроводу слабшає і вібрація посилюється, змінюється частота вібрацій, з'являються модульовані коливання.

Для виміру вібрації використовується переносний віброаналізатор. Для трансформаторів немає нормованих значень з вібрації. Однак існує досвід накопичений деякими організаціями, який можна використовувати при видачі результатів вібраційного обстеження.

Оцінка стану обмоток за значенням опору КЗ. Належить до методів безперервного контролю. Під впливами струмів КЗ в обмотках залишаються залишкові деформації. Вчені розробили інформаційно-вимірювальну систему, що забезпечує безперервний контроль за станом обмоток за величиною

параметра опору КЗ (або індуктивності L , оскільки це взаємопов'язані параметри) як найбільш чутливого до появи деформацій обмоток в результаті КЗ.

Пристрій не вимагає відключення трансформатора від мережі та дозволяє здійснювати контроль у режимі реального часу. Вся система захисту (блоки обчислення, порівняння та відключення) повинна мати достатню швидкодію для своєчасного відключення трансформатора у разі виникнення аварійних та ненормованих режимів роботи. Максимальний час спрацьовування захисту від початку оцифрування вхідних параметрів до розмикання силового ланцюга має становити не більше ніж 0,5 періоду (0,01 с).

Діагностика механічного стану обмоток шляхом частотного аналізу (МЧА). Принцип методу частотного аналізу полягає в тому, що від спеціального генератора на введення обмотки (або нейтраль) подається зондуєчий сигнал (імпульсний або синусоїдальний, а з введення інших обмоток реєструються відповіді - реакції обмоток на вплив зондувального сигналу. Зміни геометрії обмоток через деформації, усунення і т.д. призводять до зміни відповідних ємностей та індуктивностей, а значить до зміни реакції обмоток на вплив зондуєчого сигналу. Характер зміни частотного спектра відгуку залежить від величини та характеру деформацій.

Засоби, що дозволяють проводити діагностику під напругою:

- універсальний аналізатор радіоперешкод;
- переносні діагностичні прилади серії TTR швидкого випробування Megger;
- стаціонарна система діагностичного моніторингу силових трансформаторів;
- діагностична система TDM-M;
- діагностика на підставі математичних моделей підсистем трансформатора;

- газоаналізатор для контролю концентрації розчинених газів в оливі бака трансформатора;

- прилад контролю технічного стану пристрою РНП трансформатора.

Також при експлуатації трансформаторів необхідно здійснювати оперативний контроль за навантаженням трансформатора. Так як робота трансформатора з навантаженням, що перевищує нормальну, призводить до швидкого старіння та зношування основних частин трансформатора (обмотки магнітопроводу, ізоляції обмотки і т.д.). Для цього використовують електrolічильники, що дозволяють вимірювати навантаження трансформатора в реальному часі без похибок. Усі параметри зберігаються в пам'яті лічильника та виводяться на табло.

9.1 Основні несправності та методи діагностування силових трансформаторів в умовах експлуатації

Досвід експлуатації силових оливонаповнених трансформаторів показує, що при підтримці номінальних навантажувальних режимів, сучасному проведенні ремонтів та якісному їх виконанні, термін служби трансформаторів може значно перевищувати нормативний (25 років). При вирішенні питань подальшої експлуатації трансформаторів виникає необхідність оцінювання їх дійсного стану, який визначається цілим рядом параметрів, що характеризують стан активної частини, ізоляції, пристрою перемикачів відвітвлень, введів високої напруги, системи охолодження і т.д.

Основні причини виникнення несправностей в силових трансформаторах

На основі експлуатаційних даних можна виділити наступні причини, які призводять до зниження та втрати роботоздатності трансформаторів:

- підвищене нагрівання елементів активної частини, викликаний нагріванням металевих деталей, вихровими струмами, перевантаженням та перенасиченням магнітопроводу, а також їх старінням;

- порушення ізоляції між елементами конструкції та утворення контура для циркулюючих струмів через порушення ізоляції стяжних шпильок, замикання ярмових балок на бак трансформатора;
- зволоження ізоляції;
- наявність газу в оливі через газовиділення в місцях підвищеного нагрівання або підвищеної напруженості електричного поля (характерної ознакою є часткові розряди);
- старіння ізоляції під впливом каталізаторів, кисню та електричного поля;
- часткові деформації обмоток при проходженні наскрізних струмів КЗ;
- пошкодження обмоток (виткові замикання) через грозових перенапруг;
- зношення, нагрівання контактів перемикаючих пристроїв;
- відмова захисту трансформатора;
- часткові розряди в ізоляції.

Для трансформаторів класу напруги 35-110 кВ характерними дефектами є зволоження ізоляції та пошкодження струмоведучих з'єднань. Дефектами трансформаторів 220 кВ і більше можуть стати пошкодження, які розвиваються внаслідок підвищеного нагрівання струмоведучих частин, елементів конструкцій, зволоження та часткові розряди. Тому переважним напрямком діагностування для трансформаторів 35-110 кВ є оцінка вологості, старіння ізоляції, міжвиткових замикань та інтенсивності часткових розрядів.

Умови погіршення стану ізоляції трансформаторів умовно можна поділити на три групи:

1 група характеризується розкладанням вуглеводів трансформаторної оливи під дією температури, електричного поля та каталізаторів, а також молекул кисню. В результаті утворюються молекули води та активні радикали. До цієї групи відноситься зволоження ізоляції безпосереднім шляхом міграції вологи з атмосфери через прокладки бака та інших елементів трансформатора;

2 група викликана утворенням активних хімічних з'єднань, оскільки за наявності молекул води та активних радикалів утворюються полярні з'єднання (свіжа трансформаторна олива є неполярною речовиною). Процес поляризації виникає внаслідок гідролізу молекул матеріалу ізоляції. Інтенсивність окислення збільшується під дією електричного поля, каталізаторів та концентрації вологи. Контроль стану ізоляції в цьому випадку існуючими засобами ускладнюється та малоефективний;

3 група викликає зміни фізичних властивостей та хімічного складу ізоляції, в результаті чого утворюються шлами, змінюється колір, температура спалаху оливи, прискорюються процеси газоутворення і т.д. Аналіз існуючих методів, способів та засобів випробувань показав, що контроль стану ізоляції базуються на виявленні утворених продуктів, концентрація яких значна. При цьому з'являються побочні ознаки, що виявляють погіршення характеристик ізоляції, наприклад часткові розряди. Аварії та брак виникають через перевищення граничних параметрів.

На рисунку 9.1 показані наслідки аварій трансформаторного обладнання [12]. Основні пошкодження силових трансформаторів (без врахування високовольтних вводів) з вказанням причин їх виникнення, характером наслідками, наведено в таблиці 9.1.

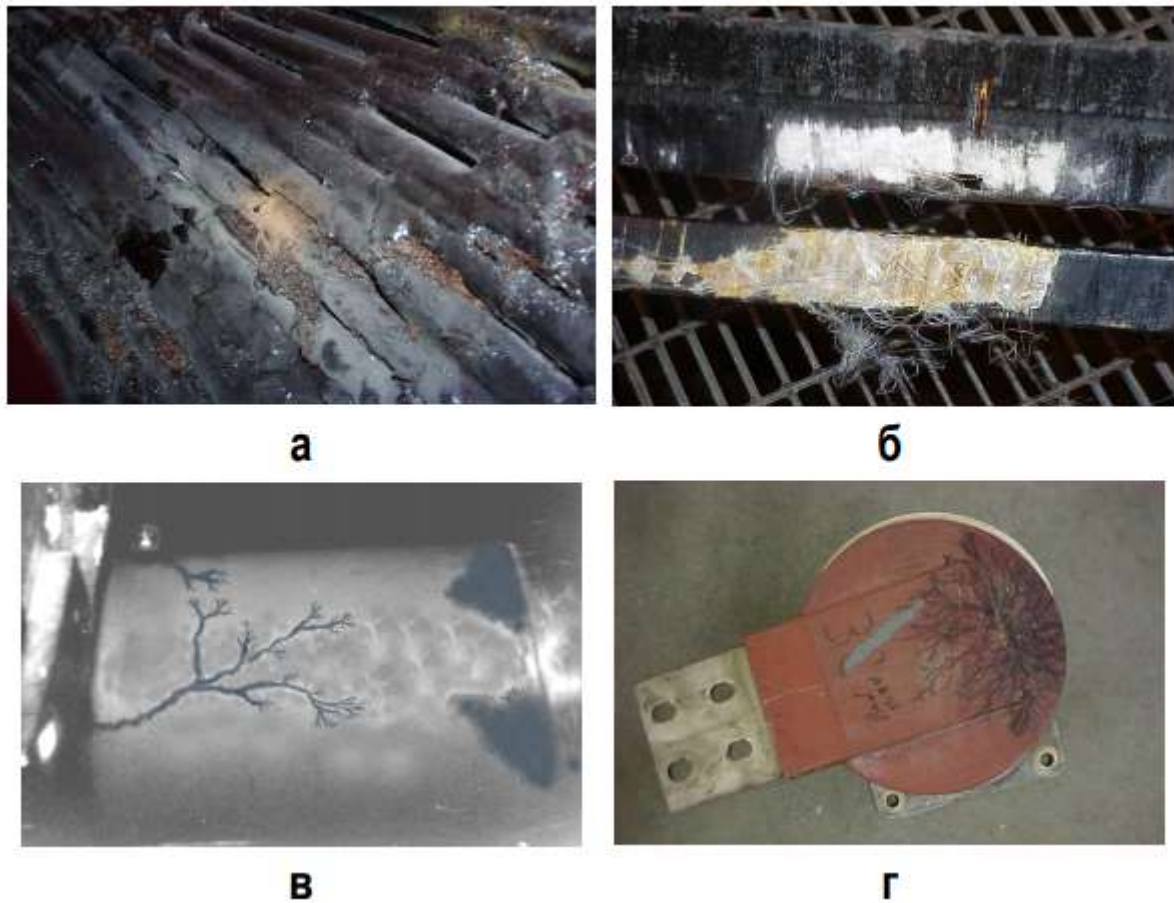


Рисунок 9.1 – Пошкодження: а – обмотки, б – шин, г – бака, г - треки

Таблиця 9.1 – Основні пошкодження силових трансформаторів

Вузол	Пошкодження	Причина виникнення пошкоджень	Характер наслідки розвитку пошкодження
Обмотка	Вигорання виткової ізоляції та витків обмотки	Довготривале невідключення наскрізного струму КЗ на стороні НН трансформатора	Вигорання виткової ізоляції та витків, розкладання оливи, розплавлення та розбризкування міді та порушення ізоляції
	Деформації обмотки	Недостатня електрична стійкість обмотки	Пошкодження ізоляції внаслідок деформації з можливим пошкодженням трансформатора
	Зволоження та забруднення ізоляції обмоток	Порушення герметичності трансформатора до струмів КЗ	Зниження електричної міцності оливобар'єрної ізоляції та пробою першого оливного каналу, який може викликати: - розвиток «повзучого розряду»;

			- іонізований пробій виткової ізоляції за рахунок витіснення оливи водяною парою з капілярів ізоляції; - пошкодження трансформаторів
	Зношення ізоляції обмоток	Зниження механічної стійкості ізоляції обмоток	Пошкодження ізоляції обмоток з наступним виникненням виткового замикання або замикання на другу обмотку при помірному наскрізному струмі КЗ з внутрішнім пошкодженням трансформатора.
	Дефект виготовлення грозоупорної обмотки	Торкання петель грозоупорних обмоток роздільної перегородки	В умовах вібрації трансформатора призводить до стирання ізоляції петель та розвитку пробою.
Магнітопровід	Перегрівання магнітопроводу	Утворення короткозамкненого контура в магнітопроводі	Сплавлення сталі магнітопроводу, пожежа в залізі, розкладання оливи
Система охолодження	Порушення охолодження трансформатора	Пошкодження оливонасосів	Порушення охолодження трансформатора та засмічення механічними домішками
		Засмічення труб охолоджувачів	Перегрів трансформатора
Перемикачі відвітвлень РПН	Порушення контактів в РПН	Іскріння, перегрівання, сплавлення та вигорання контактів. Підгоряння струмообмежувальних опорів	Непрацездатність РПН
	Порушення перегородки, яка ізолює бак розширювача від бака трансформатора	Дефект виготовлення	Забруднення оливи, зниження її електричної міцності, ускладнення діагностування трансформатора
	Механічна несправність	Зношення елементів кінематичної схеми	Обгорання контактів перемикачів
	Порушення герметичності бака контактора	Зволоження бакелітового циліндра контактів	Внутрішньо дугове КЗ по зволоженом розшаруванням бакелітової ізоляції бака РПН

Всі вимірювання та аналізи при діагностуванні трансформаторів умовно можна розділити на 5 груп:

1 група – традиційні вимірювання на відключеному трансформаторі тангенса кута діелектричних втрат ($tg \delta$) і опору ізоляції обмоток і вводів, опору обмоток постійного струму, втрат холостого ходу та опору (напруги) КЗ. Всі ці вимірювання, як правило, регулярно виконуються експлуатаційним персоналом.

2 група – вимірювання на трансформаторах при робочій напрузі в режимах найбільших навантажень та холостого ходу. Виділяють наступні роботи: вимірювання часткових та інших електричних розрядів; акустичний огляд баків трансформатора з метою визначення джерел електричних розрядів. Для цього використовується система запису акустичних сигналів за допомогою осцилографа, а також локація акустичних сигналів, яка дозволяє оперативно визначати звукову частоту джерел механічного характеру, часткових, іскрових або дугових розрядів; вібраційне обстеження трансформатора (базується на аналізі спектра коливань поверхні бака) для визначення рівня пресування обмоток та магнітопроводу, а також дослідження системи охолодження; термографічне обстеження бака трансформатора, вводів розширювача теплообмінників (радіаторів), термосифонних фільтрів, електричних двигунів та оливнонасосів системи охолодження, контактних з'єднань.

3 група – фізико-хімічні аналізи оливи з бака, оливнонаповнених вводів, пристроїв РПН, в тому числі більша група традиційних, широко застосовуваних в експлуатації вимірювань пробивної напруги, кислотного числа і тд. Крім того, проводиться хроматографічний аналіз характерних газів. Інфрачервона спектроскопія дозволяє визначати зміст антиокислювальної присадки, виявляти різні шлами та осади, розчинені в оливі трансформатора.

4 група об'єднує вимірювання систем безперервного контролю (моніторингу) ізоляції вводів та щоденні вимірювання основних показників роботи трансформатори, які здійснюються експлуатаційним персоналом.

5 група – аналізи, які проводять для трансформаторів з запланованим капітальним ремонтом за результатами перших 4х груп вимірювань. До цієї групи відносяться: визначення степені полімеризації паперової ізоляції, прямі вимірювання її вологовмісту, міцності та ін.

Один з найбільш об'єктивних показників, які дозволяють оцінити інформативність методу, що використовується, - діагностична цінність. За наявності статистичних даних цей показник, по суті, є чисельною оцінкою інформації про стан обладнання. В таблиці 9.2 наведена оцінка виду діагностичної цінності методів контролю процесів, які призводять до пошкоджень трансформатора.

Таблиця 9.2 – Діагностична цінність методів контролю

Метод контролю	Процес, що аналізується	Вид діагностичної цінності
Хроматографічний аналіз газів, розчинених в оливі	Перегрівання струмоведучих з'єднань та елементів конструкції внутрішньої ізоляції, електричний розряд в оливі	Поточний показник фізико-хімічного порушення ізоляції. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання степені полімеризації паперової ізоляції	Зношення паперової ізоляції	Функція фізико-хімічного порушення ізоляції. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання складу фуранових з'єднань в оливі	Старіння паперової ізоляції	Поточний показник фізико-хімічного порушення ізоляції. Відсутність монотонності та значної різниці зміни складу від терміну експлуатації та ступені зношування ізоляції. Випадкова діагностична цінність.
Вимірювання каламутності оливи	Колоїдно-дисперсні процеси в високовольтних герметичних вводах.	Функція фізико-хімічного стану. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання поверхневого натягу	Старіння оливи	Функція полярності рідини. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.

ІЧ-спектрометрія	Старіння оливи	Поточний показник наявності продуктів старіння оливи. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Тепловізійний контроль	Локальні зони перегрівання	Поточний показник теплового стану трансформатора та струмоведучих частин. Монотонність зміни в часі. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання часткових розрядів	Іонізаційні процеси в ізоляції	Поточний показник фізико-хімічного порушення ізоляції. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.
Вимірювання опору КЗ	Деформація обмоток	Поточний показник зміни геометрії обмоток. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.
Метод низьковольтних імпульсів	Деформація обмоток	Поточний показник зміни геометрії обмоток. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.
Визначення зусиль пресування обмоток трансформатора по частоті власних коливань системи пресування при зовнішньому імпульсному механічному впливі	Розпресування обмоток	Поточний показник степені пресування обмоток. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.

Важливо відмітити, що ознаки з випадковою діагностичною цінністю, яка визначається відсутністю монотонності зміни значень при розвитку контролюючого процесу, не можуть бути використані для прийняття рішень про стан обладнання, а лише в деяких випадках можуть означати про необхідність більш повного огляду. Провівши аналіз, можна дійти до висновку, що жоден з відомих методів не може дати вичерпну картину стану трансформаторів. Тому варто застосовувати комбіновані методи контролю без зняття напруги (в онлайн режимі). Для цього повинні застосовуватись як стаціонарні, так і переносні системи діагностування, з метою найбільш

повного оцінювання стану, локалізації несправностей та виявлення причин їх виникнення.

9.3 Діагностування силових трансформаторів методом акустичної локації часткових розрядів

На сьогоднішній день для визначення стану та подальшої експлуатації силового трансформатора досить часто використовується метод акустичної локації часткових розрядів. Цей метод дозволяє виявляти часткові розряди в конструкції силового трансформатора шляхом визначення інтенсивності звукової хвилі, яка виникає внаслідок часткового розряду в газовому включенні ізоляції.

Задачею дослідження є акустична локація та обробка інформації про часткові розряди в об'ємних зонах (баках) трансформаторів. Для прикладу були взяті силові трансформатори, представлені в таблиці 9.3.

Таблиця 9.3 – Силові трансформатори

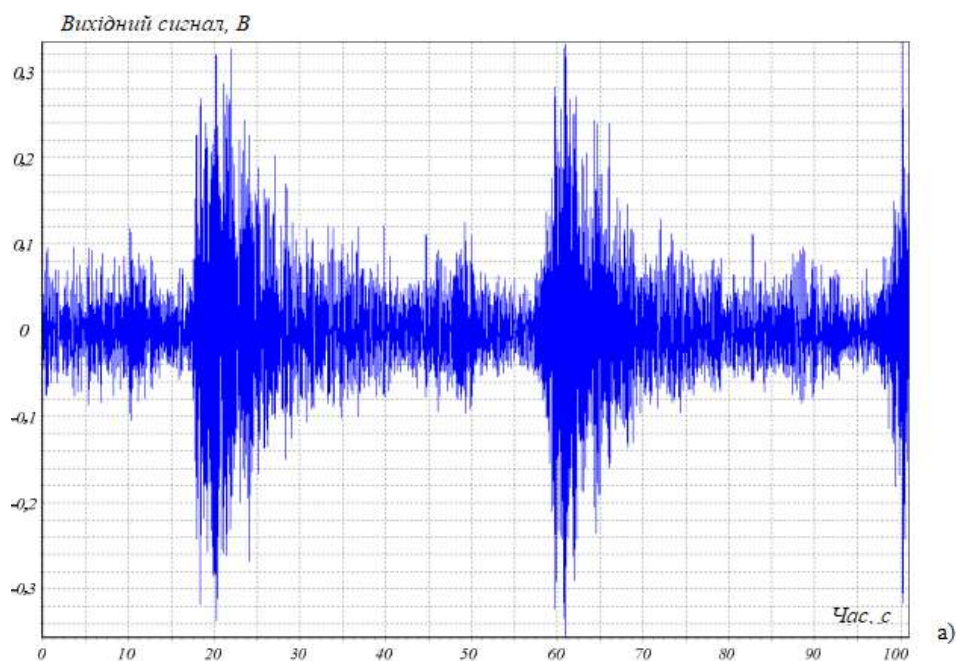
Розташування	Стаціонарний номер	Тип	Рік виготовлення
П/ст 110 кВ (енергоблок)	Тр-р №1	ТРДН-40000/110-76У1	1988
П/ст 110 кВ (система)	Тр-р №2	ТРДЦН-63000/110-76У1	1993
П/ст 110 кВ (система)	Тр-р №3	ТРДЦН-63000/110-76У1	1991
П/ст 110 кВ (енергоблок)	Тр-р №4	ТДЦНГУ-8000	1978
П/ст 110 кВ (система)	Тр-р №5	ТРДЦН-63000/110-76У1	2015
П/ст 110 кВ (система)	Тр-р №6	ТРДЦН-63000/110-76У1	2008

Заміри проводились за допомогою переносного пристрою аналізу часткових розрядів та локації зон дефектів в ізоляції високовольтного обладнання - PD-SGS, який призначений для швидкого випробування струмопровідних розподільчих пристроїв на активність часткових розрядів. Потенційні слабкі місця негайно сигналізуються цифровою і акустичною

індикацією [13]. З цією метою на зовнішніх сторонах бака встановлювались акустичні датчики. Вибір місця їх розташування здійснювався наступним чином:

1. Датчики встановлювались на південній або північній сторонах бака на відстані 50 см один від одного, як на стороні НН, так і на стороні ВН.
2. Поріг сигналу для всіх трансформаторів задавався на рівні 50% максимального значення. При обробці результатів приймалися до уваги сигнали, які перевищували цей поріг.
3. Налаштування шуму варіювалось в залежності від конкретного трансформатора та знаходилось в межах 45-50 мВ.
4. Замірювання проводилось впродовж 60 секунд.

На рисунку 9.2 показані характерні часові діаграми, отримані на трансформаторі №5. Акустичні спалахи, зафіксовані в вихідних сигналах, що надходять з датчиків, характеризують амплітуду, частоту та тривалість часткових розрядів.



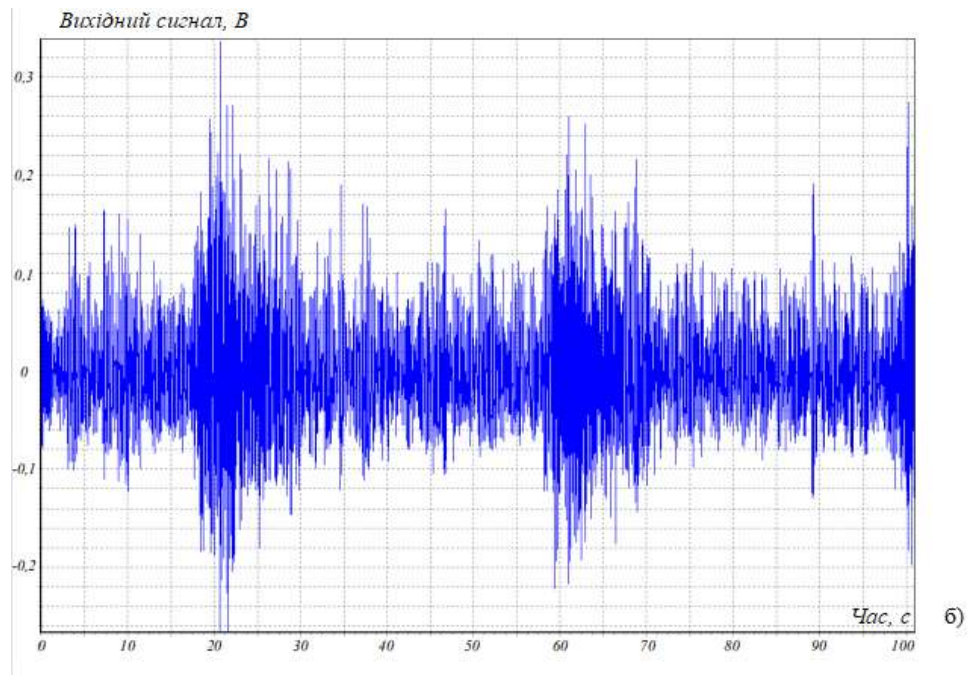
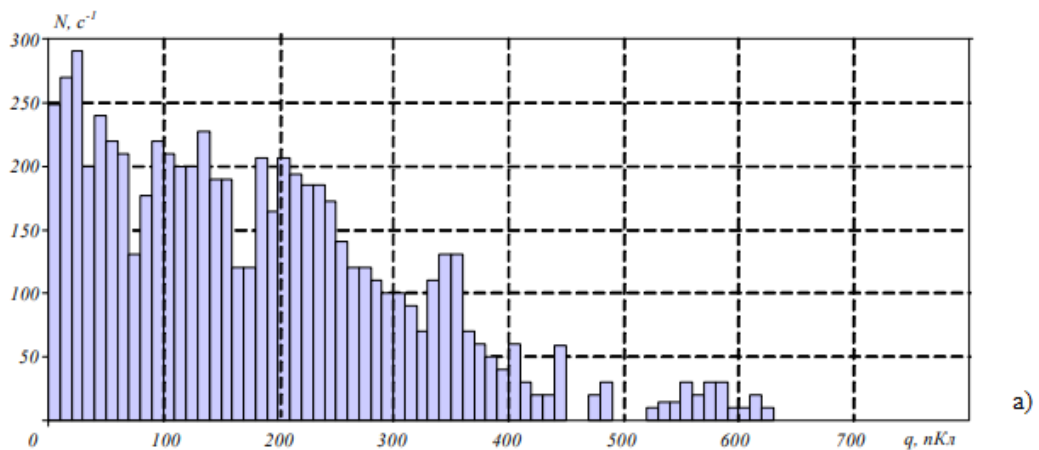


Рисунок 9.2 – Осцилограми акустичних сигналів з акустичних каналів №1 (а) та №2 (б)

Для оцінювання технічного стану об'єкта необхідні обробка даних, отриманих за результатами одиничних замірів, та їх аналіз. Для цього зручно представити експериментальні результати у вигляді графіків зміни інтенсивності часткових розрядів в функції їх амплітуди. За результатами обробки результатів замірів, виконаних по сигналам від кожного з чотирьох акустичних датчиків, отримано розподіл числа часткових розрядів N за їх зарядами q (рис. 9.3).



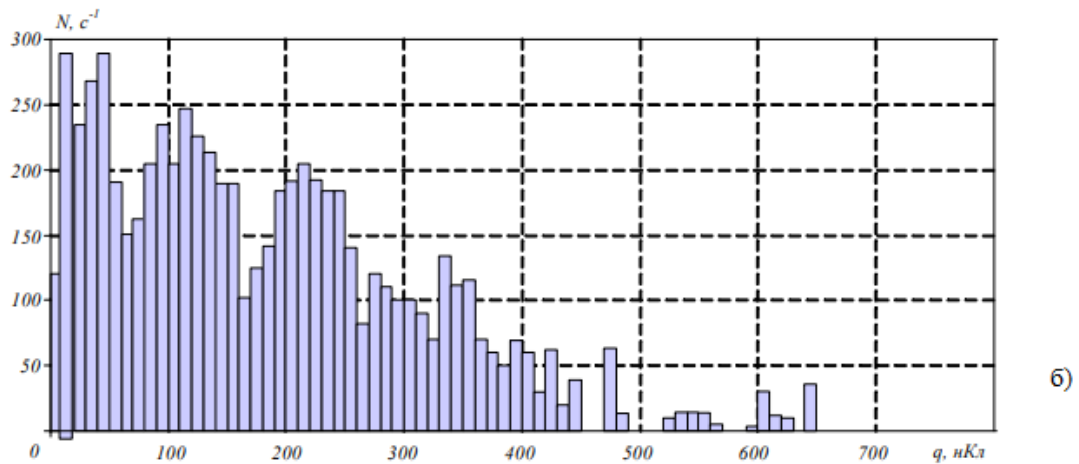


Рисунок 9.3 – Розподіл числа часткових розрядів в залежності від заряду по сигналам з першого (а) та другого (б) датчиків

При обробці результатів замірів підраховувалась кількість розрядів з амплітудою, яка перевищує заданий поріг 50 мВ. Крім того, обмежувались врахуванням лише тих часткових розрядів, які повторюються не менше 10 разів за секунду. Попередньо виділявся спектр сигналу та здійснювалось зворотне перетворення Фур'є.

З аналізу діаграм слідує, що діапазони сигналів часткових розрядів, вимірними різними датчиками, практично співпадають і знаходяться в межах $N=0-300 \text{ c}^{-1}$ (від 0 до 6 імп./с); по мірі зростання заряду кількість часткових розрядів знижується, при цьому залежності мають майже монотонний спадаючий характер.

На трансформаторах, рекомендованих до обстеження, проводяться зміни наступних характеристик розрядних явищ в активній частині, вводах та РПН:

1. Визначення розподілу $N(q)$ для підтвердження факту підвищеної розрядною активністю;
2. Проведення об'ємної локації для ідентифікації зони з підвищеною розрядною активністю;

3. Визначення форми розрядного явища (виявляються часткові розряди в ізоляції, іскріння між витками, дугові процеси).

Трансформатори можна розподілити на 3 групи в залежності від характеру $N(q)$ – рис. 9.4:

- зі станом ізоляції, який відповідає критерію «норма» - якщо q_{max} менше прийнятого рівня перешкод та нижньої кривої №1 (область, обмежена зверху кривою №1);

- зі станом ізоляції, що відповідає критерію «норма з відхиленнями» та «норма зі значними відхиленнями» - якщо q_{max} лежить в області між кривими №1 та №2;

- зі станом ізоляції, що відповідає «погіршеному» - якщо отримана залежність $N(q)$ перевищує критеріальну (область, що лежить вище кривої №2).

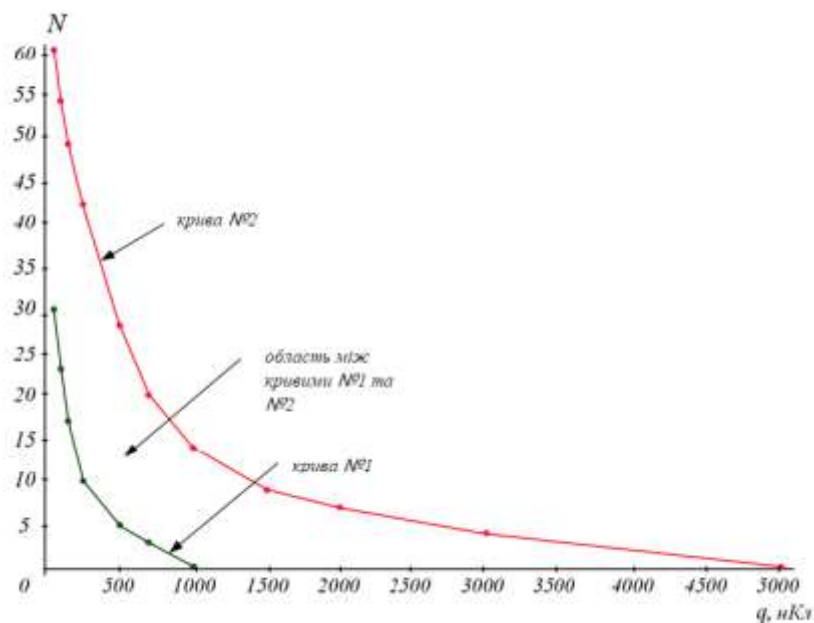


Рисунок 9.4 – Критеріальні криві для трансформаторів, що розглядаються

Оскільки амплітуда часткових розрядів, виміряних на трансформаторах, не перевищує 500 мВ, а інтенсивність – не вище 300 імп./с (6 імп.пер.), згідно рисунку 9.4, стан всіх трансформаторів відповідає критерію «норма». Тому рекомендується подальша експлуатація без обмежень.

Криві на рисунку 9.4 можуть вважатись універсальними з достатньо високим ступенем достовірності, оскільки представлені критерії є достатньо зношеними. Очевидно, що подібні криві повинні бути побудовані для різних типів виконання трансформаторів. Для більш достовірного оцінювання технічного стану необхідно проводити вимірювання при різних вихідних умовах. Найбільш просто цього добитись можна в умовах пасивного експерименту при вимірюванні навантаження та температури.

В таблиці 9.4 показані можливі несправності, які відповідають прийнятому розділу, а також рекомендації обслуговуючому персоналу по додатковому контролю та профілактичним заходам.

Таблиця 9.4 – Класифікація технічного стану ізоляції трансформаторів за результатами вимірювань характеристик часткових розрядів і рекомендації по об'ємам організаційно-технічних заходів

Класифікація технічного стану	Опис можливого дефекту	Рекомендації експлуатаційному персоналу
Норма	Дефект ізоляції відсутній. Наявність іонізаційного характеру відсутня.	Експлуатація без обмежень, профілактика згідно нормативно-технічної документації, віднести терміни ремонтів на пізніший час
Норма наявності відхилень з	Присутні ознаки можливої несправності «Точкове джерело часткових розрядів», «Слабкі дугові явища». Стадія розвитку – початкова, без динаміки збільшення. Розряди в газових порожнинах, які утворюються в оливі при поганому просоченні або через перенасичення газами	Експлуатація з виконанням контролю трансформаторної оливи
Норма зростанням відхилень зі	Початкова степінь несправності «Точкове джерело часткових розрядів», «Слабкі дугові явища». Динаміка зростання величин характеристик часткових розрядів. Розряди в газових порожнинах, які утворюються в перенасиченні оливи газами або високою вологістю, тренінг або перфомація паперової ізоляції	Вводити обмеження по експлуатації: - додаткова діагностика (ГХ-аналіз проб оливи, аналіз фуранових з'єднань); - додаткова локація часткових розрядів – активності.
Погіршений стан	Дефект, що розвивається, наприклад «Дуга». Інтенсивні часткові розряди в оливнобар'єрній ізоляції з утворенням повзучого розряду. Іскріння в оливних каналах в місцях контактів з «плаваючим потенціалом» металевих деталей. Пробої оливних проміжків.	Обмеження експлуатаційних впливів, планування ремонту: - частіший контроль стану експлуатації декількома методами (вимірювання часткових розрядів, ГХ-аналіз);

	Локація визначає наявність дефектів в головних ізоляційних вузлах.	- локалізація дефекту осцилографуванням; - планування вимірювань на робочій напрузі та профілактичного ремонту.
Передаварійний стан	Аварійний дефект «Ознаки деградації», «Потужна дуга». Стійке формування регулярних повзучих розрядів, іскрові розряди в каналах, утворення луги між витками або деталями обмотки та магнітопроводу.	- негайне виведення з роботи; - у випадку відсутності можливості зупинки – створення системи безперервного моніторингу або частішого контролю проб оливи (не рідше 1 разу на тиждень).

В таблиці 9.5 представлені загальні ознаки, згідно яким може бути здійснена попередня локалізація несправностей в ізоляції обмоток та магнітопроводу трансформатора.

Таблиця 9.5 – Умови локалізації розрядної активності в ізоляції конструктивних елементів силових трансформаторів

Характеристики активності часткових розрядів	Ізоляція обмоток трансформатора	Ізоляція магнітопроводу	Результати вимірювання
Відсутність ознак дефекту	Фіксуються лише шуми, шумова доріжка (білий шум) не більше 20 пКл	шумова доріжка (білий шум)	Ділянки з частковими розрядами відсутні
Точкове джерело часткових розрядів	Присутні декілька місць (ділянок) з іонізаційними процесами, 2-3 типи осцилограм	Присутні рідкісні випадкові імпульси від часткових розрядів, які фіксуються в одному періоді мережевої напруги	Визначається декілька ділянок з активністю часткових розрядів
Багатоспалахові часткові розряди в ізоляції	Присутні 5-7 місць з джерелом часткових розрядів в ділянках з найбільшим потенціалом.	Повторюваність сигналів в кожному періоді мережевої напруги.	
Ознаки деградації ізоляції	Число місць з частковими розрядами більше 10, $N(q)$ спадаюча, немає максимумів для спалахів часткових розрядів на ділянках з найбільшим потенціалом	На кривій $N(q)$ наявність 3-5 піків, що відповідають частковим розрядам в ізоляції магнітопроводу	Присутня протяжна зона з активністю часткових розрядів

В результаті багаточисельних експериментів по акустичній локації часткових розрядів можна зробити висновок, що цей метод забезпечує

оперативність – вимірювання, контроль та подальший аналіз результатів (без зняття силової напруги), а також принципову можливість достовірного діагностування стану трансформатора та локалізації ділянок виникнення пошкоджень.

Проте, перед акустичним методом локації часткових розрядів варто попередньо проводити хроматографічний аналіз трансформаторної оливи та визначити вміст горючих газів, а при аналізі осцилограм часткових розрядів врахувати той факт, що електричний імпульс часткових розрядів дає інформацію про частковий електричний період розряду, а подальший розвиток зони тиску може бути пов'язаний з дією ударної хвилі та детонації при вибуху газу. Урахування вибухових процесів при визначенні параметрів часткових розрядів дозволить більш детально локалізувати місця їх створення та встановити необхідний контроль за їх розвитком при подальшій експлуатації трансформатора.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1 Задача розділу

Конституція України гарантує право всіх громадян України на належні безпечні та здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні та здорові умови праці має бути забезпечена на кожному робочу місці. Це стосується і робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів на підстанції.

Коли плануються роботи з розташування, встановлення та експлуатації вимірювальних трансформаторів в першу чергу необхідно подумати про забезпечення безпеки. Ніколи не слід забувати про небезпеки, які пов'язані з механічними й електричними пристроями. Виводи первинної обмотки вимірювального трансформатора є основним джерелом небезпеки, так як на цих виводах при випадковому підключенні до вторинних обмоток освітлювальної або силової мережі на первинній обмотці з'являється велика напруга, яка є небезпечною для людського життя.

Оскільки роботи з монтажу вимірювального трансформатора проводяться на значній висоті та відкритій місцевості, то при їх монтажі або обслуговуванні необхідно дотримуватись правил охорони праці щодо робіт на висоті, враховувати мікрокліматичні умови виробничого середовища, санітарно-гігієнічні параметри, що характеризують виробничий шум, освітлення, вібрацію та ін.

Вимірювальні трансформатори як правило монтують на електричних підстанціях, де є можливість ураження електричним струмом від обладнання яке знаходиться під наведеною напругою, тому при роботі з таким обладнанням необхідно дотримуватись правил з охорони праці щодо безпечного виконання робіт в електроустановках понад 1 кВ які знаходяться під наведеною напругою.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань з охорони праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, які працюють у складі енергетичної системи України, з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтованого підходів про природу небезпеки.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, потребується вирішення цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг даного розділу МКР обмежений, то сформулюємо основні задачі охорони праці за темою МКР.

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України.

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі трансформатора. Розрахувати параметри заземлювального пристрою трансформатора.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту вимірювальних трансформаторів.

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України

На основі аналізу літературних джерел та викладеного у підрозділі 5.1 матеріалу при проектуванні і виконанні монтажних робіт трансформаторів мають бути враховані небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці.

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори: небезпечні рівні напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися через тіло людини; розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги); гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок,

інструментів, устаткування; рухомі частини виробничого устаткування; вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали; підвищена і знижена температури повітря робочої зони; підвищена вологість повітря; підвищена чи знижена рухомість повітря; підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони; підвищена яскравість світла; прямий і відбитий блиск; підвищений рівень шуму на робочому місці; підвищений рівень вібрації; підвищений рівень ультразвуку; підвищений рівень іонізуючих випромінювань у робочій зоні; підвищений рівень статичної електрики.

Додатково мають бути враховані такі фізичні небезпечні виробничі фактори: несправність вантажопідіймальних засобів; підвищений рівень електричної енергії; підвищена пожежна безпека (відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри,); підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори: фізичні перевантаження; нервово-психологічні; втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) безпеки є: рухомі машини і механізми; електрообладнання; природне середовище; людина.

10.3 Розрахунок захисного заземлення трансформатора

Відповідно до вимог розділу 1.7.3 ПУЕ 2014, заземлюючий пристрій трансформатора виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою більше 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізолюваною нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.106 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 0,5 Ом.

По контуру трансформатора прокладається сталева шина ($d=35\text{мм}$), яка приєднана зварюванням до загального заземлюючого пристрою трансформатора не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою трансформатора для захисту від непрямого дотику приєднується корпус трансформатора. Основний вплив на величину

опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку пристроїв заземлення необхідно знати їх питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання частинок один до одного, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до -10 ° С питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення трансформатора проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталевий прутки з розмірами:

$l_B = 2.5$ м.; $d_B = 0.02$ м.; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 5$ м, тобто $a/l_B = 2$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0.8$ м., $B_C = 20$ мм.

Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – нормальна. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему :

$$\rho_{\text{розн.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (10.1)$$

де $\rho_{\text{табл.}} = 40 \text{ Ом}$ - приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, ($\text{Ом} \cdot \text{м}$)

$K_c = 1,4$ - коефіцієнт сезонності, для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розн.}} = 40 \cdot 1,4 = 56 (\text{Ом} \cdot \text{м}).$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 10.1)

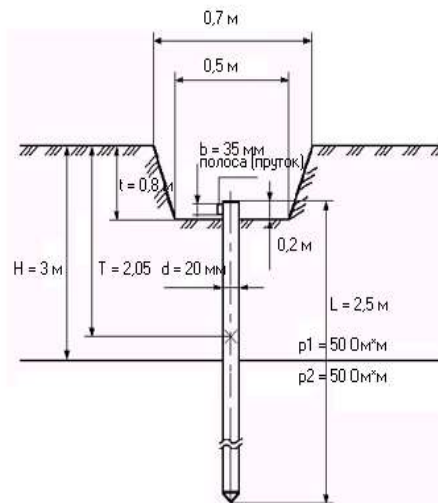


Рисунок 10.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (10.2)$$

$$H = 0,8 + \frac{2,5}{2} = 2,05 \text{ (м)}.$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розн.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right), \quad (10.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{56}{2,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,02} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,05 + 2,5}{4 \cdot 2,05 - 2,5} \right) = 24,83 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$ де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{op} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B}. \quad (10.4)$$

$$n_{op} = \frac{24,83}{4 \cdot 1} = 6,2 \text{ (шт.)}; \text{ приймаємо } n_{op} = 6 \text{ (шт.)}.$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів n_B , заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 2, n = 6$. Приймаємо $\eta_B = 0,69$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{op} / n_{вик}. \quad (10.5)$$

$$n_B = 6 / 0,69 = 8,69.$$

Приймаємо $n_B = 9$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 9$ без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{розр.в.} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}, \quad (10.6)$$

$$R_{розр.в.} = \frac{24,83}{9 \cdot 0,69} = 3,99 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n - 1), \quad (10.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 5(9 - 1) = 42 \text{ (м)}.$$

За формулою (10.7) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{розр.} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}}{L_c}, \quad (10.8)$$

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{56}{24,83} \lg \frac{2 \cdot (24,83)^2}{2,05 \cdot 0,02} = 10,49 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a/l=2$, $n=9$. Приймаємо $\eta_{\Gamma} = 0,4$.

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

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}; \quad (10.9)$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{10,49}{0,4} = 26,22 (\text{Ом}).$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}, \quad (10.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,99 \cdot 26,22}{3,99 + 26,22} = 3,46 (\text{Ом}).$$

Отже за результатами розрахунку можна сказати, що встановлення по контуру захисного заземлення з кількістю електродів 9 штук забезпечить нормальне заземлення трансформатора і безпеку обслуговуючого персоналу при роботі з ним. Встановлення такого контурного заземлення економічно вигідне і відповідає усім нормам правил експлуатації електроустановок.

10.4 Протипожежний захист силових трансформаторів

Пожежна безпека енергетичних підприємств забезпечується за допомогою проведення організаційно-технічних заходів, спрямованих на попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику підрозділів ОРСЦЗ, успішного гасіння пожеж та евакуації людей із зони виникнення й можливого поширення пожежі, а також документів і матеріальних цінностей.

Заходи, що забезпечують пожежну безпеку трансформаторів, можна розділити на дві групи. До першої відносяться заходи, пов'язані з обладнанням

трансформаторів, апаратами захисту і різними запобіжними пристроями. До другої групи належать заходи, пов'язані з раціональним розміщенням трансформаторів, а також плануванням відкритих майданчиків і вибором засобів гасіння пожеж. В даному випадку може виникнути пожежа, яка відноситься до класу Е – пожежі, пов'язані з горінням електроустановок.

Горючими матеріалами в оливних трансформаторах є: ізоляційна олива, яке використовується в великих кількостях, дерев'яні деталі (планки для кріплення відводів, клинки), а також паперова ізоляція обмоток. У сухих трансформаторах олива відсутня, а інші горючі матеріали аналогічні тим що використовуються в оливних трансформаторах. При вибуху або пожежі трансформатора трансформатор повинен бути відключений з усіх сторін від електромережі. Після зняття напруги гасіння пожежі виконувати усіма засобами пожежогасіння: повітряно-механічною піною, розпиленою водою, вогнегасниками. Горюча олива не рекомендується гасити компактними водяними струменями, тому що можливе збільшення площі загорання із-за розтікання оливи.

На трансформаторах в загальному випадку повинен передбачатися релейний захист від пошкоджень і ненормальних режимів наступних видів: всіх видів КЗ, включаючи і виткові, в обмотках і на виводах; замикань всередині бака оливонаповнених трансформаторів, що супроводжуються виділенням газу; міжфазних КЗ на ошиновці виводів ВН і НН;- замикань на землю на ошиновці виводів ВН і НН; струмів зовнішніх КЗ; перевантажень обмоток; підвищення напруги на виводах; порушень в системі охолодження; загорання (пожежі) оливи. Засоби пожежогасіння трансформатора необхідно підтримувати в постійній готовності. Протипожежні заходи повинні бути розроблені з урахуванням загальних і місцевих правил та інструкцій із залученням спеціалістів з протипожежної безпеки. Особливу увагу забезпеченню пожежної безпеки необхідно приділяти під час проведення ремонтних, зварювальних робіт і робіт із заміни, доливання та очищення оливи.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі потрібно було підключити нові вузли, а саме 4-х ПС, з яких 3 – споживачі (601, 602, 604) та 1 – вузол генерування СЕС (603). Конфігурацію було розроблено з дотриманням вимог по надійності та відповідно до категорії споживачів. Усі вузли належать до I категорії, тому вимагають двостороннього живлення, разом із тим було враховано економічні показники. Задля отримання оптимальної схеми було використано 2 методи, а саме симплекс метод та метод динамічного програмування, де можна визначити найкращий варіант, а після уточнити етапи розбудови мережі. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний. В цій роботі було затверджено будівництво за 3 роки.

Надалі в розрахунку відбувся вибір обладнання (провода та трансформатори) та його перевірка на надійність. Окрема увага приділяється вибору схеми підстанції, де розглядається варіанти розвитку існуючих пунктів живлення, моделювання їх в ПК «НАДІЙНІСТЬ» та аналіз економічного ефекту від недовідпуску електроенергії у випадку переривання електропостачання. В програмі було змодельовано та прораховано збитки для вузла 603 (СЕС). Для усіх нових ПС було вибрано схему РП типу: «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», для ПС Юрівка (вузол 9) - «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», для підстанції Хмільник (вузол 6) реконструкція не потрібна.

Подальший розрахунок включав в себе перевірку відповідності рівня напруг, втрат, тощо. Отримані результати показали задовільний результат.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується втратами активної потужності на рівні – 4,5 МВт. Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 155 433,95 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E_a'(0,23)$ більший за коефіцієнт дисконту ($E=0,2$), та швидкий термін окупності 4,3 років.

Дослідження методів діагностування силових трансформаторів показало, що регулярне проведення діагностики силових трансформаторів дає можливість виявити на ранньому етапі виникнення проблем, запланувати проведення ремонтних робіт, а отже, збільшити термін служби дорогих силових трансформаторів. Найбільша ефективність діагностування досягатиметься у разі комбінування розглянутих методів діагностики. Недоліком діагностики є переважно відсутність затверджених нормативних документів.

В роботі також показана доцільність проведення подальших діагностичних обстежень трансформаторів з застосуванням переносного пристрою аналізу часткових розрядів і локації зони дефектів в ізоляції силових трансформаторів. Такі дослідження необхідні для збору статистичної інформації, яка дозволяє зробити однозначні висновки щодо технічного стану, характеру несправностей та місця виникнення дефектів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. <https://vseosvita.ua/library/embed/01005ovr-7043.docx.html>
3. <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/scenarii-realizacii-energeticheskoi-strategii-ukrainy-v-2035-godu/>.
4. Лежнюк П. Д. Оперативне діагностування високовольтного обладнання в задачах оптимального керування режимами електроенергетичних систем [Текст] / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, О. В. Нікіторович // Технічна електродинаміка. - 2012. – № 3. – С. 35-36.
5. Режим доступу: http://forca.com.ua/instrukcii/pidstancii/ekspluataciya-silovyh-ransformatorov_5.html.
6. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
7. 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 МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
8. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
10. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
11. Вдосконалення методів і засобів *діагностування* високовольтних вимикачів : Монографія / О. Є. Рубаненко. – Вінниця : ВНТУ, 2012. – 188 с.

12. International Standard «High-voltage test techniques – Partial discharge measurements» – IEC 60270,
13. Застосування технології ЧР в діагностиці ізоляції / Claude Kane, Alexander Golubev. [http:// www.partial-discharge.com](http://www.partial-discharge.com) 5.
14. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації. / Р.М. Гобрей, Г. В. Шинкаренко, Г. М. Коліушко Г. М., Коліушко Д. Г., Болдирев О. М., - К.: «ДП НТУКЦ», – 2011. – 1008 с.
15. Смагло І. І., Рубаненко І.О. Дослідження результатів моніторингу результатів паперово-оливної ізоляції конденсаторного типу високовольтного обладнання електропідстанції 750 кВ «Вінницька». Електромеханічні та енергетичні системи, методи моделювання та оптимізації. Збірник наукових праць XI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених і спеціалістів у місті Кременчук 09-11 квітня 2013 р. – Кременчук, КрНУ, 2013. – С. 188 – 190.
16. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У проєкті є посилання на такі нормативні документи:

1. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проєктної документації на будівництво;
2. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
3. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
4. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проєктно-вишукувальних робіт та експертизи проєктної документації на будівництво;
5. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проєктування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
6. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проєктування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;
7. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
8. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
9. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
10. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
11. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ДОДАТОК А
 ПРОТОКОЛ
 ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
 НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
 ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням методів діагностування силових трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
 (БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 83,2 % Схожість 16,8 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку


 (підпис)

Гуцько І.О.
 (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи


 (підпис)

Хавич І.В.
 (прізвище, ініціали)

Керівник роботи


 (підпис)

Малогулко Ю.В.
 (прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

105

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.

(ім'я, прізвище, по батькові)



(підпис)

" 14 " 09 2022 р.


ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**«РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З
 ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ
 ТРАНСФОРМАТОРІВ»**


08-13.МКР.011.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.


Малогулко Ю. В.

(підпис)

Магістр групи ЕСМ-21м


Хавич І. В.

(підпис)

Вінниця 2022 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що відповідно до Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, №2484 від 10.12.2021 року «Про схвалення Плану розвитку системи розподілу ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» на 2022 – 2026 роки», а також воєнного стану та пошкодження більшості енергосистем країни, гостро постає питання про розвиток електричних мереж, більше того, як на перспективу, так і в темпі часу;

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – дослідження методів діагностування силових трансформаторів при розвитку електричної мережі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

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

3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.

5. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового.

Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 1.85 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 1.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 25 км за рік.

Повітряні лінії напругою 110 кВ, конструкція опор – стандартна та компактна, елементи грозозахисту: трос.

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	02.09.22	06.09.22	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	07.09.22	12.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	13.09.22	05.10.22	розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування	06.10.22	20.10.22	розділ 3
5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	21.10.22	30.10.22	розділ 4
6	Вибір схем розподільних	01.11.22	10.11.22	розділ 5

	пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей			
7	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Дослідження методів діагностування силових трансформаторів..	11.11.22	16.11.22	розділ 6
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	17.11.22	25.11.22	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

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

Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії загрозованих чинників надзвичайних ситуацій

Надзвичайні ситуації (НС) характеризуються якісними і кількісними критеріями. До якісних критеріїв відносяться раптовість і швидкість розвитку подій. До кількісних критеріїв потрібно відносити, наприклад, потужність факторів ураження, що може привести до людських жертв, руйнувань будинків, споруд, виведенню великих територій із використання, екологічних наслідків.

На підстанціях використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

В радіоелектронній апаратурі радіація викликає зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження апаратури.

На підстанціях приймачами електромагнітного випромінювання є предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, трансформаторне обладнання, кабельні лінії, системи релейного захисту.

Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом, може бути пошкоджена внаслідок електромагнітного випромінювання.

Іонізуюче випромінювання взаємодіючи із середовищем спричиняє виникнення електричних зарядів різних знаків, що дуже небезпечно для електричних мереж.

Створення нормальних умов роботи електричних підстанцій у НС дуже важливе в плані забезпечення безпеки важливих підприємств і обороноздатності країни, зменшення збитків від пошкоджень окремих елементів мереж та недовідпуску електричної енергії.

Дослідження безпеки роботи підстанції 330 умовах дії іонізуючих випромінювань

Іонізуюче випромінювання, проходячи через біологічні тканини, викликає їх іонізацію, призводить до утворення позитивних і негативних іонів, до складних функціональних і морфологічних змін. Молекули води, що входять до складу організму розпадаються утворюючи вільні атоми та радикали, які мають велику окислювальну здатність. Вільні радикали

пошкоджують тканини і порушують нормальні біохімічні процеси у живій тканині. Залежно від поглинутої дози ці зміни можуть бути зворотними і незворотними.

В таблиці В.1 для кожного елемента наведені граничні значення потужності дози опромінення, при якій в елементах можуть виникнути зворотні процеси.

Таблиця В.1– Граничні значення експозиційних доз

№	Підсистема підстанції	Блок системи	Елементи	$P_{зв.i}$	$P_{зв.min}$
1	Система зберігання даних	Процесорний блок	Мікроконтролер Atmel 8515	10^5	10 ⁴
			Транзистор КТ3102	10^5	
		Блок живлення	Мікросхема КРЕН 8505	10^5	
2	Дистанційний пульт керування	Блок відображення	Мікросхеми АЛС324	10^4	
		МПК	Транзистор КП301	10^5	
			Резистор МЛТ-0,125	10^7	
3	Система Зв'язку	Блок пам'яті	Конденсатор РНЕ840Е	10^7	
		Блок прийому і Передачі	Конденсатор КМ	10^7	
			Конденсатор К50-35	10^7	
		Оптична система	Оптична пара АОД 103	10^5	
			Діодний місток КЦ 105	10^6	
	Резистор ОМЛТ	10^6			

Проаналізувавши дані таблиці, визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $P_{зв.min} = 10^4$ Р є діоди загального призначення.

Розраховуємо граничне значення потужності експозиційної дози:

$$P_{зр} = K_{над} \cdot P_{зв.min} \cdot K_{носл} [P / год]; \quad (B.1)$$

$$P_{зр} = 0,95 \cdot 10^4 \cdot 2 = 19000 [P / год];$$

де $K_{над}$ - коефіцієнт надійності (приймається $K_{над} = 0,95$);

$P_{зв.min}$ тужність експозиційної дози, яка відповідає початку зворотних змін в елементах;

$K_{носл}$ - коефіцієнт послаблення радіації (приймається $K_{носл} = 2$).

Розрахуємо допустимий час роботи підстанції:

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{носл}}{2P_1} + \sqrt{t_n} \right)^2 [год]; \quad (B.2)$$

$$t_{\partial on} = \left(\frac{10^6 \cdot 2}{2 \cdot 19000} + \sqrt{1} \right)^2 = 2876,17 [\text{год}];$$

Таким чином, розроблювальний пристрій в умовах іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів.

Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) - вражаючий фактор ядерної зброї, а також будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і т.д.).

Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, антенно-фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмоведучі частини необхідно враховувати вертикальну та горизонтальну складову напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значення напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках.

Використовуємо для розрахунку такі дані $U_{ж}=220 \text{ В}$, $I_r=0,3 \text{ м}$.

Визначаємо коефіцієнти безпеки:

$$K_{\partial} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{\partial(z)}} \geq 40 [\text{дБ}], \quad (\text{В.3})$$

де U_{∂} - допустимі коливання напруги живлення, В;

$U_{\partial(z)}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу в вертикальних(горизонтальних струмопровідних частинах, В.

Розраховуємо спочатку допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\partial} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N [\text{В}], \quad (\text{В.4})$$

де $U_{ж}$ - робоча напруга живлення, В;

N - допустимі коливання напруги, %.

Визначаємо максимальну очікувану напругу в горизонтальних лініях:

$$U_{\partial} = \frac{U_{\partial}}{10^{K/20}} [B] \quad (6.5)$$

де K - коефіцієнт безпеки ($K = 40$ дБ).

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\partial} = \frac{U_{\partial}}{I_{\partial}} [B/m] \quad (B.6)$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\partial} = 10^{-3} \cdot E_{\partial} [B/m] \quad (B.7)$$

Підставивши відомі значення у формули (B.4, ..., B.7) отримаємо:

$$U_{\partial} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 [B];$$

$$U_{\partial} = \frac{231}{10^{40/20}} = 2,31 [B];$$

$$E_{\partial} = \frac{2,31}{0,3} = 7,7 [B/m]$$

$$E_{\partial} = 10^{-3} \cdot 7,7 = 0,0077 [B/m]$$

Таким чином обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_{∂} до 7,7 В/м.

Розробка превентивних заходів по забезпеченню безпеки роботи підстанції 330 кВ у надзвичайній ситуації

Для підвищення безпеки роботи підстанції у мережах електропостачання виконуються заходи із переведення повітряних ліній електропередач на підземні, а ліній, прокладених на стінах і перекриттях будинків та споруд, — на лінії, прокладені під підлогою перших поверхів (у спеціальних каналах). При монтажі нових й реконструкції електричних мереж встановлюють автоматичні вимикачі, які за коротких замикань і за виникнення перенапруг відключають пошкоджені ділянки. Перенапруги в лініях електропередач можуть бути внаслідок руйнацій чи ушкоджень окремих елементів системи енергопостачання об'єкта, і навіть при впливі електромагнітних полів. Для підвищення стійкості роботи об'єкта до впливу ЕМІ також необхідно провести наступні заходи:

1) кабель живлення двигунів екранувати, помістивши в сталеві труби, а на входах двигунів встановити швидкодіючі відключаючі пристрої (розрядники);

2) розвідну мережу блоку управління прокласти в сталевих трубах, а пульт управління і блоки управління закрити заземленими екранами, екрани заземлити;

3) на входах і виходах пульта управління і блоків управління встановити швидкодіючі відключаючі пристрої і розрядники, плавкі запобіжники.

Також в даному пункті нами проведено дослідження роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників у надзвичайній ситуації, в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу. З розрахунків ми бачимо що підстанція при дії іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів, обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях E_{θ} до 7,7 В/м.

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год
Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 98.642 МВт / 514.058 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 96.450 МВт / 501.540 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.364 МВт / 8.025 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.364 МВт / 8.025 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.560 МВт / 2.911 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.269 МВт / 1.582 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.829 МВт / 4.493 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.192 МВт / 12.518 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-38.429	-16.667	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.807	-0.28
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.574	-0.35
202	202	0.000	0.000	113.382	-0.41
2	Петрик	0.000	0.000	112.094	-0.72
203	203	0.000	0.000	111.282	-0.96
3	Літин	0.000	0.000	111.273	-0.96
4	Кожухів	0.000	0.000	110.519	-1.16
204	204	0.000	0.000	110.338	-1.21
5	Курортна	0.000	0.000	110.293	-1.22
6	Хмільник	0.000	0.000	110.270	-1.25
7	Уланів	0.000	0.000	110.937	-1.16
8	Вишенька	0.000	0.000	111.759	-0.96
205	205	0.000	0.000	112.282	-0.83
9	Юрівка	0.000	0.000	112.567	-0.73
206	206	0.000	0.000	113.910	-0.39
207	207	0.000	0.000	114.854	-0.06
300	Козятин	-60.160	-31.009	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.467	-0.21
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.275	-0.67
11	Глухівці	0.000	0.000	112.948	-0.80
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.514	-0.95
13	Сигнал	0.000	0.000	114.468	-0.21
209	209	0.000	0.000	114.469	-0.21
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.550	-0.57
15	Калинівка	0.000	0.000	113.585	-0.57
211	211	0.000	0.000	114.966	-0.02
200	200	0.000	0.000	114.558	-0.21
210	210	0.000	0.000	114.392	-0.27
16	Турбів	0.000	0.000	113.756	-0.49

1001		3.430	1.660	10.481	-3.72	
1002		3.540	1.810	10.300	-4.30	
2003		0.000	0.000	36.568	-2.53	
1003		3.970	2.250	10.333	-3.46	
1004		2.680	1.450	10.238	-3.92	
1005		4.720	2.540	10.184	-4.32	
2006		0.000	0.000	35.734	-4.44	
1006		7.300	3.730	10.191	-4.39	
1007		2.790	1.430	10.281	-4.01	
1008		3.330	1.890	10.256	-4.34	
2009		0.000	0.000	37.554	-1.08	
1009		3.430	1.860	10.703	-1.31	
20010		0.000	0.000	26.762	-2.01	
10010		17.170	7.820	10.625	-2.84	
10032		0.000	0.000	10.333	-3.46	
200102		0.000	0.000	26.762	-2.01	
100102		0.000	0.000	10.626	-2.84	
10011		5.040	2.590	10.628	-2.35	
100112		0.000	0.000	10.628	-2.35	
10012		6.650	3.770	10.438	-3.57	
20013		0.000	0.000	37.602	-2.01	
10013		9.010	4.860	10.708	-2.21	
200132		0.000	0.000	37.602	-2.01	
100132		0.000	0.000	10.708	-2.21	
20014		0.000	0.000	26.765	-2.03	
10014		11.800	6.050	10.698	-2.01	
200142		0.000	0.000	26.765	-2.03	
100142		0.000	0.000	10.698	-2.01	
20015		0.000	0.000	37.689	-1.48	
10015		6.870	3.330	10.728	-1.81	
200152		0.000	0.000	37.689	-1.48	
100152		0.000	0.000	10.729	-1.81	
20016		0.000	0.000	37.668	-1.49	
10016		4.720	2.540	10.731	-1.71	
200162		0.000	0.000	37.668	-1.49	
100162		0.000	0.000	10.731	-1.71	
3003		0.000	0.000	109.229	-2.53	
6006		0.000	0.000	106.736	-4.44	
9009		0.000	0.000	112.172	-1.08	
100010		0.000	0.000	111.920	-2.01	
1000102		0.000	0.000	111.920	-2.01	
130013		0.000	0.000	112.097	-2.25	
1300132		0.000	0.000	112.538	-1.77	
140014		0.000	0.000	111.928	-2.03	
1400142		0.000	0.000	111.934	-2.03	
150015		0.000	0.000	112.278	-1.84	
1500152		0.000	0.000	112.597	-1.48	
160016		0.000	0.000	112.562	-1.50	
1600162		0.000	0.000	112.296	-1.73	

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.969	1.508	0.910	0.002	0.059	0.009	2.135
3003	1003	1.508	0.910	1.506	0.876	0.002	0.034	0.009	1.290
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.157	-0.000
3	10032	2.472	1.522	2.462	1.372	0.010	0.149	0.015	3.422
100	201	21.004	9.770	20.834	9.565	0.169	0.204	0.116	1.195
201	1	20.834	9.831	20.803	9.787	0.031	0.045	0.117	0.234
1	202	17.347	7.891	17.326	7.860	0.021	0.031	0.097	0.192

202	2	17.326	8.186	17.172	8.001	0.153	0.184	0.097	1.294
203	4	9.527	4.168	9.476	4.106	0.051	0.061	0.054	0.770
4	204	6.775	2.798	6.767	2.787	0.009	0.010	0.038	0.183
204	6	2.015	0.127	2.014	0.126	0.001	0.001	0.011	0.069
6	7	-5.340	-3.779	-5.366	-3.810	0.026	0.031	-0.034	-0.670
7	8	-8.177	-4.754	-8.221	-4.817	0.044	0.063	-0.049	-0.829
8	205	-11.578	-6.503	-11.617	-6.560	0.039	0.057	-0.068	-0.527
205	9	-11.617	-6.272	-11.636	-6.307	0.019	0.035	-0.068	-0.288
9	206	-15.121	-8.105	-15.251	-8.294	0.130	0.188	-0.088	-1.350
206	207	-15.251	-7.621	-15.334	-7.771	0.082	0.150	-0.086	-0.947
207	300	-15.334	-7.397	-15.345	-7.423	0.012	0.026	-0.085	-0.146
11	10011	2.523	1.385	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.918
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.383	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.915
10	100010	8.591	4.312	8.585	4.062	0.006	0.249	0.049	1.416
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.249	0.049	1.416
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.896
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.511	0.001
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.154	0.049	0.904
300	208	22.536	11.861	22.475	11.725	0.061	0.136	0.128	0.534
208	13	-6.769	-3.596	-6.769	-3.596	0.000	0.000	-0.039	-0.001
13	209	-15.853	-9.243	-15.853	-9.243	0.000	0.000	-0.092	-0.001
209	300	-22.218	-11.589	-22.279	-11.724	0.060	0.134	-0.126	-0.532
14	15	-1.419	-1.398	-1.419	-1.399	0.000	0.001	-0.010	-0.035
15	100	-8.355	-4.224	-8.416	-4.360	0.061	0.136	-0.048	-1.421
15	150015	3.159	1.572	3.156	1.484	0.003	0.087	0.018	1.359
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.554	0.001	0.011	-0.008	-0.319
20015	200152	-1.516	-0.554	-1.516	-0.554	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.554	1.516	0.554	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.949	3.717	1.873	0.002	0.076	0.021	1.020
1500152	100152	2.200	1.318	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.449
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.137	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.111
14	140014	5.905	3.224	5.899	3.029	0.005	0.194	0.034	1.686
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.212	5.904	3.017	0.005	0.194	0.034	1.681
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.357	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.034	0.079
14	16	-4.157	-1.145	-4.163	-1.154	0.006	0.008	-0.022	-0.208
16	210	-8.938	-3.535	-8.975	-3.589	0.037	0.053	-0.049	-0.638
210	200	-8.975	-3.163	-8.985	-3.177	0.010	0.014	-0.048	-0.167
200	211	-8.985	-2.802	-9.007	-2.843	0.022	0.041	-0.047	-0.409
211	100	-9.007	-2.534	-9.009	-2.537	0.002	0.003	-0.047	-0.034
16	160016	1.620	0.909	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.229
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.231
16	1600162	3.107	1.766	3.104	1.676	0.003	0.089	0.018	1.507
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.098
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.248	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.381
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.983
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
200132	20013	1.005	0.410	1.005	0.410	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237

13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.239	0.030	2.457
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.910	-1.771	0.000	0.000	-0.183	-0.000
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.616
1	1001	3.446	1.925	3.428	1.659	0.018	0.265	0.020	4.224
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
208	10	29.244	15.690	29.064	15.292	0.179	0.397	0.167	1.199
10	11	11.798	6.535	11.778	6.490	0.020	0.044	0.069	0.331
11	12	6.701	4.014	6.686	3.980	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.193	6.646	3.768	0.021	0.424	0.040	3.579
204	5	4.752	2.953	4.751	2.951	0.002	0.002	0.029	0.045
5	1005	4.736	2.890	4.717	2.538	0.019	0.350	0.029	4.092
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.620	4.005	2.620	0.000	0.000	0.025	0.009
2	203	13.604	6.348	13.532	6.244	0.071	0.103	0.077	0.819
9	9009	3.429	1.905	3.428	1.877	0.001	0.027	0.020	0.405
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.877	3.428	1.859	0.001	0.018	0.020	0.278
8	1008	3.347	2.170	3.328	1.889	0.019	0.280	0.021	4.826
7	1007	2.801	1.617	2.788	1.429	0.012	0.187	0.017	3.691
6	6006	7.328	4.266	7.311	3.728	0.016	0.536	0.044	3.828
6006	1006	7.311	3.728	7.295	3.728	0.016	0.000	0.044	0.178
4	1004	2.690	1.628	2.678	1.449	0.012	0.178	0.016	3.709
2	1002	3.558	2.109	3.538	1.809	0.020	0.299	0.021	4.699

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після розвитку

ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітнього періоду: 0.0 год
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 144.733 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.890 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.916 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.916 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.681 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.246 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.927 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.843 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерг вузол	-45.098	-22.230	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	119.390	-0.29
1	Агрономічне	0.000	0.000	119.073	-0.37
202	202	0.000	0.000	118.796	-0.43
2	Петрик	0.000	0.000	116.957	-0.76
203	203	0.000	0.000	115.681	-1.04
3	Літин	0.000	0.000	115.672	-1.05
4	Кожухів	0.000	0.000	114.289	-1.28
204	204	0.000	0.000	113.893	-1.34
5	Курортна	0.000	0.000	113.850	-1.35
6	Хмільник	0.000	0.000	113.442	-1.41
7	Уланів	0.000	0.000	113.707	-1.41
8	Вишенька	0.000	0.000	114.169	-1.32
205	205	0.000	0.000	114.522	-1.24
9	Юрівка	0.000	0.000	114.713	-1.19
206	206	0.000	0.000	118.105	-0.64
207	207	0.000	0.000	120.601	-0.10
300	Козятин	-79.073	-48.954	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.499	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.377	-0.61
11	Глухівці	0.000	0.000	119.069	-0.72
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.662	-0.86
13	Сигнал	0.000	0.000	120.500	-0.19
209	209	0.000	0.000	120.501	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	119.640	-0.52
15	Калинівка	0.000	0.000	119.674	-0.52
211	211	0.000	0.000	120.969	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.589	-0.19
210	210	0.000	0.000	120.433	-0.25
16	Турбів	0.000	0.000	119.835	-0.44
1001		3.430	1.660	11.028	-3.42

1002	3.540	1.810	10.786	-4.03
2003	0.000	0.000	38.071	-2.50
1003	3.970	2.250	10.767	-3.35
1004	2.680	1.450	10.611	-3.85
1005	4.720	2.540	10.538	-4.26
2006	0.000	0.000	36.834	-4.42
1006	7.300	3.730	10.506	-4.37
1007	2.790	1.430	10.555	-4.13
1008	3.330	1.890	10.497	-4.56
2009	0.000	0.000	38.275	-1.52
1009	3.430	1.860	10.910	-1.75
20010	0.000	0.000	28.240	-1.81
10010	17.170	7.820	11.220	-2.56
10032	0.000	0.000	10.767	-3.35
200102	0.000	0.000	28.240	-1.81
100102	0.000	0.000	11.221	-2.56
10011	5.040	2.590	11.223	-2.12
100112	0.000	0.000	11.223	-2.12
10012	6.650	3.770	11.045	-3.21
20013	0.000	0.000	39.661	-1.81
10013	9.010	4.860	11.298	-1.99
200132	0.000	0.000	39.661	-1.81
100132	0.000	0.000	11.298	-1.99
20014	0.000	0.000	28.242	-1.83
10014	11.800	6.050	11.289	-1.81
200142	0.000	0.000	28.242	-1.83
100142	0.000	0.000	11.290	-1.81
20015	0.000	0.000	39.746	-1.33
10015	6.870	3.330	11.318	-1.64
200152	0.000	0.000	39.746	-1.33
100152	0.000	0.000	11.318	-1.64
20016	0.000	0.000	39.725	-1.34
10016	4.720	2.540	11.320	-1.54
200162	0.000	0.000	39.725	-1.34
100162	0.000	0.000	11.321	-1.54
3003	0.000	0.000	113.717	-2.50
6006	0.000	0.000	110.023	-4.42
9009	0.000	0.000	114.326	-1.52
100010	0.000	0.000	118.100	-1.81
1000102	0.000	0.000	118.100	-1.81
130013	0.000	0.000	118.259	-2.03
1300132	0.000	0.000	118.677	-1.59
140014	0.000	0.000	118.107	-1.83
1400142	0.000	0.000	118.112	-1.83
150015	0.000	0.000	118.437	-1.66
1500152	0.000	0.000	118.740	-1.34
160016	0.000	0.000	118.705	-1.35
1600162	0.000	0.000	118.453	-1.56
601	19.730	10.110	113.812	-1.44
602	11.190	6.340	113.420	-1.42
603	-20.500	0.000	113.431	-1.29
604	13.520	7.300	113.241	-1.43
100601	0.000	0.000	10.886	-1.44
100602	0.000	0.000	10.848	-1.42
100603	0.000	0.000	10.849	-1.29
100604	0.000	0.000	10.831	-1.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.510	0.962	1.508	0.908	0.002	0.054	0.009	2.043
3003	1003	1.508	0.908	1.506	0.876	0.002	0.031	0.009	1.235
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.151	-0.000
3	10032	2.471	1.510	2.462	1.372	0.009	0.138	0.014	3.275
100	201	27.680	15.648	27.391	15.300	0.288	0.347	0.151	1.612
201	1	27.391	15.593	27.338	15.517	0.053	0.076	0.152	0.317
1	202	23.882	13.650	23.842	13.592	0.040	0.058	0.133	0.278
202	2	23.842	13.950	23.551	13.600	0.290	0.349	0.134	1.846
203	4	15.819	9.759	15.668	9.578	0.150	0.181	0.093	1.401
4	204	12.968	8.304	12.932	8.261	0.036	0.043	0.078	0.399
204	6	8.180	5.639	8.154	5.607	0.026	0.031	0.050	0.454
6	7	-1.550	-2.075	-1.554	-2.080	0.004	0.005	-0.013	-0.265
7	8	-4.365	-2.980	-4.378	-2.999	0.013	0.019	-0.027	-0.466
8	205	-7.735	-4.651	-7.752	-4.676	0.017	0.025	-0.046	-0.356
205	9	-7.752	-4.376	-7.760	-4.391	0.008	0.015	-0.045	-0.193
9	206	-33.008	-24.950	-33.739	-26.009	0.728	1.054	-0.208	-3.409
206	207	-33.739	-25.284	-34.208	-26.141	0.467	0.853	-0.206	-2.503
207	300	-34.208	-25.729	-34.274	-25.877	0.066	0.147	-0.205	-0.399
9	601	21.761	18.963	21.674	18.717	0.087	0.244	0.145	0.912
601	602	1.937	8.920	1.926	8.890	0.011	0.030	0.046	0.391
602	603	-9.271	2.830	-9.279	2.810	0.007	0.021	-0.049	-0.018
603	604	11.189	2.986	11.178	2.953	0.011	0.032	0.059	0.196
604	6	-2.349	-4.054	-2.351	-4.062	0.003	0.008	-0.024	-0.202
15	150015	3.158	1.563	3.156	1.484	0.002	0.079	0.017	1.281
150015	20015	-1.515	-0.543	-1.516	-0.553	0.000	0.010	-0.008	-0.301
20015	200152	-1.516	-0.553	-1.516	-0.553	0.000	0.000	-0.023	-0.000
1500152	200152	1.516	0.553	1.516	0.553	0.000	0.000	0.008	0.019
15	1500152	3.718	1.938	3.717	1.870	0.002	0.068	0.020	0.961
1500152	100152	2.200	1.317	2.200	1.300	0.001	0.016	0.012	0.423
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.130	0.000
150015	10015	4.671	2.027	4.666	2.027	0.005	0.000	0.025	0.106
300	209	22.271	11.471	22.216	11.351	0.054	0.120	0.119	0.500
209	14	6.371	3.228	6.344	3.168	0.027	0.060	0.034	0.865
14	15	-1.423	-1.393	-1.423	-1.394	0.000	0.001	-0.010	-0.034
15	100	-8.364	-4.124	-8.419	-4.245	0.055	0.121	-0.045	-1.331
14	140014	5.904	3.204	5.899	3.029	0.005	0.174	0.032	1.589
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.909	3.192	5.904	3.017	0.005	0.174	0.032	1.583
1400142	100142	5.907	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.032	0.076
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.338	0.001
140014	10014	5.895	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.032	0.075
16	160016	1.620	0.904	1.619	0.870	0.001	0.034	0.009	1.159
160016	20016	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	200162	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.016	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.404	0.000	0.005	-0.005	-0.217
16	1600162	3.106	1.757	3.104	1.676	0.002	0.080	0.017	1.422
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.004	0.000	0.023	0.093
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.235	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.003	0.004	0.360
14	16	-4.151	-1.122	-4.157	-1.130	0.005	0.008	-0.021	-0.196
16	210	-8.936	-3.466	-8.969	-3.513	0.033	0.047	-0.046	-0.601
210	200	-8.969	-3.042	-8.978	-3.054	0.009	0.013	-0.045	-0.157
200	211	-8.978	-2.639	-8.997	-2.675	0.020	0.036	-0.045	-0.380
211	100	-8.997	-2.333	-8.999	-2.336	0.002	0.003	-0.044	-0.031
13	1300132	3.921	2.345	3.917	2.214	0.004	0.130	0.022	1.868
1300132	200132	1.005	0.414	1.005	0.410	0.000	0.004	0.005	0.223
200132	20013	1.005	0.410	1.005	0.410	0.000	0.000	0.016	0.000

130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.004	-0.005	-0.223
13	130013	5.105	2.896	5.098	2.681	0.006	0.215	0.028	2.314
130013	10013	6.103	3.086	6.094	3.086	0.009	0.000	0.033	0.137
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.910	-1.771	0.000	0.000	-0.174	-0.000
1300132	100132	2.912	1.800	2.910	1.771	0.001	0.029	0.017	0.581
11	10011	2.522	1.376	2.518	1.295	0.004	0.081	0.014	1.804
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.145	-0.000
11	100112	2.523	1.374	2.519	1.293	0.004	0.081	0.014	1.802
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000102	100102	8.594	4.024	8.588	3.885	0.005	0.138	0.046	0.841
100102	10010	8.588	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.484	0.001
100010	10010	8.577	4.069	8.571	3.930	0.005	0.138	0.046	0.849
10	100010	8.590	4.271	8.585	4.046	0.005	0.223	0.046	1.328
10	1000102	8.591	4.271	8.586	4.047	0.005	0.223	0.046	1.329
209	13	15.845	9.200	15.845	9.200	0.000	0.000	0.088	0.001
13	208	6.757	3.557	6.757	3.557	0.000	0.000	0.037	0.001
208	300	-22.473	-11.484	-22.528	-11.606	0.055	0.122	-0.121	-0.501
6	6006	7.326	4.234	7.311	3.728	0.015	0.504	0.043	3.711
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6006	1006	7.311	3.728	7.295	3.728	0.015	0.000	0.043	0.173
4	1004	2.689	1.615	2.678	1.449	0.011	0.166	0.016	3.573
2	1002	3.556	2.083	3.538	1.809	0.018	0.273	0.020	4.458
1	1001	3.444	1.900	3.428	1.659	0.016	0.240	0.019	3.982
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1008	3.346	2.157	3.328	1.889	0.018	0.267	0.020	4.739
208	10	29.230	15.450	29.069	15.093	0.160	0.355	0.158	1.129
10	11	11.796	6.406	11.778	6.366	0.018	0.039	0.065	0.310
604	100604	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
603	100603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
602	100602	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	12	6.699	3.941	6.686	3.911	0.013	0.030	0.038	0.412
12	10012	6.665	4.148	6.646	3.768	0.019	0.379	0.038	3.353
2	203	19.984	12.013	19.825	11.783	0.158	0.229	0.115	1.286
9	9009	3.429	1.903	3.428	1.877	0.001	0.026	0.020	0.403
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.877	3.428	1.859	0.001	0.018	0.020	0.276
204	5	4.752	2.934	4.750	2.932	0.001	0.002	0.028	0.044
5	1005	4.735	2.867	4.717	2.538	0.018	0.327	0.028	3.949
203	3	4.006	2.611	4.006	2.611	0.000	0.000	0.024	0.009
601	100601	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.800	1.607	2.788	1.429	0.012	0.177	0.016	3.606

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку

ЕМ

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.715 МВт / 0.000 тис.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.715 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.555 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.307 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.862 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.577 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-45.463	-24.076	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.158	-0.34
1	Агрономічне	0.000	0.000	107.795	-0.43
202	202	0.000	0.000	107.477	-0.50
2	Петрик	0.000	0.000	105.376	-0.89
203	203	0.000	0.000	103.916	-1.23
3	Літин	0.000	0.000	103.906	-1.23
4	Кожухів	0.000	0.000	102.329	-1.51
204	204	0.000	0.000	101.878	-1.59
5	Курортна	0.000	0.000	101.829	-1.60
6	Хмільник	0.000	0.000	101.366	-1.67
7	Уланів	0.000	0.000	101.662	-1.67
8	Вишенька	0.000	0.000	102.195	-1.57
205	205	0.000	0.000	102.604	-1.47
9	Юрівка	0.000	0.000	102.828	-1.40
206	206	0.000	0.000	106.686	-0.76
207	207	0.000	0.000	109.541	-0.12
300	Козятин	-79.446	-51.634	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.437	-0.23
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.181	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.834	-0.87
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.375	-1.04
13	Сигнал	0.000	0.000	109.438	-0.23
209	209	0.000	0.000	109.439	-0.23
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.466	-0.62
15	Калинівка	0.000	0.000	108.503	-0.62
211	211	0.000	0.000	109.964	-0.02
200	200	0.000	0.000	109.529	-0.23
210	210	0.000	0.000	109.353	-0.30
16	Турбів	0.000	0.000	108.684	-0.53
1001		3.430	1.660	9.904	-4.19
1002		3.540	1.810	9.625	-4.96
2003		0.000	0.000	34.045	-3.04
1003		3.970	2.250	9.603	-4.10
1004		2.680	1.450	9.423	-4.75
1005		4.720	2.540	9.339	-5.26
2006		0.000	0.000	32.628	-5.47

1006	7.300	3.730	9.302	-5.41
1007	2.790	1.430	9.358	-5.10
1008	3.330	1.890	9.292	-5.65
2009	0.000	0.000	34.280	-1.82
1009	3.430	1.860	9.766	-2.10
20010	0.000	0.000	25.526	-2.20
10010	17.170	7.820	10.127	-3.11
10032	0.000	0.000	9.603	-4.10
200102	0.000	0.000	25.526	-2.20
100102	0.000	0.000	10.127	-3.12
10011	5.040	2.590	10.130	-2.57
100112	0.000	0.000	10.130	-2.58
10012	6.650	3.770	9.929	-3.92
20013	0.000	0.000	35.881	-2.20
10013	9.010	4.860	10.214	-2.42
200132	0.000	0.000	35.881	-2.20
100132	0.000	0.000	10.215	-2.42
20014	0.000	0.000	25.530	-2.22
10014	11.800	6.050	10.203	-2.20
200142	0.000	0.000	25.530	-2.22
100142	0.000	0.000	10.204	-2.20
20015	0.000	0.000	35.971	-1.61
10015	6.870	3.330	10.236	-1.98
200152	0.000	0.000	35.971	-1.61
100152	0.000	0.000	10.236	-1.98
20016	0.000	0.000	35.949	-1.63
10016	4.720	2.540	10.238	-1.87
200162	0.000	0.000	35.949	-1.63
100162	0.000	0.000	10.239	-1.87
3003	0.000	0.000	101.692	-3.04
6006	0.000	0.000	97.459	-5.47
9009	0.000	0.000	102.394	-1.82
100010	0.000	0.000	106.752	-2.20
1000102	0.000	0.000	106.752	-2.20
130013	0.000	0.000	106.945	-2.46
1300132	0.000	0.000	107.408	-1.93
140014	0.000	0.000	106.762	-2.22
1400142	0.000	0.000	106.768	-2.22
150015	0.000	0.000	107.131	-2.01
1500152	0.000	0.000	107.465	-1.62
160016	0.000	0.000	107.429	-1.64
1600162	0.000	0.000	107.151	-1.90
601	19.730	10.110	101.808	-1.72
602	11.190	6.340	101.356	-1.68
603	-20.500	0.000	101.363	-1.52
604	13.520	7.300	101.146	-1.69
100601	0.000	0.000	9.738	-1.72
100602	0.000	0.000	9.694	-1.68
100603	0.000	0.000	9.695	-1.52
100604	0.000	0.000	9.674	-1.69

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.984	1.509	0.916	0.003	0.068	0.010	2.333
3003	1003	1.509	0.916	1.506	0.876	0.003	0.039	0.010	1.408
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.169	-0.000
3	10032	2.473	1.546	2.462	1.372	0.012	0.173	0.016	3.738
100	201	28.029	16.912	27.658	16.465	0.370	0.445	0.172	1.844

201	1	27.658	16.706	27.591	16.608	0.067	0.097	0.172	0.364
1	202	24.133	14.678	24.081	14.602	0.052	0.075	0.151	0.320
202	2	24.081	14.895	23.708	14.446	0.372	0.448	0.152	2.109
203	4	15.929	10.232	15.735	9.999	0.193	0.232	0.105	1.599
4	204	13.034	8.613	12.988	8.558	0.046	0.055	0.088	0.454
204	6	8.234	5.796	8.201	5.756	0.033	0.040	0.057	0.516
6	7	-1.553	-2.070	-1.557	-2.076	0.005	0.006	-0.015	-0.296
7	8	-4.369	-3.166	-4.386	-3.191	0.017	0.025	-0.031	-0.538
8	205	-7.746	-5.017	-7.768	-5.050	0.023	0.033	-0.052	-0.413
205	9	-7.768	-4.809	-7.779	-4.829	0.011	0.020	-0.051	-0.227
9	206	-32.989	-25.881	-33.923	-27.234	0.931	1.348	-0.235	-3.879
206	207	-33.923	-26.643	-34.524	-27.742	0.599	1.095	-0.233	-2.864
207	300	-34.524	-27.402	-34.610	-27.591	0.085	0.189	-0.232	-0.459
9	601	21.734	19.384	21.624	19.073	0.110	0.310	0.163	1.035
601	602	1.891	9.215	1.876	9.175	0.014	0.040	0.053	0.450
602	603	-9.318	3.060	-9.328	3.033	0.009	0.027	-0.056	-0.016
603	604	11.144	3.174	11.130	3.133	0.014	0.040	0.066	0.226
604	6	-2.394	-3.932	-2.397	-3.942	0.003	0.010	-0.026	-0.221
15	150015	3.159	1.581	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.432
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.337
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.876	0.002	0.083	0.022	1.074
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.020	0.014	0.472
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.117
300	209	22.289	11.952	22.222	11.803	0.067	0.148	0.133	0.562
209	14	6.360	3.394	6.326	3.320	0.033	0.074	0.038	0.978
14	15	-1.415	-1.403	-1.416	-1.404	0.000	0.001	-0.011	-0.037
15	100	-8.347	-4.309	-8.415	-4.460	0.067	0.150	-0.050	-1.503
14	140014	5.906	3.244	5.900	3.029	0.006	0.214	0.036	1.778
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.214	0.036	1.772
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.042	0.010	1.294
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.243
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.587
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.260	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.400
14	16	-4.163	-1.166	-4.169	-1.175	0.006	0.009	-0.023	-0.220
16	210	-8.941	-3.596	-8.981	-3.655	0.040	0.058	-0.051	-0.672
210	200	-8.981	-3.266	-8.992	-3.281	0.011	0.015	-0.050	-0.177
200	211	-8.992	-2.939	-9.017	-2.984	0.025	0.045	-0.050	-0.436
211	100	-9.017	-2.701	-9.019	-2.704	0.002	0.004	-0.049	-0.036
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.091
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.591
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.024
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.022

100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000102	100102	8.595	4.056	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.957
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
209	13	15.863	9.297	15.863	9.297	0.000	0.000	0.097	0.001
13	208	6.781	3.639	6.781	3.639	0.000	0.000	0.041	0.001
208	300	-22.479	-11.940	-22.547	-12.091	0.068	0.150	-0.134	-0.564
6	6006	7.334	4.373	7.315	3.728	0.019	0.643	0.049	4.308
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	1006	7.315	3.728	7.295	3.728	0.019	0.000	0.049	0.193
4	1004	2.692	1.660	2.678	1.449	0.014	0.210	0.018	4.109
2	1002	3.561	2.153	3.538	1.809	0.023	0.342	0.023	5.111
1	1001	3.448	1.957	3.428	1.659	0.020	0.297	0.021	4.524
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1008	3.351	2.231	3.328	1.889	0.023	0.341	0.023	5.483
208	10	29.260	15.917	29.062	15.478	0.197	0.437	0.175	1.264
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
604	100604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
603	100603	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
602	100602	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.794
2	203	20.138	12.696	19.934	12.400	0.203	0.294	0.130	1.471
9	9009	3.429	1.914	3.429	1.881	0.001	0.033	0.022	0.455
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.429	1.881	3.428	1.859	0.001	0.022	0.022	0.312
204	5	4.754	3.011	4.752	3.009	0.002	0.002	0.032	0.049
5	1005	4.740	2.957	4.717	2.538	0.023	0.417	0.032	4.564
203	3	4.005	2.642	4.004	2.642	0.000	0.000	0.027	0.010
601	100601	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
7	1007	2.803	1.655	2.788	1.429	0.015	0.225	0.018	4.165

Результати розрахунку режиму післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 144.733 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.890 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.916 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.916 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.681 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.246 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.927 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.843 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергочвузол	-45.098	-22.230	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	119.390	-0.29
1	Агрономічне	0.000	0.000	119.073	-0.37
202	202	0.000	0.000	118.796	-0.43
2	Петрик	0.000	0.000	116.957	-0.76
203	203	0.000	0.000	115.681	-1.04
3	Літин	0.000	0.000	115.672	-1.05
4	Кожухів	0.000	0.000	114.289	-1.28
204	204	0.000	0.000	113.893	-1.34
5	Курортна	0.000	0.000	113.850	-1.35
6	Хмільник	0.000	0.000	113.442	-1.41
7	Уланів	0.000	0.000	113.707	-1.41
8	Вишенька	0.000	0.000	114.169	-1.32
205	205	0.000	0.000	114.522	-1.24
9	Юрівка	0.000	0.000	114.713	-1.19
206	206	0.000	0.000	118.105	-0.64
207	207	0.000	0.000	120.601	-0.10
300	Козятин	-79.073	-48.954	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.499	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.377	-0.61
11	Глухівці	0.000	0.000	119.069	-0.72
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.662	-0.86
13	Сигнал	0.000	0.000	120.500	-0.19
209	209	0.000	0.000	120.501	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	119.640	-0.52
15	Калинівка	0.000	0.000	119.674	-0.52
211	211	0.000	0.000	120.969	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.589	-0.19
210	210	0.000	0.000	120.433	-0.25
16	Турбів	0.000	0.000	119.835	-0.44
1001		3.430	1.660	11.028	-3.42

1002	3.540	1.810	10.786	-4.03
2003	0.000	0.000	38.071	-2.50
1003	3.970	2.250	10.767	-3.35
1004	2.680	1.450	10.611	-3.85
1005	4.720	2.540	10.538	-4.26
2006	0.000	0.000	36.834	-4.42
1006	7.300	3.730	10.506	-4.37
1007	2.790	1.430	10.555	-4.13
1008	3.330	1.890	10.497	-4.56
2009	0.000	0.000	38.275	-1.52
1009	3.430	1.860	10.910	-1.75
20010	0.000	0.000	28.240	-1.81
10010	17.170	7.820	11.220	-2.56
10032	0.000	0.000	10.767	-3.35
200102	0.000	0.000	28.240	-1.81
100102	0.000	0.000	11.221	-2.56
10011	5.040	2.590	11.223	-2.12
100112	0.000	0.000	11.223	-2.12
10012	6.650	3.770	11.045	-3.21
20013	0.000	0.000	39.661	-1.81
10013	9.010	4.860	11.298	-1.99
200132	0.000	0.000	39.661	-1.81
100132	0.000	0.000	11.298	-1.99
20014	0.000	0.000	28.242	-1.83
10014	11.800	6.050	11.289	-1.81
200142	0.000	0.000	28.242	-1.83
100142	0.000	0.000	11.290	-1.81
20015	0.000	0.000	39.746	-1.33
10015	6.870	3.330	11.318	-1.64
200152	0.000	0.000	39.746	-1.33
100152	0.000	0.000	11.318	-1.64
20016	0.000	0.000	39.725	-1.34
10016	4.720	2.540	11.320	-1.54
200162	0.000	0.000	39.725	-1.34
100162	0.000	0.000	11.321	-1.54
3003	0.000	0.000	113.717	-2.50
6006	0.000	0.000	110.023	-4.42
9009	0.000	0.000	114.326	-1.52
100010	0.000	0.000	118.100	-1.81
1000102	0.000	0.000	118.100	-1.81
130013	0.000	0.000	118.259	-2.03
1300132	0.000	0.000	118.677	-1.59
140014	0.000	0.000	118.107	-1.83
1400142	0.000	0.000	118.112	-1.83
150015	0.000	0.000	118.437	-1.66
1500152	0.000	0.000	118.740	-1.34
160016	0.000	0.000	118.705	-1.35
1600162	0.000	0.000	118.453	-1.56
601	19.730	10.110	113.812	-1.44
602	11.190	6.340	113.420	-1.42
603	-20.500	0.000	113.431	-1.29
604	13.520	7.300	113.241	-1.43
100601	0.000	0.000	10.886	-1.44
100602	0.000	0.000	10.848	-1.42
100603	0.000	0.000	10.849	-1.29
100604	0.000	0.000	10.831	-1.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.510	0.962	1.508	0.908	0.002	0.054	0.009	2.043
3003	1003	1.508	0.908	1.506	0.876	0.002	0.031	0.009	1.235
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.151	-0.000
3	10032	2.471	1.510	2.462	1.372	0.009	0.138	0.014	3.275
100	201	27.680	15.648	27.391	15.300	0.288	0.347	0.151	1.612
201	1	27.391	15.593	27.338	15.517	0.053	0.076	0.152	0.317
1	202	23.882	13.650	23.842	13.592	0.040	0.058	0.133	0.278
202	2	23.842	13.950	23.551	13.600	0.290	0.349	0.134	1.846
203	4	15.819	9.759	15.668	9.578	0.150	0.181	0.093	1.401
4	204	12.968	8.304	12.932	8.261	0.036	0.043	0.078	0.399
204	6	8.180	5.639	8.154	5.607	0.026	0.031	0.050	0.454
6	7	-1.550	-2.075	-1.554	-2.080	0.004	0.005	-0.013	-0.265
7	8	-4.365	-2.980	-4.378	-2.999	0.013	0.019	-0.027	-0.466
8	205	-7.735	-4.651	-7.752	-4.676	0.017	0.025	-0.046	-0.356
205	9	-7.752	-4.376	-7.760	-4.391	0.008	0.015	-0.045	-0.193
9	206	-33.008	-24.950	-33.739	-26.009	0.728	1.054	-0.208	-3.409
206	207	-33.739	-25.284	-34.208	-26.141	0.467	0.853	-0.206	-2.503
207	300	-34.208	-25.729	-34.274	-25.877	0.066	0.147	-0.205	-0.399
9	601	21.761	18.963	21.674	18.717	0.087	0.244	0.145	0.912
601	602	1.937	8.920	1.926	8.890	0.011	0.030	0.046	0.391
602	603	-9.271	2.830	-9.279	2.810	0.007	0.021	-0.049	-0.018
603	604	11.189	2.986	11.178	2.953	0.011	0.032	0.059	0.196
604	6	-2.349	-4.054	-2.351	-4.062	0.003	0.008	-0.024	-0.202
15	150015	3.158	1.563	3.156	1.484	0.002	0.079	0.017	1.281
150015	20015	-1.515	-0.543	-1.516	-0.553	0.000	0.010	-0.008	-0.301
20015	200152	-1.516	-0.553	-1.516	-0.553	0.000	0.000	-0.023	-0.000
1500152	200152	1.516	0.553	1.516	0.553	0.000	0.000	0.008	0.019
15	1500152	3.718	1.938	3.717	1.870	0.002	0.068	0.020	0.961
1500152	100152	2.200	1.317	2.200	1.300	0.001	0.016	0.012	0.423
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.130	0.000
150015	10015	4.671	2.027	4.666	2.027	0.005	0.000	0.025	0.106
300	209	22.271	11.471	22.216	11.351	0.054	0.120	0.119	0.500
209	14	6.371	3.228	6.344	3.168	0.027	0.060	0.034	0.865
14	15	-1.423	-1.393	-1.423	-1.394	0.000	0.001	-0.010	-0.034
15	100	-8.364	-4.124	-8.419	-4.245	0.055	0.121	-0.045	-1.331
14	140014	5.904	3.204	5.899	3.029	0.005	0.174	0.032	1.589
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.909	3.192	5.904	3.017	0.005	0.174	0.032	1.583
1400142	100142	5.907	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.032	0.076
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.338	0.001
140014	10014	5.895	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.032	0.075
16	160016	1.620	0.904	1.619	0.870	0.001	0.034	0.009	1.159
160016	20016	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	200162	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.016	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.404	0.000	0.005	-0.005	-0.217
16	1600162	3.106	1.757	3.104	1.676	0.002	0.080	0.017	1.422
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.004	0.000	0.023	0.093
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.235	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.003	0.004	0.360
14	16	-4.151	-1.122	-4.157	-1.130	0.005	0.008	-0.021	-0.196
16	210	-8.936	-3.466	-8.969	-3.513	0.033	0.047	-0.046	-0.601
210	200	-8.969	-3.042	-8.978	-3.054	0.009	0.013	-0.045	-0.157
200	211	-8.978	-2.639	-8.997	-2.675	0.020	0.036	-0.045	-0.380
211	100	-8.997	-2.333	-8.999	-2.336	0.002	0.003	-0.044	-0.031
13	1300132	3.921	2.345	3.917	2.214	0.004	0.130	0.022	1.868
1300132	200132	1.005	0.414	1.005	0.410	0.000	0.004	0.005	0.223

200132	20013	1.005	0.410	1.005	0.410	0.000	0.000	0.016	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.004	-0.005	-0.223
13	130013	5.105	2.896	5.098	2.681	0.006	0.215	0.028	2.314
130013	10013	6.103	3.086	6.094	3.086	0.009	0.000	0.033	0.137
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.910	-1.771	0.000	0.000	-0.174	-0.000
1300132	100132	2.912	1.800	2.910	1.771	0.001	0.029	0.017	0.581
11	10011	2.522	1.376	2.518	1.295	0.004	0.081	0.014	1.804
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.145	-0.000
11	100112	2.523	1.374	2.519	1.293	0.004	0.081	0.014	1.802
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000102	100102	8.594	4.024	8.588	3.885	0.005	0.138	0.046	0.841
100102	10010	8.588	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.484	0.001
100010	10010	8.577	4.069	8.571	3.930	0.005	0.138	0.046	0.849
10	100010	8.590	4.271	8.585	4.046	0.005	0.223	0.046	1.328
10	1000102	8.591	4.271	8.586	4.047	0.005	0.223	0.046	1.329
209	13	15.845	9.200	15.845	9.200	0.000	0.000	0.088	0.001
13	208	6.757	3.557	6.757	3.557	0.000	0.000	0.037	0.001
208	300	-22.473	-11.484	-22.528	-11.606	0.055	0.122	-0.121	-0.501
6	6006	7.326	4.234	7.311	3.728	0.015	0.504	0.043	3.711
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6006	1006	7.311	3.728	7.295	3.728	0.015	0.000	0.043	0.173
4	1004	2.689	1.615	2.678	1.449	0.011	0.166	0.016	3.573
2	1002	3.556	2.083	3.538	1.809	0.018	0.273	0.020	4.458
1	1001	3.444	1.900	3.428	1.659	0.016	0.240	0.019	3.982
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1008	3.346	2.157	3.328	1.889	0.018	0.267	0.020	4.739
208	10	29.230	15.450	29.069	15.093	0.160	0.355	0.158	1.129
10	11	11.796	6.406	11.778	6.366	0.018	0.039	0.065	0.310
604	100604	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
603	100603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
602	100602	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	12	6.699	3.941	6.686	3.911	0.013	0.030	0.038	0.412
12	10012	6.665	4.148	6.646	3.768	0.019	0.379	0.038	3.353
2	203	19.984	12.013	19.825	11.783	0.158	0.229	0.115	1.286
9	9009	3.429	1.903	3.428	1.877	0.001	0.026	0.020	0.403
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.877	3.428	1.859	0.001	0.018	0.020	0.276
204	5	4.752	2.934	4.750	2.932	0.001	0.002	0.028	0.044
5	1005	4.735	2.867	4.717	2.538	0.018	0.327	0.028	3.949
203	3	4.006	2.611	4.006	2.611	0.000	0.000	0.024	0.009
601	100601	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.800	1.607	2.788	1.429	0.012	0.177	0.016	3.606

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 144.406 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.890 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.543 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.543 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.685 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.288 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.973 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.516 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-44.659	-18.660	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	119.554	-0.34
1	Агрономічне	0.000	0.000	119.273	-0.43
202	202	0.000	0.000	119.031	-0.50
2	Петрик	0.000	0.000	117.405	-0.89
203	203	0.000	0.000	116.317	-1.22
3	Літин	0.000	0.000	116.308	-1.23
4	Кожухів	0.000	0.000	115.156	-1.53
204	204	0.000	0.000	114.837	-1.62
5	Курортна	0.000	0.000	114.794	-1.63
6	Хмільник	0.000	0.000	114.519	-1.73
7	Уланів	0.000	0.000	114.671	-1.70
8	Вишенька	0.000	0.000	115.022	-1.58
205	205	0.000	0.000	115.322	-1.48
9	Юрівка	0.000	0.000	115.480	-1.42
206	206	0.000	0.000	118.481	-0.74
207	207	0.000	0.000	120.656	-0.12
300	Козятин	-79.183	-43.177	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.499	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.377	-0.61
11	Глухівці	0.000	0.000	119.069	-0.72
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.662	-0.86
13	Сигнал	0.000	0.000	120.500	-0.19
209	209	0.000	0.000	120.501	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	119.640	-0.52
15	Калинівка	0.000	0.000	119.674	-0.52

211	211	0.000	0.000	120.969	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.589	-0.19
210	210	0.000	0.000	120.433	-0.25
16	Турбів	0.000	0.000	119.835	-0.44
1001		3.430	1.660	11.047	-3.47
1002		3.540	1.810	10.831	-4.14
2003		0.000	0.000	38.288	-2.66
1003		3.970	2.250	10.829	-3.50
1004		2.680	1.450	10.697	-4.07
1005		4.720	2.540	10.632	-4.48
2006		0.000	0.000	37.207	-4.68
1006		7.300	3.730	10.613	-4.63
1007		2.790	1.430	10.650	-4.36
1008		3.330	1.890	10.582	-4.76
2009		0.000	0.000	38.532	-1.75
1009		3.430	1.860	10.984	-1.97
20010		0.000	0.000	28.240	-1.81
10010		17.170	7.820	11.220	-2.56
10032		0.000	0.000	10.830	-3.50
200102		0.000	0.000	28.240	-1.81
100102		0.000	0.000	11.221	-2.56
10011		5.040	2.590	11.223	-2.12
100112		0.000	0.000	11.223	-2.12
10012		6.650	3.770	11.045	-3.21
20013		0.000	0.000	39.661	-1.81
10013		9.010	4.860	11.298	-1.99
200132		0.000	0.000	39.661	-1.81
100132		0.000	0.000	11.298	-1.99
20014		0.000	0.000	28.242	-1.83
10014		11.800	6.050	11.289	-1.81
200142		0.000	0.000	28.242	-1.83
100142		0.000	0.000	11.290	-1.81
20015		0.000	0.000	39.746	-1.33
10015		6.870	3.330	11.318	-1.64
200152		0.000	0.000	39.746	-1.33
100152		0.000	0.000	11.318	-1.64
20016		0.000	0.000	39.725	-1.34
10016		4.720	2.540	11.320	-1.54
200162		0.000	0.000	39.725	-1.34
100162		0.000	0.000	11.321	-1.54
3003		0.000	0.000	114.365	-2.66
6006		0.000	0.000	111.137	-4.68
9009		0.000	0.000	115.096	-1.75
100010		0.000	0.000	118.100	-1.81
1000102		0.000	0.000	118.100	-1.81
130013		0.000	0.000	118.259	-2.03
1300132		0.000	0.000	118.677	-1.59
140014		0.000	0.000	118.107	-1.83
1400142		0.000	0.000	118.112	-1.83
150015		0.000	0.000	118.437	-1.66
1500152		0.000	0.000	118.740	-1.34
160016		0.000	0.000	118.705	-1.35
1600162		0.000	0.000	118.453	-1.56
601		19.730	10.110	114.719	-1.70
602		11.190	6.340	114.488	-1.71
603		-20.500	0.000	114.596	-1.61
604		13.520	7.300	114.513	-1.77
100601		0.000	0.000	10.501	-1.70
100602		0.000	0.000	10.479	-1.71
100603		0.000	0.000	10.961	-1.61
100604		0.000	-9.450	12.139	-2.06

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.510	0.961	1.508	0.907	0.002	0.053	0.009	2.039
3003	1003	1.508	0.907	1.506	0.876	0.002	0.031	0.009	1.232
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.150	-0.000
3	10032	2.471	1.509	2.462	1.372	0.009	0.136	0.014	3.268
100	201	27.241	12.079	26.987	11.773	0.253	0.305	0.142	1.448
201	1	26.987	12.067	26.941	12.000	0.046	0.067	0.143	0.282
1	202	23.485	10.135	23.450	10.084	0.035	0.050	0.124	0.243
202	2	23.450	10.443	23.200	10.142	0.249	0.300	0.124	1.635
203	4	15.494	6.353	15.372	6.207	0.121	0.145	0.083	1.175
4	204	12.672	4.941	12.645	4.908	0.027	0.033	0.068	0.323
204	6	7.893	2.296	7.876	2.275	0.018	0.021	0.041	0.325
6	7	-1.448	-0.755	-1.449	-0.756	0.002	0.002	-0.008	-0.155
7	8	-4.260	-1.641	-4.269	-1.655	0.010	0.014	-0.023	-0.357
8	205	-7.626	-3.295	-7.640	-3.316	0.014	0.021	-0.042	-0.305
205	9	-7.640	-3.011	-7.647	-3.024	0.007	0.013	-0.041	-0.161
9	206	-33.298	-19.470	-33.925	-20.378	0.624	0.904	-0.193	-3.026
206	207	-33.925	-19.649	-34.327	-20.386	0.401	0.733	-0.191	-2.185
207	300	-34.327	-19.973	-34.385	-20.100	0.057	0.126	-0.190	-0.344
9	601	22.163	14.855	22.090	14.648	0.073	0.206	0.133	0.777
601	602	2.353	4.855	2.349	4.845	0.004	0.010	0.027	0.231
602	603	-8.849	-1.209	-8.855	-1.227	0.006	0.017	-0.045	-0.114
603	604	11.612	-1.047	11.601	-1.079	0.011	0.032	0.059	0.092
604	6	-1.970	0.571	-1.970	0.570	0.001	0.001	-0.010	-0.008
15	150015	3.158	1.563	3.156	1.484	0.002	0.079	0.017	1.281
150015	20015	-1.515	-0.543	-1.516	-0.553	0.000	0.010	-0.008	-0.301
20015	200152	-1.516	-0.553	-1.516	-0.553	0.000	0.000	-0.023	-0.000
1500152	200152	1.516	0.553	1.516	0.553	0.000	0.000	0.008	0.019
15	1500152	3.718	1.938	3.717	1.870	0.002	0.068	0.020	0.961
1500152	100152	2.200	1.317	2.200	1.300	0.001	0.016	0.012	0.423
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.130	0.000
150015	10015	4.671	2.027	4.666	2.027	0.005	0.000	0.025	0.106
300	209	22.271	11.471	22.216	11.351	0.054	0.120	0.119	0.500
209	14	6.371	3.228	6.344	3.168	0.027	0.060	0.034	0.865
14	15	-1.423	-1.393	-1.423	-1.394	0.000	0.001	-0.010	-0.034
15	100	-8.364	-4.124	-8.419	-4.245	0.055	0.121	-0.045	-1.331
14	140014	5.904	3.204	5.899	3.029	0.005	0.174	0.032	1.589
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.909	3.192	5.904	3.017	0.005	0.174	0.032	1.583
1400142	100142	5.907	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.032	0.076
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.338	0.001
140014	10014	5.895	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.032	0.075
16	160016	1.620	0.904	1.619	0.870	0.001	0.034	0.009	1.159
160016	20016	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	200162	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.016	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.404	0.000	0.005	-0.005	-0.217
16	1600162	3.106	1.757	3.104	1.676	0.002	0.080	0.017	1.422
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.004	0.000	0.023	0.093
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.235	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.003	0.004	0.360
14	16	-4.151	-1.122	-4.157	-1.130	0.005	0.008	-0.021	-0.196
16	210	-8.936	-3.466	-8.969	-3.513	0.033	0.047	-0.046	-0.601
210	200	-8.969	-3.042	-8.978	-3.054	0.009	0.013	-0.045	-0.157
200	211	-8.978	-2.639	-8.997	-2.675	0.020	0.036	-0.045	-0.380
211	100	-8.997	-2.333	-8.999	-2.336	0.002	0.003	-0.044	-0.031
13	1300132	3.921	2.345	3.917	2.214	0.004	0.130	0.022	1.868
1300132	200132	1.005	0.414	1.005	0.410	0.000	0.004	0.005	0.223

200132	20013	1.005	0.410	1.005	0.410	0.000	0.000	0.016	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.004	-0.005	-0.223
13	130013	5.105	2.896	5.098	2.681	0.006	0.215	0.028	2.314
130013	10013	6.103	3.086	6.094	3.086	0.009	0.000	0.033	0.137
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.910	-1.771	0.000	0.000	-0.174	-0.000
1300132	100132	2.912	1.800	2.910	1.771	0.001	0.029	0.017	0.581
11	10011	2.522	1.376	2.518	1.295	0.004	0.081	0.014	1.804
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.145	-0.000
11	100112	2.523	1.374	2.519	1.293	0.004	0.081	0.014	1.802
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000102	100102	8.594	4.024	8.588	3.885	0.005	0.138	0.046	0.841
100102	10010	8.588	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.484	0.001
100010	10010	8.577	4.069	8.571	3.930	0.005	0.138	0.046	0.849
10	100010	8.590	4.271	8.585	4.046	0.005	0.223	0.046	1.328
10	1000102	8.591	4.271	8.586	4.047	0.005	0.223	0.046	1.329
209	13	15.845	9.200	15.845	9.200	0.000	0.000	0.088	0.001
13	208	6.757	3.557	6.757	3.557	0.000	0.000	0.037	0.001
208	300	-22.473	-11.484	-22.528	-11.606	0.055	0.122	-0.121	-0.501
6	6006	7.325	4.224	7.310	3.728	0.015	0.494	0.043	3.700
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	1006	7.310	3.728	7.295	3.728	0.015	0.000	0.043	0.171
4	1004	2.689	1.613	2.678	1.449	0.011	0.163	0.016	3.562
2	1002	3.556	2.080	3.538	1.809	0.018	0.270	0.020	4.452
1	1001	3.444	1.899	3.428	1.659	0.016	0.239	0.019	3.980
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1008	3.345	2.153	3.328	1.889	0.017	0.263	0.020	4.722
208	10	29.230	15.450	29.069	15.093	0.160	0.355	0.158	1.129
10	11	11.796	6.406	11.778	6.366	0.018	0.039	0.065	0.310
604	100604	0.044	-8.651	0.000	-9.444	0.044	0.790	0.044	-10.470
603	100603	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
602	100602	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11	12	6.699	3.941	6.686	3.911	0.013	0.030	0.038	0.412
12	10012	6.665	4.148	6.646	3.768	0.019	0.379	0.038	3.353
2	203	19.633	8.562	19.500	8.369	0.133	0.192	0.105	1.101
9	9009	3.429	1.902	3.428	1.876	0.001	0.026	0.020	0.403
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.428	1.876	3.428	1.859	0.001	0.017	0.020	0.276
204	5	4.752	2.929	4.750	2.928	0.001	0.002	0.028	0.043
5	1005	4.735	2.861	4.717	2.538	0.018	0.321	0.028	3.935
203	3	4.006	2.610	4.006	2.610	0.000	0.000	0.024	0.009
601	100601	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
7	1007	2.800	1.604	2.788	1.429	0.012	0.174	0.016	3.594

Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ 1 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год

Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 119.201 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 116.180 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.141 МВт / 0.000 тис.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.141 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.637 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.243 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.880 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.021 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосвузол	-42.892	-18.020	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	119.642	-0.32
1	Агрономічне	0.000	0.000	119.377	-0.39
202	202	0.000	0.000	119.152	-0.46
2	Петрик	0.000	0.000	117.637	-0.82
203	203	0.000	0.000	116.634	-1.12
3	Літин	0.000	0.000	116.626	-1.12
4	Кожухів	0.000	0.000	115.590	-1.39
204	204	0.000	0.000	115.311	-1.46
5	Курортна	0.000	0.000	115.268	-1.47
6	Хмільник	0.000	0.000	115.059	-1.55
7	Уланів	0.000	0.000	115.286	-1.57
8	Вишенька	0.000	0.000	115.711	-1.50
205	205	0.000	0.000	116.044	-1.42
9	Юрівка	0.000	0.000	116.224	-1.37
206	206	0.000	0.000	118.832	-0.71
207	207	0.000	0.000	120.706	-0.11
300	Козятин	-76.247	-39.343	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.499	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.377	-0.61
11	Глухівці	0.000	0.000	119.069	-0.72
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.662	-0.86
13	Сигнал	0.000	0.000	120.500	-0.19
209	209	0.000	0.000	120.501	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	119.640	-0.52
15	Калинівка	0.000	0.000	119.674	-0.52
211	211	0.000	0.000	120.969	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.589	-0.19
210	210	0.000	0.000	120.433	-0.25
16	Турбів	0.000	0.000	119.835	-0.44
1001		3.430	1.660	11.058	-3.43
1002		3.540	1.810	10.854	-4.06
2003		0.000	0.000	38.396	-2.55

1003		3.970	2.250	10.861	-3.38
1004		2.680	1.450	10.740	-3.90
1005		4.720	2.540	10.679	-4.30
2006		0.000	0.000	37.394	-4.47
1006		7.300	3.730	10.666	-4.42
1007		2.790	1.430	10.711	-4.21
1008		3.330	1.890	10.651	-4.64
2009		0.000	0.000	38.782	-1.70
1009		3.430	1.860	11.055	-1.92
20010		0.000	0.000	28.240	-1.81
10010		17.170	7.820	11.220	-2.56
10032		0.000	0.000	10.861	-3.38
200102		0.000	0.000	28.240	-1.81
100102		0.000	0.000	11.221	-2.56
10011		5.040	2.590	11.223	-2.12
100112		0.000	0.000	11.223	-2.12
10012		6.650	3.770	11.045	-3.21
20013		0.000	0.000	39.661	-1.81
10013		9.010	4.860	11.298	-1.99
200132		0.000	0.000	39.661	-1.81
100132		0.000	0.000	11.298	-1.99
20014		0.000	0.000	28.242	-1.83
10014		11.800	6.050	11.289	-1.81
200142		0.000	0.000	28.242	-1.83
100142		0.000	0.000	11.290	-1.81
20015		0.000	0.000	39.746	-1.33
10015		6.870	3.330	11.318	-1.64
200152		0.000	0.000	39.746	-1.33
100152		0.000	0.000	11.318	-1.64
20016		0.000	0.000	39.725	-1.34
10016		4.720	2.540	11.320	-1.54
200162		0.000	0.000	39.725	-1.34
100162		0.000	0.000	11.321	-1.54
3003		0.000	0.000	114.689	-2.55
6006		0.000	0.000	111.695	-4.47
9009		0.000	0.000	115.842	-1.70
100010		0.000	0.000	118.100	-1.81
1000102		0.000	0.000	118.100	-1.81
130013		0.000	0.000	118.259	-2.03
1300132		0.000	0.000	118.677	-1.59
140014		0.000	0.000	118.107	-1.83
1400142		0.000	0.000	118.112	-1.83
150015		0.000	0.000	118.437	-1.66
1500152		0.000	0.000	118.740	-1.34
160016		0.000	0.000	118.705	-1.35
1600162		0.000	0.000	118.453	-1.56
601		19.730	10.110	115.652	-1.64
100601		0.000	0.000	11.062	-1.64

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.510	0.960	1.508	0.907	0.002	0.053	0.009	2.027
3003	1003	1.508	0.907	1.506	0.876	0.002	0.031	0.009	1.225
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.150	-0.000
3	10032	2.471	1.508	2.462	1.372	0.009	0.135	0.014	3.250
100	201	25.474	11.439	25.251	11.171	0.222	0.268	0.133	1.360
201	1	25.251	11.465	25.210	11.406	0.040	0.059	0.134	0.266
1	202	21.755	9.541	21.725	9.498	0.030	0.043	0.115	0.226

202	2	21.725	9.858	21.509	9.598	0.215	0.259	0.115	1.523
203	4	13.824	5.847	13.727	5.730	0.096	0.116	0.074	1.056
4	204	11.027	4.468	11.006	4.443	0.021	0.025	0.059	0.283
204	6	6.255	1.836	6.244	1.823	0.011	0.013	0.033	0.256
6	7	-1.110	-2.003	-1.113	-2.007	0.003	0.004	-0.011	-0.226
7	8	-3.923	-2.881	-3.934	-2.897	0.011	0.016	-0.024	-0.429
8	205	-7.290	-4.527	-7.306	-4.549	0.015	0.022	-0.043	-0.337
205	9	-7.306	-4.241	-7.313	-4.255	0.007	0.013	-0.042	-0.183
9	206	-30.589	-16.011	-31.085	-16.729	0.494	0.715	-0.171	-2.632
206	207	-31.085	-15.996	-31.403	-16.578	0.317	0.580	-0.170	-1.883
207	300	-31.403	-16.165	-31.448	-16.265	0.045	0.100	-0.169	-0.294
300	208	22.528	11.606	22.473	11.484	0.055	0.122	0.121	0.501
208	13	-6.757	-3.557	-6.757	-3.557	0.000	0.000	-0.037	-0.001
13	209	-15.845	-9.200	-15.845	-9.200	0.000	0.000	-0.088	-0.001
209	300	-22.216	-11.351	-22.271	-11.471	0.054	0.120	-0.119	-0.500
209	14	6.371	3.228	6.344	3.168	0.027	0.060	0.034	0.865
14	16	-4.151	-1.122	-4.157	-1.130	0.005	0.008	-0.021	-0.196
16	210	-8.936	-3.466	-8.969	-3.513	0.033	0.047	-0.046	-0.601
210	200	-8.969	-3.042	-8.978	-3.054	0.009	0.013	-0.045	-0.157
200	211	-8.978	-2.639	-8.997	-2.675	0.020	0.036	-0.045	-0.380
211	100	-8.997	-2.333	-8.999	-2.336	0.002	0.003	-0.044	-0.031
16	160016	1.620	0.904	1.619	0.870	0.001	0.034	0.009	1.159
160016	20016	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	200162	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.016	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.404	0.000	0.005	-0.005	-0.217
16	1600162	3.106	1.757	3.104	1.676	0.002	0.080	0.017	1.422
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.004	0.000	0.023	0.093
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.235	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.003	0.004	0.360
14	140014	5.904	3.204	5.899	3.029	0.005	0.174	0.032	1.589
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.909	3.192	5.904	3.017	0.005	0.174	0.032	1.583
1400142	100142	5.907	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.032	0.076
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.338	0.001
140014	10014	5.895	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.032	0.075
15	150015	3.158	1.563	3.156	1.484	0.002	0.079	0.017	1.281
150015	20015	-1.515	-0.543	-1.516	-0.553	0.000	0.010	-0.008	-0.301
20015	200152	-1.516	-0.553	-1.516	-0.553	0.000	0.000	-0.023	-0.000
1500152	200152	1.516	0.553	1.516	0.553	0.000	0.000	0.008	0.019
15	1500152	3.718	1.938	3.717	1.870	0.002	0.068	0.020	0.961
1500152	100152	2.200	1.317	2.200	1.300	0.001	0.016	0.012	0.423
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.130	0.000
150015	10015	4.671	2.027	4.666	2.027	0.005	0.000	0.025	0.106
14	15	-1.423	-1.393	-1.423	-1.394	0.000	0.001	-0.010	-0.034
15	100	-8.364	-4.124	-8.419	-4.245	0.055	0.121	-0.045	-1.331
1300132	100132	2.912	1.800	2.910	1.771	0.001	0.029	0.017	0.581
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.174	0.000
130013	10013	6.103	3.086	6.094	3.086	0.009	0.000	0.033	0.137
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.004	-0.005	-0.223
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.016	-0.000
1300132	200132	1.005	0.414	1.005	0.410	0.000	0.004	0.005	0.223
13	1300132	3.921	2.345	3.917	2.214	0.004	0.130	0.022	1.868
13	130013	5.105	2.896	5.098	2.681	0.006	0.215	0.028	2.314
11	100112	2.523	1.374	2.519	1.293	0.004	0.081	0.014	1.802
100112	10011	2.519	1.293	2.519	1.293	0.000	0.000	0.145	0.000
11	10011	2.522	1.376	2.518	1.295	0.004	0.081	0.014	1.804
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000

1000102	100102	8.594	4.024	8.588	3.885	0.005	0.138	0.046	0.841
100102	10010	8.588	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.484	0.001
100010	10010	8.577	4.069	8.571	3.930	0.005	0.138	0.046	0.849
10	100010	8.590	4.271	8.585	4.046	0.005	0.223	0.046	1.328
10	1000102	8.591	4.271	8.586	4.047	0.005	0.223	0.046	1.329
204	5	4.751	2.927	4.750	2.925	0.001	0.002	0.028	0.043
5	1005	4.735	2.858	4.717	2.538	0.018	0.319	0.028	3.901
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.006	2.610	4.006	2.609	0.000	0.000	0.024	0.009
2	203	17.942	8.021	17.830	7.859	0.111	0.161	0.096	1.013
9	9009	3.429	1.902	3.428	1.876	0.001	0.026	0.019	0.399
9009	1009	3.428	1.876	3.428	1.859	0.001	0.017	0.019	0.274
208	10	29.230	15.450	29.069	15.093	0.160	0.355	0.158	1.129
10	11	11.796	6.406	11.778	6.366	0.018	0.039	0.065	0.310
2	1002	3.556	2.079	3.538	1.809	0.018	0.269	0.020	4.433
9	601	19.788	10.169	19.737	10.027	0.050	0.141	0.110	0.586
601	100601	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	12	6.699	3.941	6.686	3.911	0.013	0.030	0.038	0.412
12	10012	6.665	4.148	6.646	3.768	0.019	0.379	0.038	3.353
1	1001	3.444	1.898	3.428	1.659	0.016	0.238	0.019	3.972
8	1008	3.345	2.149	3.328	1.889	0.017	0.259	0.020	4.679
7	1007	2.800	1.602	2.788	1.429	0.011	0.172	0.016	3.560
6	6006	7.325	4.219	7.310	3.728	0.015	0.489	0.042	3.661
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.310	3.728	7.295	3.728	0.015	0.000	0.042	0.170
4	1004	2.689	1.611	2.678	1.449	0.011	0.162	0.016	3.534
9009	2009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ 2 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год

Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 144.942 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.890 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.126 МВт / 0.000 тис.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.126 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.679 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.248 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.926 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.052 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-45.911	-25.711	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	119.216	-0.25
1	Агрономічне	0.000	0.000	118.863	-0.32
202	202	0.000	0.000	118.549	-0.38
2	Петрик	0.000	0.000	116.486	-0.65
203	203	0.000	0.000	115.015	-0.90
3	Літин	0.000	0.000	115.006	-0.90
4	Кожухів	0.000	0.000	113.382	-1.07
204	204	0.000	0.000	112.906	-1.12
5	Курортна	0.000	0.000	112.862	-1.12
6	Хмільник	0.000	0.000	112.316	-1.14
7	Уланів	0.000	0.000	113.159	-1.30
8	Вишенька	0.000	0.000	114.174	-1.32
205	205	0.000	0.000	114.781	-1.29
9	Юрівка	0.000	0.000	115.127	-1.25
206	206	0.000	0.000	118.305	-0.67
207	207	0.000	0.000	120.630	-0.11
300	Козятин	-78.470	-46.222	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.499	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.377	-0.61
11	Глухівці	0.000	0.000	119.069	-0.72
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.662	-0.86
13	Сигнал	0.000	0.000	120.500	-0.19
209	209	0.000	0.000	120.501	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	119.640	-0.52
15	Калинівка	0.000	0.000	119.674	-0.52
211	211	0.000	0.000	120.969	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.589	-0.19
210	210	0.000	0.000	120.433	-0.25
16	Турбів	0.000	0.000	119.835	-0.44
1001		3.430	1.660	11.007	-3.39
1002		3.540	1.810	10.739	-3.95
2003		0.000	0.000	37.844	-2.37
1003		3.970	2.250	10.701	-3.23

1004	2.680	1.450	10.521	-3.69
1005	4.720	2.540	10.440	-4.08
2006	0.000	0.000	36.444	-4.21
1006	7.300	3.730	10.395	-4.17
1007	2.790	1.430	10.501	-4.04
1008	3.330	1.890	10.498	-4.55
2009	0.000	0.000	38.414	-1.58
1009	3.430	1.860	10.950	-1.81
20010	0.000	0.000	28.240	-1.81
10010	17.170	7.820	11.220	-2.56
10032	0.000	0.000	10.701	-3.23
200102	0.000	0.000	28.240	-1.81
100102	0.000	0.000	11.221	-2.56
10011	5.040	2.590	11.223	-2.12
100112	0.000	0.000	11.223	-2.12
10012	6.650	3.770	11.045	-3.21
20013	0.000	0.000	39.661	-1.81
10013	9.010	4.860	11.298	-1.99
200132	0.000	0.000	39.661	-1.81
100132	0.000	0.000	11.298	-1.99
20014	0.000	0.000	28.242	-1.83
10014	11.800	6.050	11.289	-1.81
200142	0.000	0.000	28.242	-1.83
100142	0.000	0.000	11.290	-1.81
20015	0.000	0.000	39.746	-1.33
10015	6.870	3.330	11.318	-1.64
200152	0.000	0.000	39.746	-1.33
100152	0.000	0.000	11.318	-1.64
20016	0.000	0.000	39.725	-1.34
10016	4.720	2.540	11.320	-1.54
200162	0.000	0.000	39.725	-1.34
100162	0.000	0.000	11.321	-1.54
3003	0.000	0.000	113.039	-2.37
6006	0.000	0.000	108.857	-4.21
9009	0.000	0.000	114.741	-1.58
100010	0.000	0.000	118.100	-1.81
1000102	0.000	0.000	118.100	-1.81
130013	0.000	0.000	118.259	-2.03
1300132	0.000	0.000	118.677	-1.59
140014	0.000	0.000	118.107	-1.83
1400142	0.000	0.000	118.112	-1.83
150015	0.000	0.000	118.437	-1.66
1500152	0.000	0.000	118.740	-1.34
160016	0.000	0.000	118.705	-1.35
1600162	0.000	0.000	118.453	-1.56
601	19.730	10.110	114.549	-1.52
602	11.190	6.340	111.360	-1.09
603	-20.500	0.000	111.623	-0.97
604	13.520	7.300	111.703	-1.13
100601	0.000	0.000	10.956	-1.52
100602	0.000	0.000	10.651	-1.09
100603	0.000	0.000	10.676	-0.97
100604	0.000	0.000	10.684	-1.13

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.510	0.963	1.508	0.908	0.002	0.055	0.009	2.050
3003	1003	1.508	0.908	1.506	0.876	0.002	0.032	0.009	1.239
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.152	-0.000
3	10032	2.471	1.512	2.462	1.372	0.009	0.139	0.015	3.286
100	201	28.493	19.129	28.155	18.724	0.336	0.404	0.163	1.785
201	1	28.155	19.016	28.094	18.927	0.061	0.089	0.164	0.354
1	202	24.638	17.059	24.590	16.990	0.048	0.069	0.145	0.315
202	2	24.590	17.346	24.243	16.929	0.345	0.416	0.146	2.068
203	4	16.475	13.021	16.280	12.787	0.194	0.233	0.105	1.638
4	204	13.580	11.505	13.531	11.447	0.048	0.058	0.090	0.478
204	6	8.780	8.814	8.738	8.764	0.042	0.050	0.064	0.590
6	7	-2.920	-8.157	-2.964	-8.210	0.044	0.053	-0.044	-0.836
7	8	-5.775	-9.119	-5.830	-9.198	0.055	0.079	-0.055	-1.014
8	205	-9.186	-10.850	-9.230	-10.913	0.043	0.062	-0.072	-0.608
205	9	-9.230	-10.611	-9.250	-10.649	0.021	0.038	-0.071	-0.348
9	206	-32.526	-22.416	-33.188	-23.374	0.659	0.954	-0.198	-3.198
206	207	-33.188	-22.648	-33.612	-23.423	0.422	0.772	-0.196	-2.332
207	300	-33.612	-23.011	-33.672	-23.144	0.060	0.133	-0.195	-0.370
300	209	22.271	11.471	22.216	11.351	0.054	0.120	0.119	0.500
209	14	6.371	3.228	6.344	3.168	0.027	0.060	0.034	0.865
14	16	-4.151	-1.122	-4.157	-1.130	0.005	0.008	-0.021	-0.196
16	210	-8.936	-3.466	-8.969	-3.513	0.033	0.047	-0.046	-0.601
210	200	-8.969	-3.042	-8.978	-3.054	0.009	0.013	-0.045	-0.157
200	211	-8.978	-2.639	-8.997	-2.675	0.020	0.036	-0.045	-0.380
211	100	-8.997	-2.333	-8.999	-2.336	0.002	0.003	-0.044	-0.031
16	160016	1.620	0.904	1.619	0.870	0.001	0.034	0.009	1.159
160016	20016	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	200162	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.016	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.404	0.000	0.005	-0.005	-0.217
16	1600162	3.106	1.757	3.104	1.676	0.002	0.080	0.017	1.422
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.004	0.000	0.023	0.093
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.235	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.003	0.004	0.360
14	140014	5.904	3.204	5.899	3.029	0.005	0.174	0.032	1.589
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.909	3.192	5.904	3.017	0.005	0.174	0.032	1.583
1400142	100142	5.907	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.032	0.076
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.338	0.001
140014	10014	5.895	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.032	0.075
15	150015	3.158	1.563	3.156	1.484	0.002	0.079	0.017	1.281
150015	20015	-1.515	-0.543	-1.516	-0.553	0.000	0.010	-0.008	-0.301
20015	200152	-1.516	-0.553	-1.516	-0.553	0.000	0.000	-0.023	-0.000
1500152	200152	1.516	0.553	1.516	0.553	0.000	0.000	0.008	0.019
15	1500152	3.718	1.938	3.717	1.870	0.002	0.068	0.020	0.961
1500152	100152	2.200	1.317	2.200	1.300	0.001	0.016	0.012	0.423
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.130	0.000
150015	10015	4.671	2.027	4.666	2.027	0.005	0.000	0.025	0.106
14	15	-1.423	-1.393	-1.423	-1.394	0.000	0.001	-0.010	-0.034
15	100	-8.364	-4.124	-8.419	-4.245	0.055	0.121	-0.045	-1.331
13	1300132	3.921	2.345	3.917	2.214	0.004	0.130	0.022	1.868
1300132	100132	2.912	1.800	2.910	1.771	0.001	0.029	0.017	0.581
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.174	0.000
130013	10013	6.103	3.086	6.094	3.086	0.009	0.000	0.033	0.137
13	130013	5.105	2.896	5.098	2.681	0.006	0.215	0.028	2.314
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.004	-0.005	-0.223

20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.016	-0.000
1300132	200132	1.005	0.414	1.005	0.410	0.000	0.004	0.005	0.223
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
100010	10010	8.577	4.069	8.571	3.930	0.005	0.138	0.046	0.849
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.588	-3.885	0.000	0.000	-0.484	-0.001
1000102	100102	8.594	4.024	8.588	3.885	0.005	0.138	0.046	0.841
10	1000102	8.591	4.271	8.586	4.047	0.005	0.223	0.046	1.329
10	100010	8.590	4.271	8.585	4.046	0.005	0.223	0.046	1.328
11	10011	2.522	1.376	2.518	1.295	0.004	0.081	0.014	1.804
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.145	-0.000
11	100112	2.523	1.374	2.519	1.293	0.004	0.081	0.014	1.802
209	13	15.845	9.200	15.845	9.200	0.000	0.000	0.088	0.001
13	208	6.757	3.557	6.757	3.557	0.000	0.000	0.037	0.001
208	300	-22.473	-11.484	-22.528	-11.606	0.055	0.122	-0.121	-0.501
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	601	19.789	10.174	19.737	10.029	0.051	0.144	0.111	0.591
203	3	4.006	2.612	4.006	2.612	0.000	0.000	0.024	0.009
601	100601	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1008	3.346	2.157	3.328	1.889	0.018	0.267	0.020	4.738
7	1007	2.800	1.609	2.788	1.429	0.012	0.179	0.016	3.617
6	6006	7.326	4.245	7.311	3.728	0.015	0.515	0.043	3.731
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.311	3.728	7.295	3.728	0.015	0.000	0.043	0.175
6	604	4.305	13.277	4.279	13.205	0.025	0.072	0.072	0.613
604	603	-9.247	6.190	-9.258	6.160	0.011	0.031	-0.057	0.074
2	203	20.676	15.336	20.481	15.053	0.194	0.282	0.127	1.478
208	10	29.230	15.450	29.069	15.093	0.160	0.355	0.158	1.129
9009	1009	3.428	1.877	3.428	1.859	0.001	0.018	0.020	0.276
603	602	11.211	6.330	11.197	6.292	0.013	0.038	0.066	0.266
602	100602	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
603	100603	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
604	100604	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4	1004	2.690	1.618	2.678	1.449	0.011	0.168	0.016	3.589
2	1002	3.556	2.085	3.538	1.809	0.018	0.275	0.020	4.469
1	1001	3.444	1.900	3.428	1.659	0.016	0.241	0.019	3.986
10	11	11.796	6.406	11.778	6.366	0.018	0.039	0.065	0.310
11	12	6.699	3.941	6.686	3.911	0.013	0.030	0.038	0.412
12	10012	6.665	4.148	6.646	3.768	0.019	0.379	0.038	3.353
204	5	4.752	2.939	4.750	2.937	0.001	0.002	0.029	0.044
5	1005	4.736	2.873	4.717	2.538	0.018	0.333	0.028	3.969
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9009	3.429	1.903	3.428	1.877	0.001	0.026	0.020	0.402

Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ 3 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год

Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 144.733 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.890 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.916 МВт / 0.000 тис.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.916 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.681 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.246 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.927 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.843 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-45.098	-22.230	121.000	0.00
201	201	0.000	0.000	119.390	-0.29
1	Агрономічне	0.000	0.000	119.073	-0.37
202	202	0.000	0.000	118.796	-0.43
2	Петрик	0.000	0.000	116.957	-0.76
203	203	0.000	0.000	115.681	-1.04
3	Літин	0.000	0.000	115.672	-1.05
4	Кожухів	0.000	0.000	114.289	-1.28
204	204	0.000	0.000	113.893	-1.34
5	Курортна	0.000	0.000	113.850	-1.35
6	Хмільник	0.000	0.000	113.442	-1.41
7	Уланів	0.000	0.000	113.707	-1.41
8	Вишенька	0.000	0.000	114.169	-1.32
205	205	0.000	0.000	114.522	-1.24
9	Юрівка	0.000	0.000	114.713	-1.19
206	206	0.000	0.000	118.105	-0.64
207	207	0.000	0.000	120.601	-0.10
300	Козятин	-79.073	-48.954	121.000	0.00
208	208	0.000	0.000	120.499	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	119.377	-0.61
11	Глухівці	0.000	0.000	119.069	-0.72
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.662	-0.86
13	Сигнал	0.000	0.000	120.500	-0.19
209	209	0.000	0.000	120.501	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	119.640	-0.52
15	Калинівка	0.000	0.000	119.674	-0.52
211	211	0.000	0.000	120.969	-0.02
200	200	0.000	0.000	120.589	-0.19
210	210	0.000	0.000	120.433	-0.25
16	Турбів	0.000	0.000	119.835	-0.44
1001		3.430	1.660	11.028	-3.42
1002		3.540	1.810	10.786	-4.03
2003		0.000	0.000	38.071	-2.50
1003		3.970	2.250	10.767	-3.35
1004		2.680	1.450	10.611	-3.85
1005		4.720	2.540	10.538	-4.26

2006	0.000	0.000	36.834	-4.42
1006	7.300	3.730	10.506	-4.37
1007	2.790	1.430	10.555	-4.13
1008	3.330	1.890	10.497	-4.56
2009	0.000	0.000	38.275	-1.52
1009	3.430	1.860	10.910	-1.75
20010	0.000	0.000	28.240	-1.81
10010	17.170	7.820	11.220	-2.56
10032	0.000	0.000	10.767	-3.35
200102	0.000	0.000	28.240	-1.81
100102	0.000	0.000	11.221	-2.56
10011	5.040	2.590	11.223	-2.12
100112	0.000	0.000	11.223	-2.12
10012	6.650	3.770	11.045	-3.21
20013	0.000	0.000	39.661	-1.81
10013	9.010	4.860	11.298	-1.99
200132	0.000	0.000	39.661	-1.81
100132	0.000	0.000	11.298	-1.99
20014	0.000	0.000	28.242	-1.83
10014	11.800	6.050	11.289	-1.81
200142	0.000	0.000	28.242	-1.83
100142	0.000	0.000	11.290	-1.81
20015	0.000	0.000	39.746	-1.33
10015	6.870	3.330	11.318	-1.64
200152	0.000	0.000	39.746	-1.33
100152	0.000	0.000	11.318	-1.64
20016	0.000	0.000	39.725	-1.34
10016	4.720	2.540	11.320	-1.54
200162	0.000	0.000	39.725	-1.34
100162	0.000	0.000	11.321	-1.54
3003	0.000	0.000	113.717	-2.50
6006	0.000	0.000	110.023	-4.42
9009	0.000	0.000	114.326	-1.52
100010	0.000	0.000	118.100	-1.81
1000102	0.000	0.000	118.100	-1.81
130013	0.000	0.000	118.259	-2.03
1300132	0.000	0.000	118.677	-1.59
140014	0.000	0.000	118.107	-1.83
1400142	0.000	0.000	118.112	-1.83
150015	0.000	0.000	118.437	-1.66
1500152	0.000	0.000	118.740	-1.34
160016	0.000	0.000	118.705	-1.35
1600162	0.000	0.000	118.453	-1.56
601	19.730	10.110	113.812	-1.44
602	11.190	6.340	113.420	-1.42
603	-20.500	0.000	113.431	-1.29
604	13.520	7.300	113.241	-1.43
100601	0.000	0.000	10.886	-1.44
100602	0.000	0.000	10.848	-1.42
100603	0.000	0.000	10.849	-1.29
100604	0.000	0.000	10.831	-1.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.510	0.962	1.508	0.908	0.002	0.054	0.009	2.043
3003	1003	1.508	0.908	1.506	0.876	0.002	0.031	0.009	1.235
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.151	-0.000
3	10032	2.471	1.510	2.462	1.372	0.009	0.138	0.014	3.275

100	201	27.680	15.648	27.391	15.300	0.288	0.347	0.151	1.612
201	1	27.391	15.593	27.338	15.517	0.053	0.076	0.152	0.317
1	202	23.882	13.650	23.842	13.592	0.040	0.058	0.133	0.278
202	2	23.842	13.950	23.551	13.600	0.290	0.349	0.134	1.846
203	4	15.819	9.759	15.668	9.578	0.150	0.181	0.093	1.401
4	204	12.968	8.304	12.932	8.261	0.036	0.043	0.078	0.399
204	6	8.180	5.639	8.154	5.607	0.026	0.031	0.050	0.454
6	7	-1.550	-2.075	-1.554	-2.080	0.004	0.005	-0.013	-0.265
7	8	-4.365	-2.980	-4.378	-2.999	0.013	0.019	-0.027	-0.466
8	205	-7.735	-4.651	-7.752	-4.676	0.017	0.025	-0.046	-0.356
205	9	-7.752	-4.376	-7.760	-4.391	0.008	0.015	-0.045	-0.193
9	206	-33.008	-24.950	-33.739	-26.009	0.728	1.054	-0.208	-3.409
206	207	-33.739	-25.284	-34.208	-26.141	0.467	0.853	-0.206	-2.503
207	300	-34.208	-25.729	-34.274	-25.877	0.066	0.147	-0.205	-0.399
9	601	21.761	18.963	21.674	18.717	0.087	0.244	0.145	0.912
601	602	1.937	8.920	1.926	8.890	0.011	0.030	0.046	0.391
602	603	-9.271	2.830	-9.279	2.810	0.007	0.021	-0.049	-0.018
603	604	11.189	2.986	11.178	2.953	0.011	0.032	0.059	0.196
604	6	-2.349	-4.054	-2.351	-4.062	0.003	0.008	-0.024	-0.202
15	150015	3.158	1.563	3.156	1.484	0.002	0.079	0.017	1.281
150015	20015	-1.515	-0.543	-1.516	-0.553	0.000	0.010	-0.008	-0.301
20015	200152	-1.516	-0.553	-1.516	-0.553	0.000	0.000	-0.023	-0.000
1500152	200152	1.516	0.553	1.516	0.553	0.000	0.000	0.008	0.019
15	1500152	3.718	1.938	3.717	1.870	0.002	0.068	0.020	0.961
1500152	100152	2.200	1.317	2.200	1.300	0.001	0.016	0.012	0.423
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.130	0.000
150015	10015	4.671	2.027	4.666	2.027	0.005	0.000	0.025	0.106
300	209	22.271	11.471	22.216	11.351	0.054	0.120	0.119	0.500
209	14	6.371	3.228	6.344	3.168	0.027	0.060	0.034	0.865
14	15	-1.423	-1.393	-1.423	-1.394	0.000	0.001	-0.010	-0.034
15	100	-8.364	-4.124	-8.419	-4.245	0.055	0.121	-0.045	-1.331
14	140014	5.904	3.204	5.899	3.029	0.005	0.174	0.032	1.589
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.909	3.192	5.904	3.017	0.005	0.174	0.032	1.583
1400142	100142	5.907	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.032	0.076
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.338	0.001
140014	10014	5.895	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.032	0.075
16	160016	1.620	0.904	1.619	0.870	0.001	0.034	0.009	1.159
160016	20016	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.005	0.045
20016	200162	1.030	0.404	1.030	0.404	0.000	0.000	0.016	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.404	0.000	0.005	-0.005	-0.217
16	1600162	3.106	1.757	3.104	1.676	0.002	0.080	0.017	1.422
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.004	0.000	0.023	0.093
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.235	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.003	0.004	0.360
14	16	-4.151	-1.122	-4.157	-1.130	0.005	0.008	-0.021	-0.196
16	210	-8.936	-3.466	-8.969	-3.513	0.033	0.047	-0.046	-0.601
210	200	-8.969	-3.042	-8.978	-3.054	0.009	0.013	-0.045	-0.157
200	211	-8.978	-2.639	-8.997	-2.675	0.020	0.036	-0.045	-0.380
211	100	-8.997	-2.333	-8.999	-2.336	0.002	0.003	-0.044	-0.031
13	1300132	3.921	2.345	3.917	2.214	0.004	0.130	0.022	1.868
1300132	200132	1.005	0.414	1.005	0.410	0.000	0.004	0.005	0.223
200132	20013	1.005	0.410	1.005	0.410	0.000	0.000	0.016	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.004	-0.005	-0.223
13	130013	5.105	2.896	5.098	2.681	0.006	0.215	0.028	2.314
130013	10013	6.103	3.086	6.094	3.086	0.009	0.000	0.033	0.137
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.910	-1.771	0.000	0.000	-0.174	-0.000
1300132	100132	2.912	1.800	2.910	1.771	0.001	0.029	0.017	0.581
11	10011	2.522	1.376	2.518	1.295	0.004	0.081	0.014	1.804
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.145	-0.000

11	100112	2.523	1.374	2.519	1.293	0.004	0.081	0.014	1.802
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1000102	100102	8.594	4.024	8.588	3.885	0.005	0.138	0.046	0.841
100102	10010	8.588	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.484	0.001
100010	10010	8.577	4.069	8.571	3.930	0.005	0.138	0.046	0.849
10	100010	8.590	4.271	8.585	4.046	0.005	0.223	0.046	1.328
10	1000102	8.591	4.271	8.586	4.047	0.005	0.223	0.046	1.329
209	13	15.845	9.200	15.845	9.200	0.000	0.000	0.088	0.001
13	208	6.757	3.557	6.757	3.557	0.000	0.000	0.037	0.001
208	300	-22.473	-11.484	-22.528	-11.606	0.055	0.122	-0.121	-0.501
6	6006	7.326	4.234	7.311	3.728	0.015	0.504	0.043	3.711
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6006	1006	7.311	3.728	7.295	3.728	0.015	0.000	0.043	0.173
4	1004	2.689	1.615	2.678	1.449	0.011	0.166	0.016	3.573
2	1002	3.556	2.083	3.538	1.809	0.018	0.273	0.020	4.458
1	1001	3.444	1.900	3.428	1.659	0.016	0.240	0.019	3.982
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1008	3.346	2.157	3.328	1.889	0.018	0.267	0.020	4.739
208	10	29.230	15.450	29.069	15.093	0.160	0.355	0.158	1.129
10	11	11.796	6.406	11.778	6.366	0.018	0.039	0.065	0.310
604	100604	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
603	100603	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
602	100602	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	12	6.699	3.941	6.686	3.911	0.013	0.030	0.038	0.412
12	10012	6.665	4.148	6.646	3.768	0.019	0.379	0.038	3.353
2	203	19.984	12.013	19.825	11.783	0.158	0.229	0.115	1.286
9	9009	3.429	1.903	3.428	1.877	0.001	0.026	0.020	0.403
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.428	1.877	3.428	1.859	0.001	0.018	0.020	0.276
204	5	4.752	2.934	4.750	2.932	0.001	0.002	0.028	0.044
5	1005	4.735	2.867	4.717	2.538	0.018	0.327	0.028	3.949
203	3	4.006	2.611	4.006	2.611	0.000	0.000	0.024	0.009
601	100601	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1007	2.800	1.607	2.788	1.429	0.012	0.177	0.016	3.606
