


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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

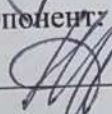
«Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства "Вінницяобленерго" з аналізом особливостей експлуатації обладнання підстанцій»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕСМ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»
(номер і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Сікорський О.В.
(прізвище та ініціали)

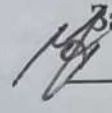
Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Томашевський Ю.В.
(прізвище та ініціали)

« 03 » чудне 2023 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕСЕМ
 Кuzміна М. В.
(прізвище та ініціали)

« 12 » чудне 2023 р.

Допущено до захисту

 Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)
« 04 » чудне 2023 р.

Вінниця ВНТУ – 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

18 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Сікорському Олександрові Вікторовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства "Вінницяобленерго" з аналізом особливостей експлуатації обладнання підстанцій»

1. Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Томашевський Ю.В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 585 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 5. Оцінювання балансу потужностей. 6. Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ. 7. Економічна частина. визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. 8. Аналіз особливостей експлуатації обладнання підстанцій. 9. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Структура роботи. 3. Граф існуючого фрагменту мережі. 4. Параметри існуючої мережі. 5. Варіанти розвитку схеми. 6. Схема оптимального варіанту. 7. Основні техніко-економічні показники. 8. Основні етапи експлуатації обладнання. 9. Структура пошкоджень. 10. Причини пошкоджень силового обладнання. 11. Пошкодження трансформаторів. 12. Технічне обслуговування трансформаторів. 10. Розрахунок заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		П. м.
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	вс
2.	Прогнозування електричних навантажень	21.09.23	25.09.23	вс
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	26.09.23	03.10.23	вс
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	04.10.23	11.10.23	вс
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	18.10.23	25.10.23	вс
6.	Оцінювання балансу потужностей	03.11.23	10.11.23	вс
7.	Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ	15.11.23	18.11.23	вс
8.	Економічна частина. визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	19.11.23	20.11.23	вс
9.	Аналіз особливостей експлуатації обладнання підстанцій	21.11.23	25.11.23	вс
10.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	26.11.23	30.11.23	вс
11.	Оформлення пояснювальної записки	01.12.23	03.12.23	вс
12.	Оформлення презентації	04.12.23	05.12.23	вс

Студент

підпис

Сікорський О.В.

Керівник

підпис

Томашевський Ю.В.

АНОТАЦІЯ

Сікорський Олександр Вікторович «Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства "Вінницяобленерго" з аналізом особливостей експлуатації обладнання підстанцій». Магістерська кваліфікаційна робота. - Вінниця: ВНТУ – 2023. 98 с. /На укр. мові. Бібліогр.: 21 назв; рис.: 15; табл. 31.

В роботі проведено моделювання розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ. Оптимальну схему було отримано симплекс-методом.

Отримана мережа пройшла певну перевірку за такими режимними параметрами: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. За результатами оцінено доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримки робочого рівня напруги в максимальному, аварійному режимі. та розраховано максимальні режими навантаження.

Проведено аналіз умов експлуатації електрообладнання електричних підстанцій.

Ключові слова: електрична мережа, трансформатор, відкрита розподільна установка.

ABSTRACT

Oleksandr Sikorskyi "Development of a fragment of the electrical network of the joint-stock company "Vinnytsiaoblenergo" with an analysis of the features of operation of substation equipment." Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU - 2023. 98 p. / In Ukrainian speech Bibliography: 21 titles; Fig.: 15; table 31.

In the work, modeling of the development of the 110/35/10 kV electric network was carried out. The optimal scheme was obtained by the simplex method.

The resulting network passed a certain check according to the following mode parameters: voltages at the nodes, currents and powers in the network sections, etc. According to the results, the expediency of using voltage regulation devices to maintain the working voltage level in the maximum, emergency mode was assessed. and the maximum load modes are calculated.

The analysis of the operating conditions of electrical equipment of electrical substations was carried out.

Key words: electrical network, transformer, open switchgear.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	12
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	15
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Лінеаризація цільової функції	17
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	20
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ.....	25
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	25
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку ЕМ	29
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	30
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	33
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	35
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	35
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	36
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	37
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	41
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	41
7 РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕМ	43
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	43
7.2. Регулювання напруги у мережі	44
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	48
9 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ..	69
9.1 Експлуатаційне обслуговування підстанції.....	70
9.2. Види ремонту основного електроустаткування.....	72

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	79
10.1 Задачі розділу	79
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	80
10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках.....	81
10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	83
10.4.1 Мікроклімат	83
10.4.2 Склад повітря робочої зони.....	83
10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення	84
10.4.4 Штучне освітлення.....	84
10.4.5 Виробничий шум.....	85
10.4.6 Виробнича вібрація	85
10.5 Розрахунок захисного заземлення.....	86
10.6 Пожежна безпека.....	92
ВИСНОВКИ.....	96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	97
ДОДАТКИ.....	99
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи	100
Додаток Б Технічне завдання МКР	101
Додаток В Результати розрахунку режиму тах навантажень вхідної ЕМ	104
Додаток Г Результати розрахунку режиму тах навантаженьпісля розвитку ЕМ..	108
Додаток Д Результати розрахунку режиму міні навантажень після розвитку ЕМ .	112
Додаток Е Результати розрахунку режиму післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ.....	116
Додаток Є Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після встановлення БСК та регулювання РПН на споживальнихпідстанціях.....	120
Додаток Ж Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ	124
Додаток З Ілюстративна частина	145

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;

АТ – автотрансформатор;

БТ – блочний трансформатор;

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакумуляююча електрична станція;

ГЕС – гідравлічна електрична станція;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;

ОЕС – об'єднана електроенергетична система;

ПС – підстанція;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Перспективним напрямком розвитку паливно-енергетичного комплексу України є розвиток енергетики відповідно до потреб економіки держави. В Україні ухвалено на перспективу та на період до 2030 року Енергетичну стратегію, в якій визначено такі основні завдання: інтеграція об'єднаної енергетичної системи України з європейською при послідовному нарощуванні експорту енергоносіїв; зміцнення позицій України як транзитера нафти і газу; створення середовища для якісного та постійного задоволення потреби в енергетичних продуктах; підвищення рівня енергетичної безпеки держави; зниження рівня енерговитрат у виробництві; зменшення навантаження на навколишнє середовище внаслідок діяльності людини. У цьому відношенні метою Енергетичної стратегії є визначення шляхів та створення середовища для безпечного, ефективного, надійного та сталого функціонування енергетики. Відповідно, Енергетична стратегія визначає шляхи вирішення низки енергетичних проблем: раціональне забезпечення країни паливно-енергетичними ресурсами, стабільне енергозабезпечення всіх сторін життєдіяльності суспільства, суттєве підвищення рівня енергоефективності, зниження вплив енергетики на навколишнє середовище. Все це забезпечить високий рівень життя громадян України. Конкретні цілі та пріоритети Енергетичної стратегії України суттєво визначають перехід української енергетики до якісно нової, загальноприйнятої моделі сталого розвитку та враховують інші сучасні тенденції розвитку енергетичного сектору, насамперед глобалізацію енергетичні процеси, заходи, спрямовані на поліпшення технічного стану енергетичних підприємств: забезпечення ефективності роботи та ефективного використання наявних виробничих потужностей завдяки регулярним ремонтним роботам і суворому дотриманню технологічної дисципліни; забезпечення оновлення та продовження терміну експлуатації основних фондів шляхом реконструкції, модернізації обладнання та замінного ремонту; більш рішуче проводити комп'ютеризацію енергетичного комплексу; припинити розкрадання енергоносіїв та комплектуючих пристроїв шляхом впровадження ефективних систем

обліку та контролю на всіх технологічних етапах – виробництві, транспортуванні, споживанні. Ці загальні вимоги мають бути визначені та адаптовані до умов кожного енергетичного сектора. Стратегія передбачає розвиток національної економіки за трьома сценаріями розвитку (песимістичним, ймовірним (базовим), оптимістичним) [1, 2].

Прийняття Україною міжнародних зобов'язань щодо скорочення викидів шкідливих речовин в атмосферне повітря зумовлює запровадження жорстких нормативів викидів та зобов'язує вживати радикальних заходів щодо значного зменшення забруднення навколишнього середовища об'єктами ПЕК. Виробничі потужності України потребують змін. З метою підвищення ефективності електричних мереж передбачається використання в полімерній ізоляції кабельних ліній 110-330 кВ, електро- та газового обладнання закритих підстанцій, впровадження найсучасніших засобів релейного захисту та автоматики тощо. успішного розвитку енергетичного сектору країни, експерти галузі визначили найважливіші завдання та проблеми, які актуально хвилюють сучасні комунальні підприємства та ПЕК в цілому, позбавляючи їх можливості нормально функціонувати. Але перш за все невідкладні дії, спрямовані на забезпечення надійності енергосистеми, пов'язані з проблемами експлуатації енергетичного обладнання. Перш за все, це невідкладні дії, спрямовані на покращення технічного стану об'єктів енергетики. Діяльність цього класу включає ті, які безпосередньо пов'язані з усіма філіями РЕК. На всіх підприємствах енергетики необхідно забезпечити робочий стан наявних генеруючих потужностей та їх ефективне використання шляхом своєчасного проведення регламентованих ремонтних робіт та суворого дотримання технологічної дисципліни. Необхідно забезпечити оновлення та продовження терміну служби основних фондів шляхом проведення робіт з реконструкції (модернізації) обладнання та ремонту із заміною найбільш зношених вузлів і деталей, необхідно відновити матеріальної бази та стабілізації діяльності енергетичної галузі [3].

Отже, виконання аналізу особливостей експлуатації обладнання підстанцій є актуальною науково-прикладною задачею.

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту

електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та аналіз особливостей експлуатації обладнання підстанцій.

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

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

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

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

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

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Аналітичний вираз, за яким визначають залежність максимальної потужності від часу дозволяє знайти метод найменших квадратів, що є з найменшим відхиленням. Цей метод дає можливість замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ таким 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' виконується за рахунок мінімізації виразу, що записаний 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 остаточний варіант системи лінійних рівнянь за яким виконують визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

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

Після підстановки вхідних даних в систему (1.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 878, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1770728. \end{cases}$$

звідки $a' = -5765,5$ $b' = 2,903$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,903T - 5765,5$$

Використовуючи табличний процесор Microsoft Excel, отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 1.1).

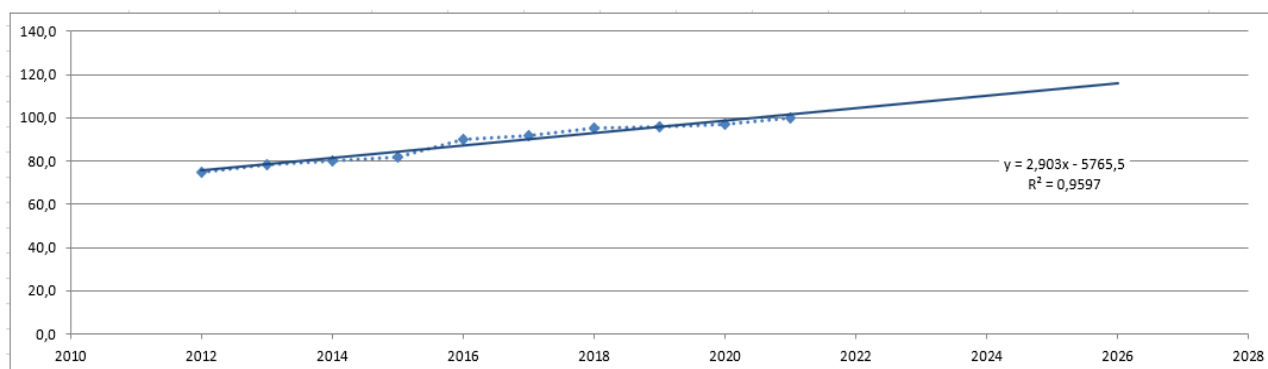


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежності максимального навантаження від часу T

Виконавши аналіз даного графіка (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозування на 2026 рік зросте до 116,0%, що на 16,0% більше проектної потужності електричних мереж. Тому необхідно здійснити заходи щодо забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозованих режимів роботи технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунків режиму максимального навантаження існуючої мережі (додаток В) з урахуванням прогнозу відобразили, що напруги у всіх вузлах відповідають допустимим значенням або можуть бути знижені до них за допомогою існуючих регулюючих пристроїв.

Перевірка відповідності струмових навантажень на лініях електропередач і трансформаторах свідчить про те, що основне обладнання працює в режимах або економічних або близьких до них.

Втрати електроенергії в електричній мережі є відносно не великими. А саме:

- в лініях електропередачі – 0,9 МВт;
- в трансформаторах – 0,815 МВт з них холостого ходу 0,52 МВт та навантажувальні 0,295 МВт.

Була виконана перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі, а також трансформаторів яка показує, що експлуатація основного обладнання відбувається у економічних режимах, або близьких до них табл. 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

Ділянка	7-204	12-206	4-5	2-1
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-185	АС-185
Допустимий струм, А	125	150	200	200
Розрах. струм, А	81	59	68	50

У районі, в якому планується розвиток електричної мережі лінії електропередач вже існуючої мережі мають достатній запас пропускної здатності для транспортування електричної енергії новим споживачам та для забезпечення відповідних рівнів напруг у вузлах (табл. 1.2).

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	10	11
Напруга вузла	114,99	114,96	114,9

Аналіз результатів по розрахунку режиму максимального навантаження показує, що струмове навантаження ЛЕП напругою 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електричної енергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін в існуючі мережі [3, 4].

Виходячи з розрахованих рівнів напруги на шинах підстанції, які розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2) всі вони надають можливість приєднання

додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна виконати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруги в потенційних вузлах підключення знаходяться в оптимальних межах.

На території, де планується розширення електромереж, лінії електропередач існуючої мережі мають достатній запас потужності для передачі електроенергії новим споживачам.

Тому на основі розрахункових даних спочатку вибираємо потенційні вузли, до яких можна підключати нові станції. Такими підстанціями за варіантами є: вузол № 2 - тяговий Сосонка напругою 114,99 кВ; вузол № 10 Плисків з рівнем напруги 114,96 кВ.

Після оцінювання розташування нових ПС та їх близькості до діючої мережі була створена максимальна діаграма на рис. 1.2, яка показує всі можливі можливості підключення нових ПС.

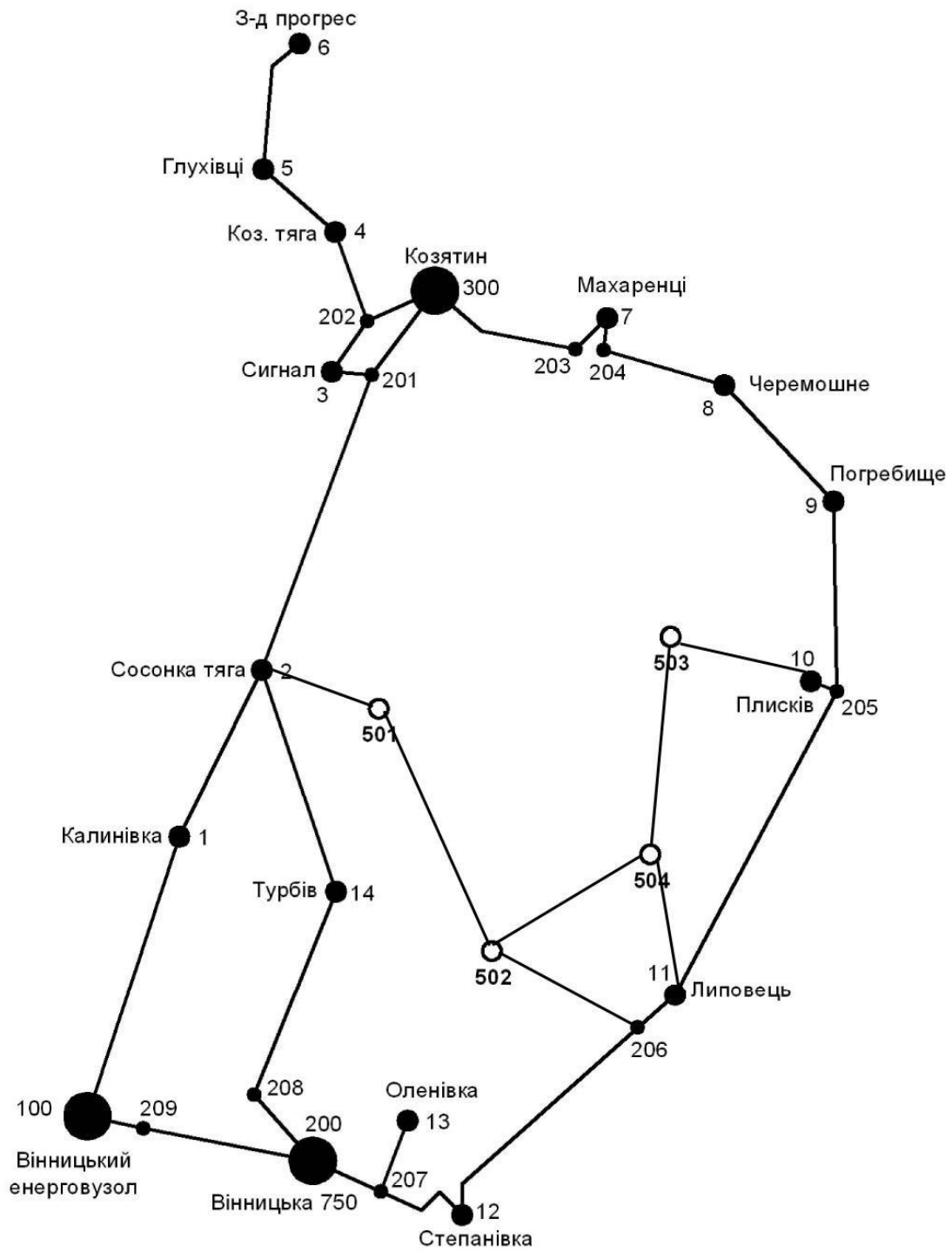


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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.

Одночасно вирішення таких 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 [4].

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 $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відображає процес розвитку електричної мережі, може подаватися 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 B_i можна записати:

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції (який 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 [6] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3862 год/рік для $T_{нб} = 5400$ год/рік); C_0 – вартість 1кВт· год втраченої електричної енергії було прийнято 2,65 грн/кВт· год; r_{0i} – активний опір, що 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 квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
2	501	1,6	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	1,532	5793,3
206	502	2,2	15,4	110	1573,680	0,131	7755,1	2,107	7965,8
10	503	1,8	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,724	6517,4
11	504	1,8	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,724	6517,4
501	502	3,5	24,5	110	1573,680	0,131	12337,7	3,352	12672,8
502	504	2,4	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	2,298	8689,9
504	503	2,9	20,3	110	1573,680	0,131	10222,6	2,777	10500,3

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

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 лінеаризованої цільової функції дисконтних витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. P, 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 (лінійн афн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
2-501	1,6	14,3	5954,4	5894,7	6020,4	415,7	5954,4	5359,0	6549,8
206-502	2,2	14,3	8187,3	8105,2	8278,1	571,6	8187,3	7368,6	9006,0

- II-ий етап СМ полягає в оптимізації цільової функції, на базі використання Симплекс-алгоритму(СА), що отримана в результаті I-го етапу.

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

1. Змінними x_i , які оптимізуються, є потужності в лініях мережі;
2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_j функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Оскільки, створення моделі здійснювалось із урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати і 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	
	2-501	206-502	10-503	11-504	501-502	502-501	502-504	504-502	504-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,86	17,86
502	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	4,87	4,87
503	0	0	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	-14,00	-14,00
504	0	0	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	5,91	5,91
Коефіцієнти цільової функції	1545,920	2125,640	1739,162	1739,160	3381,705	3381,705	2318,880	2318,880	2801,984	1744,716							0,000
Потужності ЛЕП																	
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		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		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	
	2-501	206-502	10-503	11-504	501-502	502-501	502-504	504-502	504-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,86	0,00
502	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	4,87	0,00
503	0	0	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	-14,00	0,00
504	0	0	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	5,91	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1545,920	2125,640	1739,162	1739,160	3381,705	3381,705	2318,880	2318,880	2801,984	1744,716							76685,825
Потужності ЛЕП	14,647	0,000	0,000	0,000	0,000	3,214	0,000	8,085	0,000	14,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	12337,652	0,000	8460,104	0,000	10222,626	0,000	0,000	0,000	0,000			36660,453
Змінні складові витрат	328,683	0,000	0,000	0,000	0,000	34,622	0,000	150,234	0,000	544,301	0,000	0,000	0,000	0,000			1057,840
Дисконтовані витрати, тис. грн																	37718,293

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення усіх коефіцієнтів цільової функції при зміні перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	2-501	206-502	10-503	11-504	501-502	502-501	502-504	504-502	504-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,86	0,00
502	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	4,87	0,00
503	0	0	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	-14,00	0,00
504	0	0	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	5,91	0,00
Коефіцієнти цільової функції	407,519	2125,640	1739,162	1739,160	3381,705	3849,439	2318,880	1064,960	2801,984	769,066							37718,287
Потужності ЛЕП	14,647	0,000	0,000	0,000	0,000	3,214	0,000	8,085	0,000	14,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	5640,070	0,000	0,000	0,000	0,000	12337,652	0,000	8460,104	0,000	10222,626	0,000	0,000	0,000	0,000			36660,453
Змінні складові витрат	328,683	0,000	0,000	0,000	0,000	34,622	0,000	150,234	0,000	544,301	0,000	0,000	0,000	0,000			1057,840
Дисконтовані витрати, тис. грн																	37718,293

Рисунок 2.3 – Скориговані вартісні коефіцієнти через зміну перетоків потужності по лініях (друга ітерація)

У таблиці на рис. 2.2 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.4.

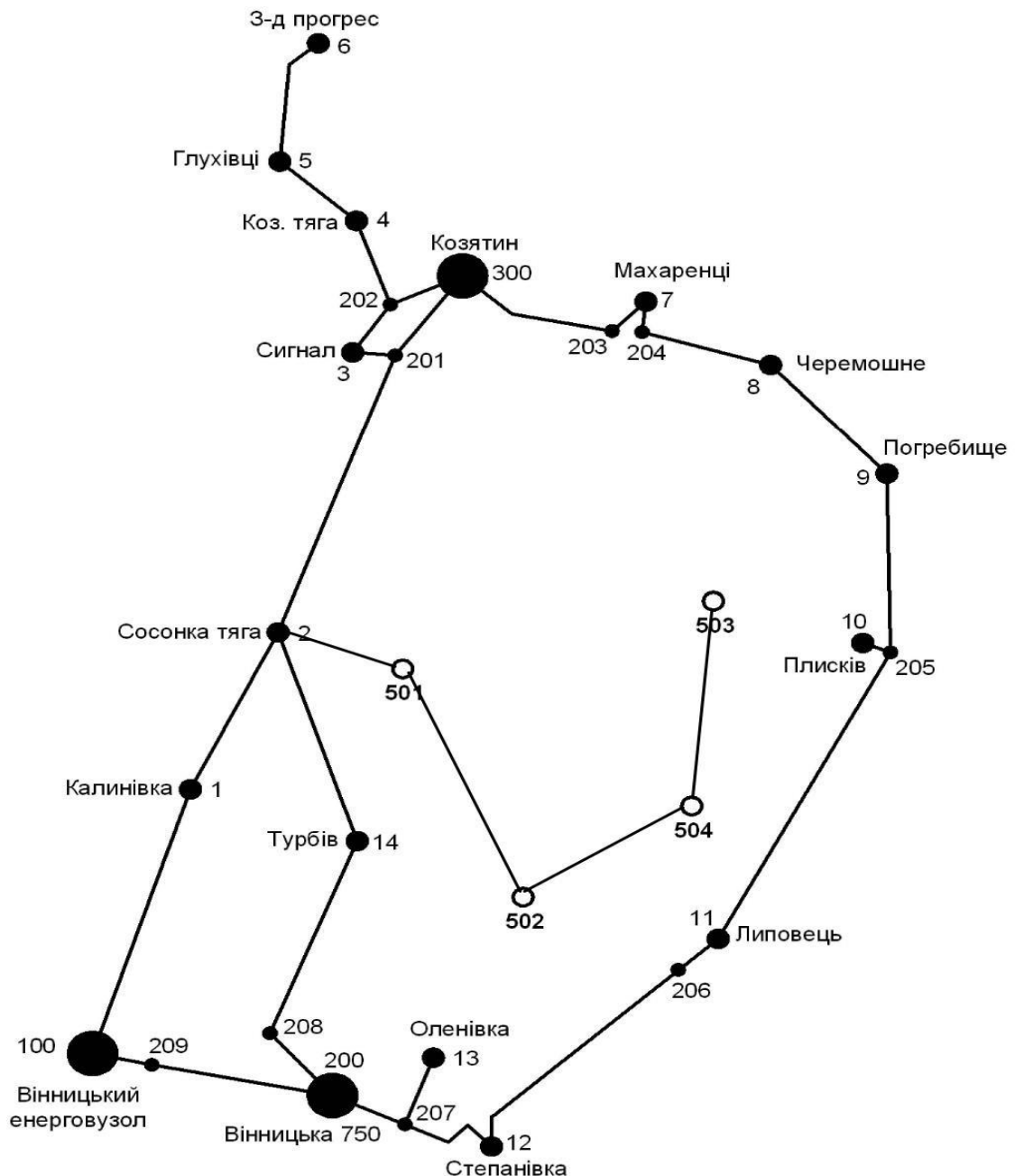


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

Однак дана схема не забезпечує заданої категорії надійності для нових споживачів, тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові лінії електропередач або будувати додаткові лінії для створення замкнутих ланцюгів.

Тому було вирішено побудувати додаткову лінію електропередач між вузлами 10-503, таким чином забезпечивши кожного реципієнта енергією від двох незалежних джерел енергії.

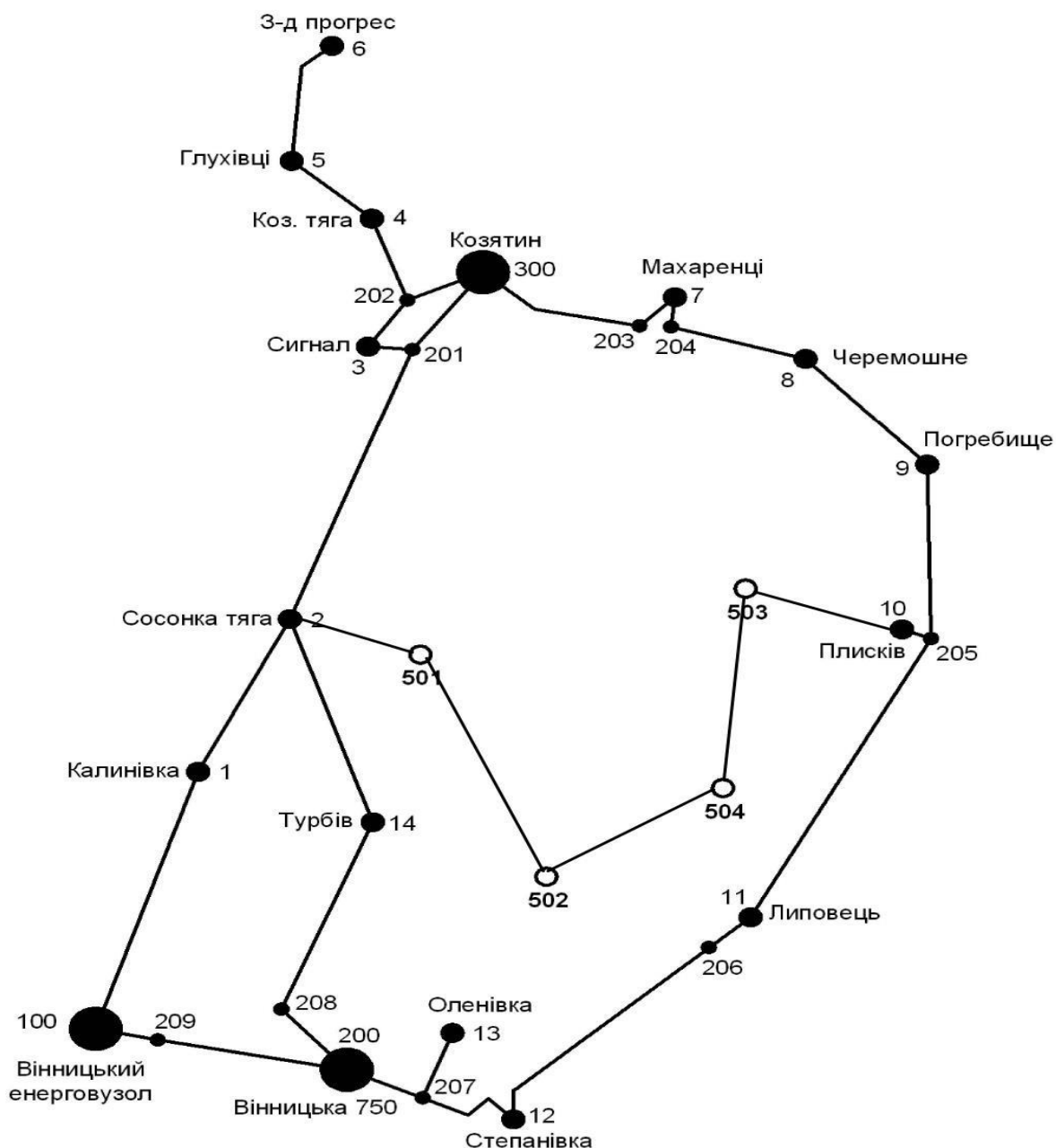


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема електричної мережі із забезпеченням споживачів першої категорії по надійності

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 2-503 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 оптимізаційних задач в енергетиці, пов'язаних зі створенням планів перспективного розвитку ЕМ, які потребують врахування фактору часу та лінійних і нелінійних методів оптимізації, використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування є нелінійним методом програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатоетапний процес для функцій багатьох змінних. У динамічному програмуванні операція поділяється на серію послідовних кроків, кожен з яких оптимізує функцію однієї змінної [9].

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж треба забезпечити можливість електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться впродовж двох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту приймаємо три основних пунктів живлення: 2, 13 та 14 у відповідності до яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Цільову функцію запишемо так:

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

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

Для розв'язування потрібних задач (3.1) можна використати методи

нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

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

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

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

Тобто, витрати першого року розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Отриманий таким чином варіант матиме оптимальні дисконтовані витрати.

Проте, оскільки на попередньо не відомо, якими будуть варіанти наступного року, тому отриманий розв'язок є наближений і вимагає уточнення.

На другому етапі треба рухатися від останнього року до першого, уточнюючи параметри електричної мережі та траєкторії її оптимального будівництва за критерієм (3.3).

Під час постановки задачі динамічного програмування, використовують цільову функцію (3.1), при чому функція витрат B_t може бути і лінійною і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i отримують в Excel. Також враховуються обмеження на

максимальну довжину ЛЕП, яка будується протягом року: $L_{\max} \leq 25$ км, а ще обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки треба забезпечити енергопостачання вузлів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік неможливо вводити більше як 30 км ліній, то очевидно, що під час першого року розвитку виконується будівництво ліній тільки для одного або двох споживачів, а під час другого року – наступних двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 203-502, 204-501. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{2-501} + \Delta L_{10-503} = 11,2 + 12,6 = 23,8 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються V_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми електричної системи впродовж першого року виконуються аналогічно. Результати таких розрахунків показано в табл.3.1.

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

Для 1 варіанту на другому році розвитку будуємо одноланцюгові лінії 501- 502. 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 враховують обмеження по введеній довжині лінії.

Для 1 варіанту на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 504-503. Результати розрахунків подано в табл.3.3.

Для варіанту 1 на четвертому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 502-504. Результати розрахунків подано в табл.3.4.

Для варіанту 1 на п'ятому році розвитку будівництво не відбувається, але для варіантів 2-3 будівництво продовжуватиметься. Результати розрахунків подано в табл.3.4.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Vt	Вартість
1	1	2-501	11,2	15,8	23,8	20 158,08	42 367,24	35 306,04	35 306,04
		10-503	12,6	0,86		22 209,17			
	2	2-501	11,2	15,8	11,2	14 962,37	20 158,08	20 158,08	16 798,40
	3	10-503	12,6	0,86	12,6	13 594,20	22 209,17	22 209,17	18 507,64

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Vt	Вартість
2	11	501-502	24,5	2,11	24,5	43 198,08	43 198,08	29 998,67	65 304,70
	12	504-503	20,3	13,05	20,3	36 295,83	36 295,83	25 205,44	60 511,47
	21	10-503	12,6	0,86	12,6	22 209,17	22 209,17	15 423,03	32 221,43
	31	2-501	11,2	15,8	11,2	20 158,08	20 158,08	13 998,66	32 506,30

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Vt	Вартість
3	111	504-503	20,3	13,05	20,3	36 295,83	36 295,83	25 205,44	90 510,14
	121	501-502	24,5	2,11	24,5	43 198,08	43 198,08	29 998,67	90 510,14
	211	501-502	24,5	2,11	24,5	43 198,08	43 198,08	29 998,67	62 220,10
	212	504-503	20,3	13,05	20,3	36 295,83	36 295,83	25 205,44	57 426,87
	311	501-502	24,5	2,11	24,5	43 198,08	43 198,08	29 998,67	62 504,97
	312	504-503	20,3	2,00	20,3	35 791,33	35 791,33	24 855,09	57 361,39

Таблиця 3.4 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Vt	Вартість
4	1111	502-504	16,8	7,02	16,8	29 734,09	29 734,09	20 648,67	111 158,82
	1211	502-504	16,8	7,02	16,8	29 734,09	29 734,09	20 648,67	111 158,82
	2111	504-503	20,3	13,05	20,3	36 295,83	36 295,83	25 205,44	87 425,54
	2121	501-502	24,5	2,11	24,5	43 198,08	43 198,08	29 998,67	87 425,54
	3111	504-503	20,3	13,05	20,3	36 295,83	36 295,83	25 205,44	87 710,41
	3121	501-502	24,5	2,11	24,5	43 198,08	43 198,08	29 998,67	87 360,06

Таблиця 3.5 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
5	21111	502-504	16,8	7,02	16,8	29 734,09	29 734,09	20 648,67	108 074,21
	21211	502-504	16,8	7,02	16,8	29 734,09	29 734,09	20 648,67	108 074,21
	31111	502-504	16,8	7,02	16,8	29 734,09	29 734,09	20 648,67	108 359,08
	31211	502-504	16,8	7,02	16,8	29 734,09	29 734,09	20 648,67	108 008,73

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 3.5 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 21111. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 221 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 змінює перетоки потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.5.

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

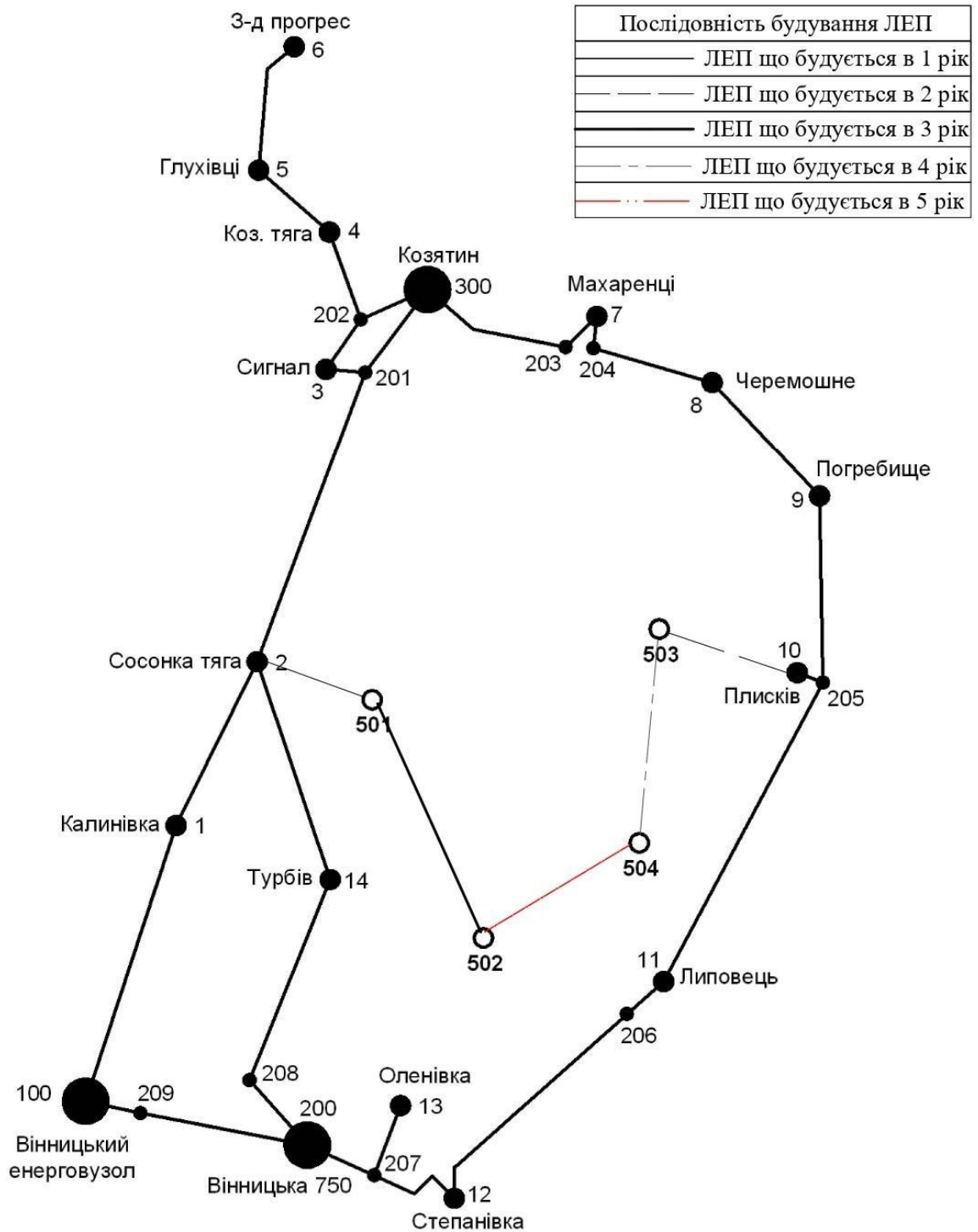


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначаємо розрахункові струми у всіх вітках відповідно до оптимального варіанту за формулою (3.5):

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

$$I_{\text{розр}2-501} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{л}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{20,1}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 137,5 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2,44}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 16,6 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7,08}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 48,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}504-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 94,6 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}10-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 33,6 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7,99}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 27,28$$

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

Визначимо щільність струму для заданого часу заданого часу використання максимуму навантаження:

Вибираємо переріз проводів та параметри лінії за приведеною в [3] таблицею.

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

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 5 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

- 1й – розрив лінії 2-501;
- 2й – розрив лінії 501-502;
- 3й – розрив лінії 502-504;
- 4й – розрив лінії 504-503;
- 5й – розрив лінії 503-10;

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
8-504	0	72	52	30	50	26	129	390	37,28	АС-120/19
501-504	72	0	21	42	24	46			68,12	АС-120/19
204-501	77	25	0	72	133	58			85,41	АС-120/19
502-501	25	7	50	0	82	19			27,64	АС-120/19
203-502	104	85	129	80	0	97			143,69	АС-120/19
503-502	37	37	37	37	38	37			27,29	АС-120/19

Згідно ПУЕ [6] мережу 110кВ рекомендується виконувати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

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

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Детальний аналіз можливості систематичного перевантаження обладнання понижувальних трансформаторів підстанції в нормальних режимах з урахуванням фактичного графіка та початкового коефіцієнта завантаження, а також температури навколишнього середовища не входить до завдання цього проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторних пристроїв понижувальних станцій може вибиратися з умов допустимого перевантаження в післяаварійних станах на 40% на тривалість загального добового максимуму, що триває не більше 6 год. на термін не більше 5 днів [11].

Трансформатори підбираються за такими критеріями:

1. Якщо в навантаженні підстанції присутні споживачі 1 категорії, кількість встановлених трансформаторів має бути не менше двох.

2. На підстанціях, що забезпечують електропостачання споживачів 2-3-ї категорій, допускається встановлення 1-го трансформатора за наявності в зоні мережі централізованого пересувного резерву трансформатора та можливості заміни пошкодженого трансформатора не більше ніж за 1 добу. що сьогодні цілком можливо.

За наступними формулами виконуємо вибір трансформаторів:

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

де n_T - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції; Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_i = \frac{20.53}{1.4 \cdot (2-1)} = 14.66 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні обираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

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

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

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

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{31.маx} = \frac{5,68}{2 \cdot 16} = 0,49 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{33.маx} = \frac{14}{2 \cdot 16} = 0,44 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{32.маx} = \frac{5,47}{2 \cdot 6,3} = 0,35 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{34.маx} = \frac{5,4}{2 \cdot 6,3} = 1,22 \leq 0,7 - 0,8$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , 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 проводився аналогічно, результати чого подано в табл.4.1.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі плану підстанції слід враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та місця розташування підстанції в електричній мережі (ЛЕП і трансформаторів).

З огляду функціональності ПС в електромережах, схема повинна:

- забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах за категорією надійності електропостачання пристрою, що живиться, з урахуванням наявності автономного аварійного джерела живлення;

- забезпечувати надійність проходження струму через ПС в нормальному режимі, ремонтному режимі та післяаварійному режимі в залежності від значень окремих ділянок мережі.

- враховувати поступовий розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі та ін. Принцип поетапного розвитку підстанції та її головний план повинні ґрунтуватися на найпростішому та найекономічнішому. Споживачі мають йти за розвитком підстанцій з мінімальним енергопостачанням без капітальних робіт з реконструкції існуючих об'єктів і враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

При будівництві нової підстанції напругою від 6 кВ до 750 кВ необхідно передбачити схему мережі, зазначену в таблиці. 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих ланцюгів комутаційними елементами та насичення їх додатковими елементами, що сприяють підвищенню надійності роботи та безпеки обслуговування підстанцій, передбачено СОУ-НЕС 20.178-2008 «Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій» має виконуватися відповідно до вимог з Напруга від підстанції від 6 кВ до 750 кВ. »

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502, 503, 504 встановлюють по 2 трансформатори і кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то

для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему «Місток» з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів (рис 5.1).

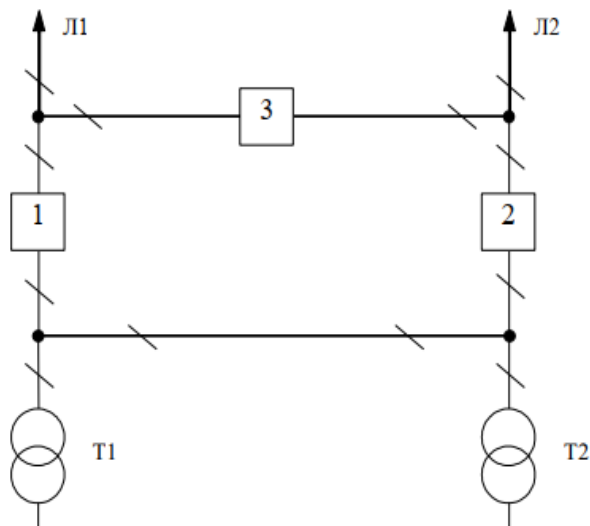


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502, 503, 504

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано вузол 2 ПС «Сосонка тяга» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити вимикач для нового приєднання. Наступним місцем, що забезпечує живлення нових підстанцій є вузол 10 ПС «Плисків». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Плисків» (вузол 10) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію, шляхом додавання одного приєднання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП.

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) передбачає визначення математичних очікувань кількості відключень обладнання та 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. Для аналізу надійності мережі що проектується було обрано вузол 503 в якому встановлено СЕС. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-4 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.2).

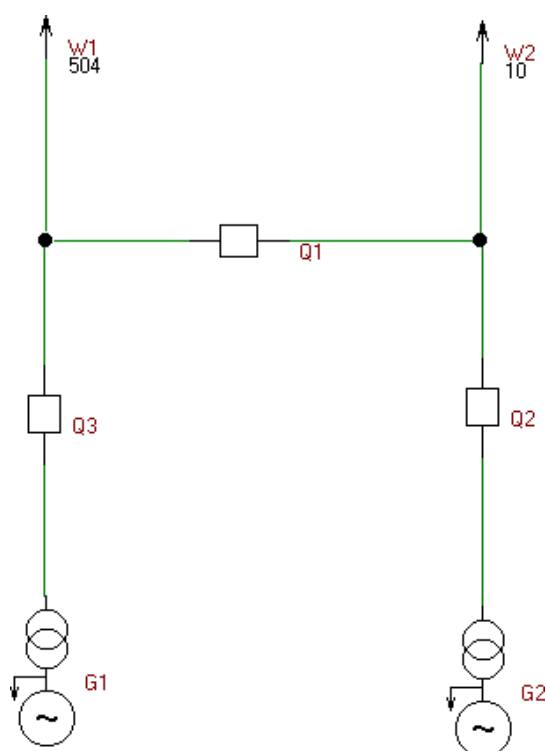


Рисунок 5.2 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва. Вихідні дані для розрахунку це параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час відновлення

вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_P (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_R (год.) [3, табл. 6.2].

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

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.

Відповідно до (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^1 = 1 - 3 \cdot 0,001 = 0,997$$

Для кожного сполучення i, j оцінюємо наслідки відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходимо елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне очікування такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3,6 \cdot 10^{-5} = 5,8 \cdot 10^{-7} \text{ 1/рік.}$$

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

$$T_{B2;П1} = 40 - ((40)^2 / 2 \cdot 23) = 5,22 \text{ год.}$$

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

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 5.2).

Таблиця 5.1 – Показники відмов і ремонтів елементів схеми РП (для вузла 15)

Вимикач що відмовив	Ймовірність	Параметр потоку відмов	Вимикач, що знаходиться в плановому ремонті			
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі			
			$K_0=0,997$	$K_P=0,000091$		
Q1	Q2	Q3				
Q1	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,044	G2,G1,W2,W1-T ₀		G2,G1,W2,W1-T ₀	G2,G1,W2,W1-T ₀
			D(W1,G1), D(W2,G2)-T _B		G2,W2, D(W1,G1)-T _B	G1,W1, D(W2,G2)-T _B
Q2	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,044	G2,W2, D(W1,G1)-T ₀	G2,W2, D(W1,G1)-T ₀		G2,G1,W2,W1-T ₀
			G2, D(W1,W2,G1)-T _B	G2,W2, D(W1,G1)-T _B		G2,G1, D(W1,W2)-T _B
Q3	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,0444	G1,W1, D(W2,G2)-T ₀	G1,W1, D(W2,G2)-T ₀	G2,G1,W2,W1-T ₀	
			G1, D(W1,W2,G2)-T _B	G1,W1, D(W2,G2)-T _B	G2,G1, D(W1,W2)-T _B	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	Кількість подій	Час відключення	Ймовірність події	Коефіцієнт вимушеного простою, 10^{-5}
G2,W2	3	1	0,0073	0,25
G1,W1	3	1	0,0073	0,25
G1,G2,W1,W2	2	16,38	0,0073	4,10

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 ($Z_0 = 245$ 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.
75 600,0	3,47	2032,18

Оскільки магістраль з нових підстанцій живиться від двох підстанцій, то надійність їх приєднання не є критичною. З розрахунків можна сказати, що схема дає 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 501,502,503,504 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma 2-2} = 0,9 \cdot (17,86 + 4,87 + 5,91) + 0,5 \cdot 14 + 0,05 \cdot (17,86 + 4,87 + 5,91) + 0,05 \cdot 8 = 25,8 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma 2-2} = 25,8 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 25,8 \cdot 0,34 = 8,8 \text{ (МВАр)}.$$

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

Реактивна потужність, споживана по всьому району, визначається шляхом підсумовування відповідних навантажень окремих точок з урахуванням одночасного коефіцієнта реактивних навантажень приблизно 0,95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 2-501

$$Q_{\text{ЛЕП2-501}} = 110,68 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 11,2) = 0,39 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно.

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}} = 0,95 \cdot 16,28 = 15,46 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 15,46 = 1,546 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КPi}} = 15,46 + 1,546 - 3,01 - 8,48 = 5,51 \text{ (МВАр)}.$$

Зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5400-450 УЗ на 5400 кВАр в вузлі 502.

7 РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. За допомогою даного програмного комплексу можна перерахувати 110/35/10 кВ за конкретною інформацією про відгалуження (довжина, марка проводу) і вузли (номінальна напруга, наявність або відсутність трансформаторів, їх кількість і тип) та провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за цією програмою є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але водночас програма рахує і усталений режим електричної мережі і видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

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

Файл початкових даних з врахуванням розвитку представлений у додатку Д.

В додатку Д. подано отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку.

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

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

Післяаварійний режим – це режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження певної частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що

залишилися. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121 кВ.

Виконавши аналіз отриманої інформації, видно, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\%U_{\text{ном}}$.

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

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. З метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях виконують регулювання напруги.

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	111,05	105,79	122,01
502	111,35	106,1	122,3
503	112,38	107,19	123,25
504	111,57	106,32	122,51

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	9,08	9,61	10,06
502	9,72	9,28	10,63
503	9,61	9,17	10,54
504	9,16	8,69	10,13

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 силових трансформаторах, що 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.

Потрібний коефіцієнт трансформації отримують з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{\text{ННб}}$ (приймаємо $U_{\text{ННб}}$ рівним 10,5 кВ, з метою компенсації спадів напруги у мережах 10 кВ).

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

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора, а також номер відпайки, виходячи з меж регулювання і номінального коефіцієнту трансформації обраних трансформаторів.

Всі трансформатори, що використовуються в мережі, мають напругу на високій стороні 115 кВ, а на низькій – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації визначають за формулою:

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

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде рівний добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (7.4) на відносну кількість витків робочих, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((17,86) \cdot (14,7 / 2)) + ((10,12) \cdot (220,4 / 2))}{111,05} = 4,3 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{111,05 - 4,3}{10,5} = 10,17$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501д} = 10,141$, що відповідає 11-й відпайці.

Розраховуємо за формулою (7.1) дійсний рівень напруги в першому вузлі.

$$U_{НН501д} = \frac{111,05 - 4,3}{10,5} = 10,53$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Аналогічні розрахунки проводимо для решти нових вузлів споживання схеми і вносимо їх в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	4,30	10,17	10,53	11	10,141	0,10
502	2,79	10,34	10,54	10	10,298	0,09
503	0,27	10,73	10,46	7	10,768	0,09
504	4,01	10,24	10,44	10	10,298	0,08

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

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

В попередніх розділах роботи було виконано розрахунки по вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, по вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, по вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, виконано аналіз режиму максимальних навантажень та розробка заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в загальному [15].

На сьогоднішній день для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі використовують показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років виглядає:

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

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

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

де K_t – капітальні вкладення, 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, яка 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 (4219 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Такий 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 частин:

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

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капіталовкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.; $K_{ЛЕП}$ – одноразові капіталовитрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн.

Збільшення навантаження, що визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозуванню навантаження на наступний період не призвів донеобхідності збільшення потужності трансформаторів.

Відповідно до остаточного варіанту розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво лінії електропередачі: (вузол 2) – 501;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 501;
- розвиток відгалужувальної підстанції вузол 2 «Сосонка тяга» .

На другому році:

- будівництво лінії електропередачі: (вузол 10) – 503;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 503;
- розвиток відгалужувальної підстанції вузол 10 «Плисків»

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 501-502;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 502;

На четвертому році:

- будівництво ліній електропередач: 504-503;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 504;

На п'ятому році:

- будівництво ліній електропередач: 502-504;

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл.

8.1 – 8.2.

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

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	16 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 ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.2	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

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

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 (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 КОМПЛ	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			58 177,167						

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

2.1	Приєднання 110 кВ силового ТР 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 ВРУ 110 кВ			665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9

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

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 кВз вакуумним вимикачем	16 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 ЗРУ 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
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

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

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 (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 10-10 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			58 177,167						

Таблиця 8.4 – Вартість реконструкції підстанції Плисків (вузол 10):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	459,96	8235,9	344,88	239,7	3,65	9384,084	615,0
2.2	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	1 од.	114,228	3066.153	176,07	87,33	3,132	3446,91	216,0
Всього ВРУ 110 кВ			74,188	11305,153	520,95	415,77	6,782	12830,984	831
Загальна кошторисна вартість			25581,76						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 83 758,927 тис. грн.

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

Продовження таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього 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	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту РПН силового трансформатора (чотирипанелі)	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 (двіпанелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0

Продовження таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 КОМПЛ	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі –всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			45 275,62						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 45 275,62 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на четвертому році показані у табл.8.6.

Продовження таблиці 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504):

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0

Продовження таблиці 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504):

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 надва вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного Постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			45 275,62						

Отже, укрупнені капітальні витрати для розвитку електричної мережі на другому році складають 45 275,62 5 тис. грн.

Капітальні витрати для спорудження ліній електропередач визначаються такою формулою:

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

де C_{T} – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 11,2 = 11\,902,78 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 12,6 = 13\,390,63 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 24,5 = 26\,037,35 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП4}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 20,3 = 21\,573,8 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП5}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 16,8 = 17\,854,18 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 83\,902,78 + 11\,902,789 = 95\,661,716 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 83\,902,78 + 13\,390,637 = 97\,149,564 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 45\,275,62 + 26\,037,351 = 71\,312,972 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_4 = 45\,275,62 + 21\,573,805 = 66\,849,425 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_5 = 17\,854,183 + 0 = 17\,854,183 \text{ (тис.грн.)}$$

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 для обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; ΔW_t – зміна втрат електричної енергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ТП}}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Формула для визначення відрахування від капітальних витрат для обслуговування та ремонту підстанцій, записується так:

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

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

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

$$V_{\text{Л1}} = (11\,902,789 \cdot 0,3) / 100 = 35,7 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л2}} = (13\,390,637 \cdot 0,3) / 100 = 40,17 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л3}} = (26\,037,351 \cdot 0,3) / 100 = 78,11 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л4}} = (21\,573,805 \cdot 0,3) / 100 = 64,72 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л5}} = (17\,854,183 \cdot 0,3) / 100 = 53,56 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П1}} = (83758,927 \cdot 3) / 100 = 2512,768 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П2}} = (83758,927 \cdot 3) / 100 = 2512,768 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П3}} = (45275,62 \cdot 3) / 100 = 1358,26 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П3}} = (45275,62 \cdot 3) / 100 = 1358,26 \text{ (тис.грн.)};$$

Проаналізувавши результати розрахунку режиму максимальних навантажень

ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Д), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:24-501 П/ст: ,501	646	113	759
2	ЛЕП:10-503, П/ст:503	-91	72	-18
3	ЛЕП:501-502 П/ст:502	137	39	175
4	ЛЕП:504-503 П/ст:504	75	50	126
5	ЛЕП:504-503	-126	0	-126

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 35,7 + 2512,759 + 759 \cdot 2,65 = 4559,83 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 40,17 + 2512,759 + (-18) \cdot 2,65 = 2505,24 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 78,11 + 1358,269 + (175) \cdot 2,65 = 1900,13 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_4 = 64,72 + 1358,269 + (126) \cdot 2,65 = 1756,89 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_5 = 53,56 + 0 + (-126) \cdot 2,65 = -280,34 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(501)} = 17,86 \cdot 5400 = 96447,3 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(503)} = 14 \cdot 1200 = 16800,0 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(502)} = 4,87 \cdot 5400 = 26303,8 \text{ МВт·год};$$

$$W_{3(504)} = 5,91 \cdot 5400 = 31940,341 \text{ МВт·год};$$

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

$$\Pi_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 96447,3 - 4559,83 = 26110,42 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 5,4 \cdot 0,12 \cdot 16800 - 2505,24 = 8381,16 \text{ тис.грн.};$$

$$П_3 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 26303,81 - 1900,13 = 6464,48 \text{ тис.грн.}$$

$$П_4 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 1756,89 - 1756,89 = 8400,14 \text{ тис.грн.}$$

$$П_3 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - (-280,34) = 280,34 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{26110,4/(1+0,2)+8381,1/(1+0,2)^2 + 6464,4/(1+0,2)^3 + 8400,1/(1+0,2)^4 + 280,3/(1+0,2)^5}{95661,7/(1+0,2)+97149,5/(1+0,2)^2 + 71312,9/(1+0,2)^3 + 66849,4/(1+0,2)^4 + 17854,1/(1+0,2)^5} = 0,166$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,166 = 6,01 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	41,6
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт	8
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена абонентами	МВт*год	154,691
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	МВт*год	16,8
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	348827,8
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6,0
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,673
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,3
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн. кВт*год	0,916
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт*год	25,529

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Терміни окупності (6,0) підтверджують доцільність даного проекту.

9 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ

Технічне обслуговування електричних підстанцій - це комплекс робіт, які виконуються для підтримки електрообладнання в справному та придатному для використання за призначенням стані.

Комплекс технічного обслуговування включає такі роботи:

- а) зовнішній огляд і очищення обладнання;
- б) оглядово-налагоджувальні роботи, підтягування контактних з'єднань;
- в) прогнозування відмови;
- г) сезонні, мастильно-кріпильні роботи, поповнення ізоляційного мастила;
- д) випробування обладнання та приладів, випробування та вимірювання ізоляційних властивостей.

Ремонт - це комплекс операцій, спрямованих на відновлення працездатності або працездатного стану та відновлення активу електрообладнання або його складової частини, що здійснюються згідно з єдиною системою планово-попереджувального ремонту обладнання ПС. Ремонт проводиться для усунення несправностей обладнання та продовження терміну його служби [12].

Залежно від ступеня використання і старіння, характеру несправностей, складності та обсягу робіт, необхідних для відновлення працездатного стану електрообладнання, ремонт поділяють на поточний і капітальний.

Як правило, плановий ремонт виконується обслуговуючим персоналом відразу після виникнення (виявлення) несправності обладнання (в процесі експлуатації або під час обслуговування).

Капітальний ремонт проводиться планово ремонтними підприємствами або ремонтно-експлуатаційними майстернями.

Технічно правильним використанням обладнання під час роботи, підтримання його роботоздатного стану значною мірою залежить від утримання в справному стані та постійна готовність до роботи, розширення ресурсу.

Організація експлуатації передбачає заходи з підготовки кваліфікованого

персоналу, постачання приладів запасними частинами та витратними матеріалами, планування роботи приладів та збір і обробка результатів експлуатації.

Якість роботи обладнання багато в чому залежить від кваліфікації обслуговуючого персоналу. Вплив людини можна вважати результатом дій, від яких залежать експлуатаційні властивості обладнання: людини як елемента системи, що забезпечує її функціонування з певною ефективністю; особа як джерело підстави для відмови; людина як елемент системи, що підтримує надійність обладнання на заданому рівні; людина як елемент системи, що забезпечує її відновлення (ремонт). Отже, ми бачимо важливу роль, яку відіграють люди на всіх етапах роботи обладнання.

Для забезпечення нормальної роботи обладнання необхідно організувати його належне забезпечення витратними матеріалами і засобами, персонал необхідними запасними частинами та своєчасне їх поповнення.

Для забезпечення якісної роботи електрообладнання здійснюється планування його експлуатації, обслуговування, постачання та навчання персоналу.

На основі збору та обробки результатів роботи приладів та аналізу статистичних даних розробляються заходи щодо підвищення надійності та покращення роботи приладів. При цьому результати роботи та рекомендації щодо підвищення надійності та вдосконалення обладнання повинні своєчасно передаватись на завод-виробник.

Отже, процес роботи електротехнічних обладнання підстанцій складається з великого комплексу різноманітних засобів, якість яких істотно впливає на експлуатаційні властивості обладнання [16].

9.1 Експлуатаційне обслуговування підстанцій

Експлуатацію електростанцій здійснюють чергові, закріплені за станцією під керівництвом диспетчера енергосистеми або диспетчера електромережевого підприємства.

При цьому можливе використання трьох форм обслуговування:

1) чергування персоналу на підстанції (цілодобове чергування на відповідальних підстанціях);

2) черговий вдома (вихід електрика або вихід після телефонної розмови або після спрацьовування сигналізації при перевантаженні або автоматичного відключення пристрою);

3) обслуговування групи станцій оперативним ремонтним персоналом на місці - виїзною черговою бригадою однієї з підстанцій, яка на вимогу диспетчера прибуває на станцію для перевірки та усунення несправності.

Ефективність роботи підстанції без безперервних перемикачів підвищується завдяки впровадженню засобів автоматизації (АПВ - автоматичне повторне включення, АВР - автоматичне включення резерву) і телемеханіки. При відхиленнях від нормального режиму сигнали пристроїв автоматики надходять на диспетчерську електричних мереж або базову станцію (за наявності чергової), після чого вживаються дії щодо усунення порушеного режиму роботи.

Функції чергового диспетчера:

1) контроль за виконанням станціями питомих розподілів навантаження та підтриманням планового запасу потужності;

2) підтримання оптимального режиму роботи станції, забезпечення мінімальних витрат палива;

3) забезпечувати регулювання частоти в межах допустимих відхилень;

4) керує виведенням у ремонт та введенням в експлуатацію важливого обладнання енергосистеми після ремонту;

5) керує змінами принципової схеми приєднання енергосистеми;

6) запобігає системним аваріям і керує їх усуненням.

9.2. Види ремонту основного електроустаткування

Основним видом ремонту є планово-попереджувальний ремонт (ПР), який включає:

- міжремонтне обслуговування - очищення та змащування обладнання, огляди

та перевірка механізмів, заміна недовговічних деталей, усунення дрібних несправностей;

- поточний ремонт – комплекс відновлювальних робіт, які виконуються в період між двома черговими капітальними ремонтами. Вимагає короткочасного відключення обладнання та зняття напруги;

- капітальний ремонт - розкриття пристрою з внутрішнім оглядом, замірами та усуненням виявлених дефектів. Виконується після міжремонтного інтервалу, який встановлюється для кожного виду обладнання окремо. Пов'язані з частковим розбиранням обладнання та заміною зношених частин. Перед початком роботи складається акт дефектів. Капітальний ремонт проводиться згідно з раніше встановленим графіком робіт (рис. 9.1).



Рисунок 9.1 – Ремонт обладнання

Висновок про придатність обладнання до експлуатації робиться на основі порівняння результатів випробувань з діючими стандартами, результатами попередніх випробувань, а також з вимірюваннями, отриманими на обладнанні того ж типу.

У роботі енергосистеми України відбуваються позапланові та аварійні ремонти. Метою такого ремонту є усунення наслідків аварій або усунення будь-яких пошкоджень, що вимагають негайного відключення пристрою.

Під час аварійного ремонту обладнання зупиняється без узгодження з

диспетчером, а після закінчення робіт складається акт несправності.

Приймання обладнання в ремонт окремих відремонтованих одиниць обладнання починається до завершення всього комплексу ремонтних робіт. Такий вид приймання ремонту називається вузловим. Складається підвузловий акт приймання та підписуються акти контрольних обмірів.

Після виконання всіх запланованих робіт проводиться первинна приймання обладнання. При цьому перевіряється загальний стан відремонтованого обладнання та технічна документація на ремонт:

- деталі обсягу робіт;
- технологічні графіки;
- акти вузлового приймання;
- оформлені протоколи проведених вимірювань.

Наприкінці комісія складає акт приймання-передачі і дає обладнання на випробування в роботі протягом 24 годин. Якщо протягом цього терміну дефектів не виявлено, пристрій вводять в експлуатацію і проводять попередню оцінку якості ремонту.

Остаточна оцінка проводиться через 30 діб роботи обладнання під навантаженням, протягом яких, за необхідності, мають бути проведені експлуатаційні випробування та вимірювання.

Закінченням ремонту вважається момент підключення електрообладнання до мережі.

Приймальну комісію при ремонті основного обладнання електростанції очолює головний інженер станції, а при поточному ремонті - начальник відповідного цеху.

Для забезпечення надійної, безпечної, технічно ефективної і раціональної роботи електроустановок, тобто розподільних установок (далі РУ) і трансформаторних підстанцій, необхідно дотримуватись таких основних вимог.

Приміщення РУ споживачів, у яких знаходиться обладнання під напругою або до яких може бути подана напруга, а також прилеглі до цих приміщень зовнішні організації повинні бути ізольовані від останніх і мати окремий вихід, що закривається.

Кабельні траси і надземні кабельні лотки ВРУ і ЗРУ повинні бути покриті негорючими плитами з класом вогнестійкості відповідно до вимог ПУЕ і будівельних норм. Місця виходу кабелю з кабельних трас, підлога і переходи між кабельними відсіками повинні бути ущільнені вогнетривким матеріалом. Для запобігання проникненню тварин і птахів у зону РУ всі отвори і щілини в зовнішніх стінах закривають сітками або герметизують.

Покриття підлоги в зоні підстанції повинно бути таким, щоб виключати можливість утворення цементного пилу. Щитові вимикачі та інше обладнання повинні бути пофарбовані у світлі кольори.

Тунелі, підвали та канали повинні утримуватися в чистоті, а дренажні споруди повинні забезпечувати безперешкодний відтік води. Нафтові резервуари, гравійне ложе, дренажі та маслостоки повинні утримуватись у справному стані. Гравій слід промити або замінити, якщо він стане брудним або жирним.

Струмopовідні частини пускових і запобіжних пристроїв повинні бути захищені від випадкового дотику. У спеціальних приміщеннях (електромашини, щитові тощо) допускається відкрита установка приладів без захисних кожухів.

Відстань від струмоведучих частин ВРУ до дерев і високих кущів повинна відповідати Правилам охорони електричних мереж. Електрообладнання щитів усіх типів і напруг повинно відповідати умовам роботи як за номінальними режимами, так і за короткими замиканнями, перенапругами і перевантаженнями.

Температурний контроль зупинок автобусів в РУ повинен бути організований за графіком, затвердженим особою, відповідальною за електрогосподарство.

Рівень масла в масляних вимикачах, вимірювальних трансформаторах і негерметичних вводах повинен бути в межах шкали вимірювання масла при максимальній і мінімальній температурах навколишнього середовища. На герметичних вводах тиск масла перевіряють за показаннями манометрів.

Масло з негерметичних вводів і вимірювальних трансформаторів, розташованих на відкритому повітрі, слід захищати від вологи і окислення. Усі клавіші, кнопки та ручки керування мають бути позначені, щоб вказати функцію, для якої вони призначені (увімкнути, вимкнути, згорнути, розгорнути тощо).

Вимикачі та їх виконавчі механізми повинні мати індикатори вимкненого та увімкненого положення. На вимикачах з перекидним приводом або з приводом, розташованим у безпосередній близькості від вимикача і не відокремленим від нього суцільним непрозорим кожухом (стілкою), допускається встановлювати один індикатор - або на вимикачі, або на приводі. Для вимикачів, зовнішні контакти яких чітко вказують на ввімкнене положення, наявність індикатора на вимикачі та на змонтованому чи не змонтованому приводі необов'язкова.

Оператори повинні мати запас відкаліброваних запобіжників. Забороняється використання некаліброваних запобіжників. Запобіжники повинні відповідати типу запобіжника.

Стан запасних частин розподільного обладнання (трансформаторів, автоматичних вимикачів, збірних шин тощо) слід регулярно перевіряти шляхом увімкнення напруги в терміни, зазначені у виробничій інструкції.

Розподільче обладнання необхідно періодично очищати від пилу та бруду. Екрани напругою 1 кВ і вище повинні бути обладнані блокуючими пристроями для запобігання неправильній роботі роз'єднувачів, сепараторів, коротких замикань, екранних візків і заземлювальних ножів. Запірні пристрої, крім механічних, повинні бути постійно опломбовані. На робочому місці оператора повинен бути повний перелік запиірних пристроїв, які повинні бути опломбовані. Опломбування запиірних пристроїв здійснюють працівники РЗАіТ, які обслуговують ці пристрої. У щоглових трансформаторних підстанціях щитові та інші пристрої без огорожі приводи роз'єднувачів і шафи щитових низької напруги повинні бути замкнені.

Стаціонарні драбини поблизу зони обслуговування повинні бути підключені до роз'єднувальних вимикачів і замкнені. Для встановлення заземлення в розподільних пристроях на напругу 1 кВ і вище, як правило, необхідно використовувати стаціонарні заземлювальні ножі. У діючих електроустановках, де за компоновочними або будівельними умовами не можна встановити заземлювальні ножі, заземлення виконують за допомогою переносних заземлювачів.

На дверях і внутрішніх стінках камер розподільних пристроїв, електрообладнанні щитових, лицьових і внутрішніх частинах щитів зовнішніх і

внутрішніх установок, вузлів, а також на передній і тильні сторони захисних панелей.

На дверях РУ, КРУ, зборах і щитах слід вивішувати або використовувати попереджувальні плакати та знаки встановленого зразка. На внутрішній стороні вузлів і кришок повинні бути розміщені однолінійні схеми електропроводки.

Двері ЗРУ, ВРУ, КРУ, зовнішніх і внутрішніх блоків повинні бути закриті. Ключі від приміщень повинні зберігатися у працівників або керівників і спеціалістів.

В РУ повинні зберігатися однолінійні первинні схеми електричних з'єднань, схеми нормального режиму, переносні заземлення, засоби захисту, основні засоби пожежогасіння, а також протигази, респіратори та засоби для надання першої медичної допомоги потерпілим. Зберігання сторонніх речей і запчастин на території РУ забороняється.

Поверхні тертя шарнірних з'єднань, підшипників і поверхні механізмів вимикачів, роз'єднувачів, ізоляторів, короткозамикачів і їх приводів необхідно змащувати низькотемпературними мастилами, а масляні амортизатори вимикачів та інших пристроїв - заливати мастилом. олія, температура замерзання якої повинна бути щонайменше на 20 °С нижчою за мінімальну зимову температуру навколишнього середовища. У повітряних вимикачах слід періодично перевіряти роботу вентиляції внутрішніх порожнин (у вимикачів з індикаторами). Періодичність перевірок визначати, виходячи з рекомендацій компаній-виробників.

Огляд дугогасних камер вимикачів-роз'єднувачів, визначення ступеню зношеності газогенераторних вставок і перегорання стаціонарних дугогасних контактів проводиться періодично у строки, які встановлюються відповідальним за електрогосподарство залежно від частоти роботи вимикачі навантаження, відповідно до вимог виробника [14].

Зливати воду з баків масляних вимикачів слід двічі на рік - навесні при настанні плюсових температур і восени до настання мінусів. Усі спостережувані несправності слід реєструвати в журналі несправностей обладнання та в журналі несправностей, а про несправності також слід повідомляти особі, відповідальній за управління електропостачанням. Виявлені несправності необхідно усунути якомога швидше.

При огляді РУ особливу увагу слід звернути на:

- стан приміщень - експлуатація дверей та вікон, відсутність течі покрівлі та покриття підлоги, наявність та робота замків;

- зручність використання опалення, вентиляції та освітлення;

- корисність заземлення;

- наявність засобів захисту;

- рівень і значення температури масла та відсутність течі масла в апаратах;

- стан контактів і екранних перемикачів низької напруги; цілісність пломб на лічильниках;

- стан ізоляції (запилена, наявність тріщин, слідів розрядів тощо);

- робота системи сигналізації; тиск повітря в баках повітроперемикачів;

- відсутність витоків повітря;

- корисність і правильність індикаторів положення перемикачів;

- наявність полюсної вентиляції повітряних вимикачів;

- відсутність течії масла з конденсаторів подільників напруги повітряних вимикачів; експлуатація електронагрівальних приладів у холодну пору року;

- щільність закривання шаф управління;

- можливість вільного доступу до комутаційних пристроїв тощо.

Ремонт обладнання РУ необхідно проводити наступним чином:

- масляні вимикачі – один раз на шість-вісім років з контролем характеристик виконавчих вимикачів між капітальними ремонтами;

- вимикачів навантаження, роз'єднувачів і заземлювальних ножів – один раз на чотири-вісім років залежно від конструктивних особливостей;

- повітряні вимикачі – один раз на чотири-шість років;

- роз'єднувачі і короткозамикачі та їх приводи – один раз на два-три роки;

- компресори – після роботи відповідної кількості годин згідно з інструкціями виробника;

- КРУЕ – один раз на десять-дванадцять років;

- вимикачі електричні газові та вакуумні – відповідно до вимог виробника;

- лінії електропередачі – один раз на вісім років.

Перший капітальний ремонт встановленого обладнання повинен бути

проведений у терміни, зазначені в технічній документації заводу-виробника.

Періодичність капітального ремонту може бути змінена на підставі технічної оцінки стану електроустановок відповідно до вимог глави 5 розділу IV «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів», на основі досвіду експлуатації, рішенням особи, відповідальної за управління електроенергією.

Поточний ремонт устаткування електростанції та його випробування повинні проводитись у разі потреби у строки, встановлені особою, відповідальною за управління електроенергетикою.

Аварійний ремонт проводиться при виході з ладу обладнання, а також при вичерпанні комутаційних або механічних ресурсів.

При експлуатації електричного електрообладнання необхідно дотримуватись інструкцій підприємств-виробників як при обслуговуванні самого обладнання, так і в приміщеннях, де експлуатується або ремонтується електричне обладнання.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією електрообладнання ВРУ.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [17].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства "Вінницяобленерго" з аналізом особливостей експлуатації обладнання підстанцій», найголовнішим при експлуатації є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток

районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

– Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

– Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРУ 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

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

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства "Вінницяобленерго" з аналізом особливостей експлуатації обладнання підстанцій» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

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

- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)

- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

- підвищений рівень статичної електрики [15].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;

- природне середовище;

- людина.

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

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

- Закон України "Про охорону праці";

- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";

- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;

- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";

- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";

- Правила улаштування електроустановок;

- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;

- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в

діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

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

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

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

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

10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.4.1 Мікроклімат

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

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

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

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

10.4.2 Склад повітря робочої зони

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

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

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

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в $1/8''$ у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [17].

10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

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

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [17, 20]:

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

де e_H – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9); m_N – коефіцієнт світлового клімату ($m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північ); N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

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

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

10.4.4 Штучне освітлення

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості E в люксах [15]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

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

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному

відключенні електроенергії в цеху передбачається аварійне освітлення, яке забезпечує освітленість не менше 5% нормальної освітленості. Очищення вікон і світильників має проводитись на менше 4 разів на рік.

10.4.5 Виробничий шум

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

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

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

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

10.4.6 Виробнича вібрація

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

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

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

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації т постійних робочих місць.

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

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

10.5 Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 10.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_z \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються блискавкозахист. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

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

Згідно ПУЕ розрахунок заземлюючих пристроїв в мережах 110 кВ і вище проводиться по допустимому опорі заземлення $R_z=0.5$ Ом.

Виконуємо загальне заземлення для всієї площі території підстанції 110/10, площа якої становить $116 \times 78 \text{ м}^2$.

Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $116 \times 78 \text{ м}$.

По таблиці 10.5 приймаємо в якості верхнього шару пісок ($\rho_{1z} = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), в

якості нижнього шару суглинок ($\rho_{2л} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). ВРП знаходиться в другій кліматичній зоні, тоді по таблиці 8.3 $hC = 2 \text{ м}$ [27].

Таблиця 10.5 – Питомі опори ґрунтів

Ґрунт	$\rho \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Ґрунт	$\rho \text{ Ом}\cdot\text{м}$
Пісок	400÷1000	Торф	20
Супісок	150÷400	Чернозем	10÷50
Суглинок	40÷150	Мергель, вапняк	1000÷2000
Глина	8÷70	скелястий ґрунт	2000÷4000
Садова земля	40		

Таблиця 10.6 – Кліматичні зони

Кліматична зона	I	II	III	IV
Товщина шару сезонних змін hC , м	2,2	2,0	1,8	1,6

Приймаємо глибину закладення електродів $t = 0,7 \text{ м}$, відстань між горизонтальними смугами 15 м . Довжина вертикальних електродів $lB = 15 \text{ м}$. Вертикальні електроди встановлені по периметру сітки в місцях перетину внутрішніх провідників з контурним. Уточнюємо відстань між горизонтальними провідниками.

кількість комірок $\frac{78}{15} = 5,2$ і $\frac{116}{15} = 7,73$. Приймаємо 5 і 7 комірок. Відстань між

поздовжніми провідниками $\frac{78}{5} = 15,6$ м, між поперечними $\frac{116}{7} = 16,57$ м. На рисунку 10.1 зображена схема заземлення.

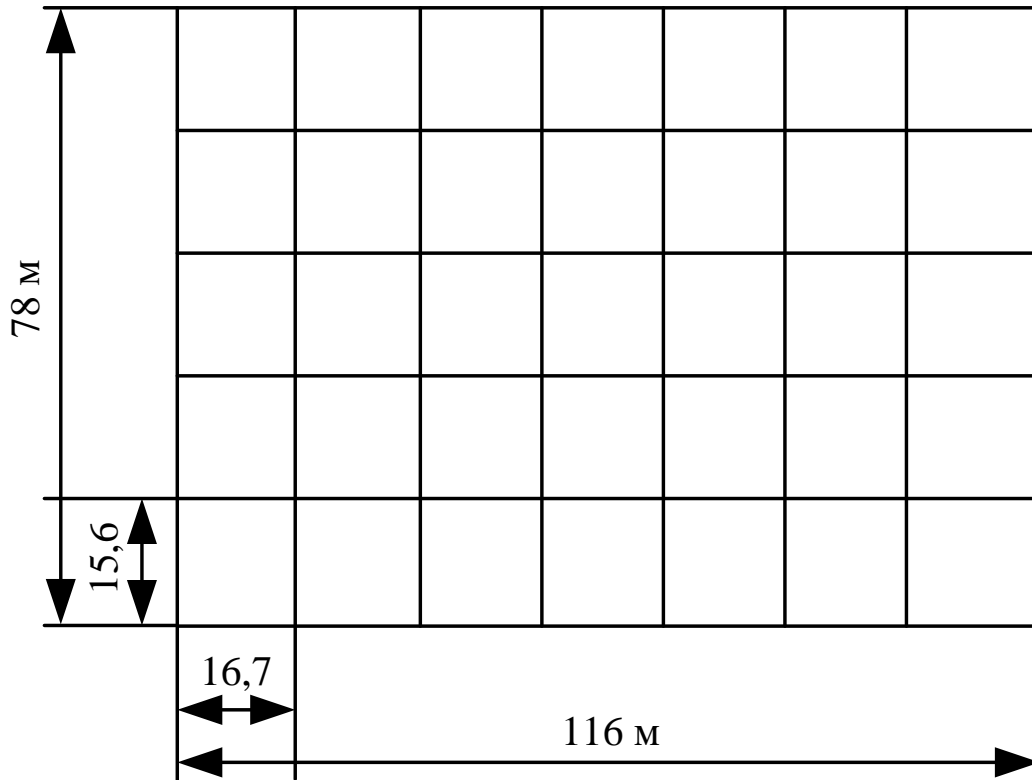


Рисунок 10.1– Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_{\Gamma} = 116 \cdot 8 + 78 \cdot 15 = 1320 \text{ (м)}.$$

Число вертикальних електродів $n_B = 16,57$, повна довжина вертикальних електродів

$$L_B = l_B \cdot n_B, \text{ (м)}.$$

$$L_B = 15 \cdot 16,57 = 248,55 \text{ (м)}.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = L / n_B, \text{ (м)}.$$

$$\alpha = 388 / 16,57 = 23,4 \text{ (м)}.$$

Визначаємо опір заземлювача

$$R = A \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}}, (\text{Ом}),$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{9048} = 95,12 \text{ (м}^2\text{)},$$

$$\frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} = \frac{15 + 0,7}{95,12} = 0,16 > 0,1,$$

$$A = 0,38 - 0,25 \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}},$$

$$A = 0,38 - 0,25 \cdot 0,16 = 0,34,$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{400}{100} = 4 > 1,$$

$$\Delta = 0,43 \frac{h_1 - t}{l_{\text{В}}} + 0,271 \text{г} \frac{a}{l_{\text{В}}},$$

$$D = 0,43 \frac{2 - 0,7}{15} + 0,271 \text{г} \frac{22,2}{15} = 0,09,$$

$$R = 0,34 \frac{113,288}{95,12} + \frac{113,288}{1320 + 248,55} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e}, (\text{Ом}).$$

Опір природних заземлювачів наближено приймаємо $R_e = 1,5 \text{ Ом}$ [13].

$$R_3 = \frac{0,43 \cdot 1,5}{0,43 + 1,5} = 0,334 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою нижче допустимого, але основною є величина

допустимої напруги дотику.

По таблиці 10.7 для тривалості впливу $\tau_B = 0,2$ с найбільша допустима напруга дотику УДОТ. ДОП = 400 В.

Таблиця 10.7 – Найбільша допустима напруга дотику

Тривалість дії, з	до 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	більше 1 до 3
Найбільш дозволена напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

$$U_{\text{Л}} = I_{\text{П0}}^{(1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta, \text{ (В)}.$$

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

$$\alpha = M \left(\frac{a\sqrt{S}}{I_B \cdot L_{\Gamma}} \right)^{0,45}$$

З таблиці 10.8 визначаємо параметр М.

Таблиця 10.8 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

ρ_1/ρ_2	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	10
М	0,36	0,50	0,62	0,69	0,72	0,75	0,77	0,79	0,80	0,82

Для $\rho_1/\rho_2 = 4$ параметр $M=0,72$.

$$\alpha = 0,72 \left(\frac{23,4 \cdot 95,12}{15 \cdot 1320} \right)^{0,45} = 0,269$$

Коефіцієнт $\beta = \frac{R_{\text{Л}}}{R_{\text{Л}} + R_{\text{С}}},$

де $R_{л}=1000$ Ом – опір тіла людини;

$R_{с}=1,5\rho_{в.ш.}$ – опір розтікання струму від ступнів.

$\rho_{в.ш.} = \rho_1 = 400$ – опір верхнього шару землі.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625$$

$$I_{п0}^{(1)} \approx I_{п0}^{(3)} = 10 \text{ (кА)}.$$

$$U_{л} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,625 = 561 \text{ (В)}.$$

$U_{л} > U_{ДОТ. ДОП.}$

Для зменшення напруги дотику застосуємо підсіпку шару гравію товщиною 0,2 м по всій території ВРУ. Питомий опір верхнього шару при цьому $\rho_{в.ш.} = 5000$ Ом·м, тоді

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 5000} = 0,118$$

Підсіпка гравієм не впливає на розтікання струму із заземлювального пристрою, так як глибина закладення заземлювачів 0,7 м більше товщини шару гравію, тому співвідношення ρ_1/ρ_2 і величина M залишаються незмінними, тоді напругу дотику

$$U_{л} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,118 = 106 \text{ (В)},$$

$U_{л} < U_{ДОТ. ДОП.}$

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ і може бути встановлений на ВРУ 110 кВ.

10.6 Пожежна безпека

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

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

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

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

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

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

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

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРУ – 110кВ.

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

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони

захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії [7,9].

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

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

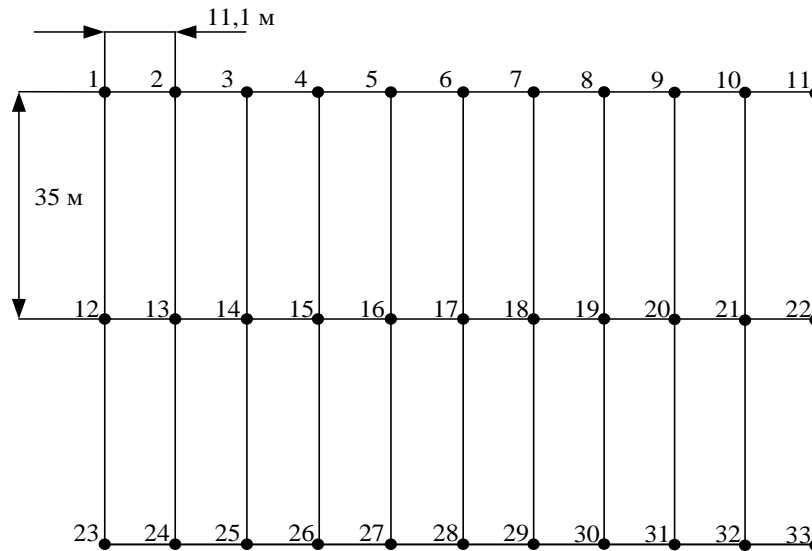


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

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

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

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

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

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

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

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту [13].

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

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

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

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

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

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

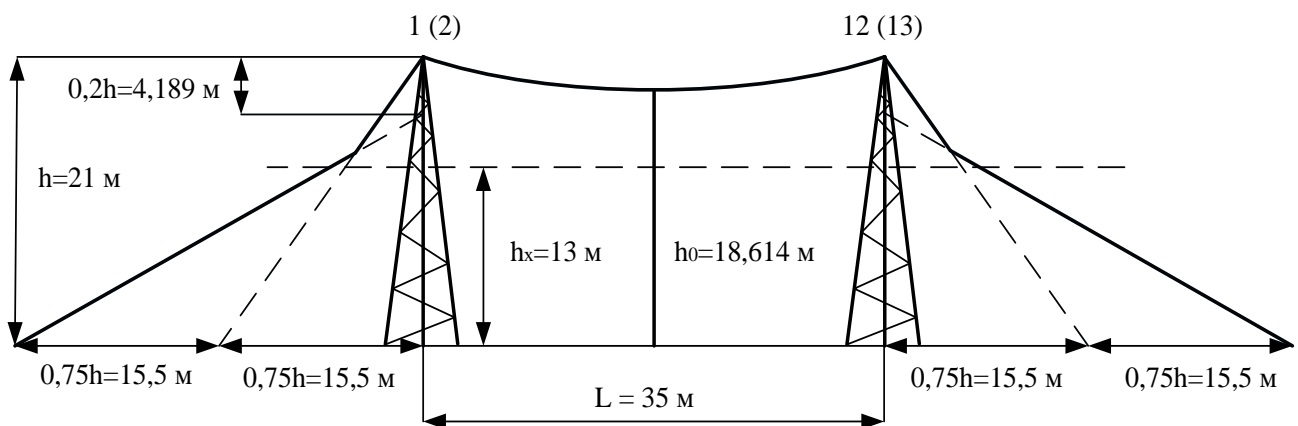


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

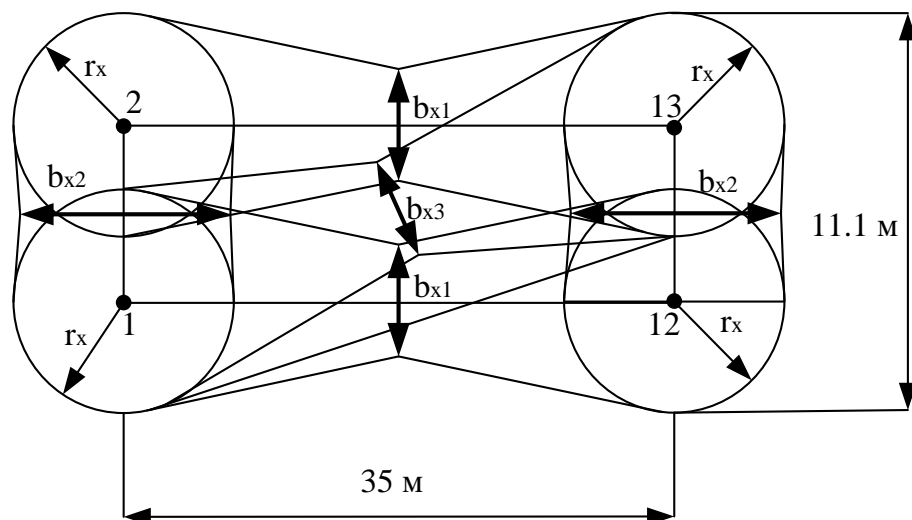


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибрана система блискавковідводів забезпечить зону захисту ВРУ 110 кВ задля пожежної безпеки.

ВИСНОВКИ

Робота стосується розширення електричної мережі 110/35/10 кВ. Необхідно було підключити нових одержувачів (вузли 501, 504 і 502) і СЕС (вузол 503) до існуючої схеми. Залежно від даної категорії одержувачів (переважно I) розроблено відповідну конфігурацію, яка забезпечує необхідний рівень надійності. Це означає, що живлення надходить з двох центрів уздовж одноколійних ліній. Оптимальну схему було отримано симплекс-методом (виконано 3 ітерації із заданими коефіцієнтами витрат), після чого методом динамічного програмування відібрано можливі варіанти послідовності побудови мережі та обрано найбільш економічно вигідний.

З точки зору надійності проведено реконструкцію станції Сосонка Тяга (вузол 2) та станції Плисків (вузол 10), а саме: додано нове сполучення. Для нових електростанцій (501, 502, 503, 504) з урахуванням результатів попередніх розрахунків обрана схема РП типу «міст з роз'ємами в трансформаторних ланцюгах і реноваційний міст з боку трансформатора», схема електричного підключення проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку. Отримана мережа пройшла певну перевірку за такими режимними параметрами: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. За результатами оцінено доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримки робочого рівня напруги в максимальному, аварійному режимі. та розраховано максимальні режими навантаження. Після впровадження всіх необхідних заходів для покращення якості напруги у вузлах проектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2673 МВт при сумарній активній потужності генерації 128419 МВт.

В роботі досліджені особливості експлуатації електрообладнання електричних підстанцій, здійснено економічне обґрунтування вартості проектованої мережі та досліджені питання охорони праці та безпека в надзвичайних ситуації. Загальна вартість розвитку мережі за 5 років становить 348 827 859 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його достатню ефективність на рівні $E(0,166)$, а оптимальний термін окупності становить 6,0 років.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проєкт Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL:
<https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
- 2 Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В. Юнєєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем / Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
3. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E / Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.
4. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL:
<https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL:
http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=5A3C2631CC0ADB7FF7F0E6F2BE94B134.app1?art_id=245239564&cat_id=245239555
6. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
7. Типові рішення при проєктуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
8. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 102 с.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
10. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
11. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
12. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.
13. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво

про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

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

15. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

16. Щербацький С. Б., Свіридов В.І., Сікорський О.В., Урсуленко В.В. Застосування вакуумних вимикачів/ Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024)»- Вінниця: ВНТУ, 2023. Режим доступу:

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/19651/16268>

17. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

18. Природне і штучне освітлення : ДБН В.2.5-28-2006- [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/prirodne-i-shtuchne-osvitlennja-nor8425.html>

19. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку : ДСН 3.3.6.037-99 - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>

20. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою : НАПБ Б.03.002-2007 – [чинний від 03.12.2007 року] - № 833

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

ДОДАТКИ

Додаток А**ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства "Вінницяобленерго" з аналізом особливостей експлуатації обладнання підстанцій

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Сікорський О.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Томашевський Ю.В.
(прізвище, ініціали)

Додаток Б**. Технічне завдання МКР**

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

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

_____ (підпис)
" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ АКЦІОНЕРНОГО
ТОВАРИСТВА "ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО" З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ**

08-21.МКР.030.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Томашевський Ю.В.

Магістрант групи 2ЕСМ-22 м

_____ Сікорський О.В.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження обладнання електричної підстанції.

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

2. Мета і призначення МКР

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

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

Для приєднання нових споживачів та забезпечення якості й ефективності їх електропостачання спроектувати розвиток електричних мереж 110/35/10 кВ АТ «Вінницяобленерго»з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 5 підстанцій 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “РЗВА”, “АВВ”, “Siemens” та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях;

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2.	Прогнозування електричних навантажень	21.09.23	25.09.23	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	26.09.23	03.10.23	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	04.10.23	11.10.23	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	18.10.23	25.10.23	
6.	Оцінювання балансу потужностей	03.11.23	10.11.23	
7.	Розрахунок та аналіз ustalених режимів ЕМ	15.11.23	18.11.23	
8.	Економічна частина. визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	19.11.23	20.11.23	
9.	Аналіз особливостей експлуатації обладнання підстанцій	21.11.23	25.11.23	
10.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	26.11.23	30.11.23	
11.	Оформлення пояснювальної записки	01.12.23	03.12.23	
12.	Оформлення презентації	04.12.23	05.12.23	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 98.967 МВт / 868.376 млн.кВт*г Відпущено потужн./ел.енерг.: 97.210 МВт / 851.560 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.942 МВт / 9.336 млн.кВт*г Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г Сумарні втрати в ЛЕП: 0.942 МВт / 9.336 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.520 МВт / 4.559 млн.кВт*г Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 2.921 млн.кВт*г Сумарні втрати в трансформаторах: 0.815 МВт / 7.480 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.757 МВт / 16.817 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-66.250	-36.870	117.000	0.00
202	202	0.000	0.000	116.390	-0.22
4	Козятин тяга	0.000	0.000	115.024	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	114.703	-0.82
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	114.285	-0.97
3	Смгнал	0.000	0.000	116.392	-0.22
201	201	0.000	0.000	116.392	-0.22
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	114.998	-0.72
1	Калинівка	0.000	0.000	115.074	-0.70
100	Вінницький енрговузол	-32.660	-15.379	117.000	0.00
203	203	0.000	0.000	116.192	-0.31
7	Махаренці	0.000	0.000	116.014	-0.36
204	204	0.000	0.000	115.907	-0.39
8	Черемошне	0.000	0.000	115.420	-0.59
9	Погребище	0.000	0.000	114.969	-0.73
205	205	0.000	0.000	114.969	-0.75
10	Плисків	0.000	0.000	114.969	-0.75
11	Липовець	0.000	0.000	114.909	-0.78
206	206	0.000	0.000	114.979	-0.76
12	Степанівка	0.000	0.000	115.514	-0.56
207	207	0.000	0.000	115.628	-0.52
13	Оленівка	0.000	0.000	115.547	-0.55
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	115.815	-0.46
209	209	0.000	0.000	116.907	-0.04
208	208	0.000	0.000	115.668	-0.51
14	Турбів	0.000	0.000	115.103	-0.68
1001		0.000	0.000	113.453	-2.14
1001035		0.000	0.000	37.982	-2.14
1001010		3.640	1.870	10.843	-2.11
1002		0.000	0.000	114.081	-1.58
1002035		0.000	0.000	38.193	-1.58

1002010	3.640	1.870	10.852	-2.12
2001	0.000	0.000	112.739	-2.54
2001027	0.000	0.000	26.958	-2.54
2001010	7.510	4.260	10.773	-2.51
2002	0.000	0.000	112.739	-2.54
2002027	0.000	0.000	26.958	-2.54
2002010	7.510	4.260	10.773	-2.51
3001	0.000	0.000	114.600	-1.87
3001035	0.000	0.000	38.366	-1.87
3001010	4.280	2.070	10.952	-1.84
3002	0.000	0.000	114.600	-1.87
3002035	0.000	0.000	38.366	-1.87
3002010	4.280	2.070	10.952	-1.84
4001	0.000	0.000	113.140	-2.17
4001027	0.000	0.000	27.054	-2.17
4001010	9.820	5.560	10.711	-3.11
4002	0.000	0.000	113.140	-2.17
4002027	0.000	0.000	27.054	-2.17
4002010	9.820	5.560	10.711	-3.11
5001010	5.200	2.520	10.619	-3.98
6001010	6.700	3.620	10.624	-3.52
7001	0.000	0.000	111.159	-3.80
7001035	0.000	0.000	37.214	-3.80
7001010	5.550	3.140	10.370	-5.90
8001010	3.700	2.200	10.551	-4.12
9001	0.000	0.000	112.566	-2.55
9001035	0.000	0.000	37.685	-2.55
9001010	2.950	1.670	10.633	-3.62
9002	0.000	0.000	112.566	-2.55
9002035	0.000	0.000	37.685	-2.55
9002010	2.950	1.670	10.633	-3.62
10001010	0.000	0.000	10.997	-0.75
11001	0.000	0.000	111.660	-3.75
11001035	0.000	0.000	37.382	-3.75
11001010	7.400	3.580	10.663	-3.70
12001010	3.350	1.900	10.629	-3.74
13001010	3.470	1.680	10.673	-3.84
14001	0.000	0.000	112.997	-2.35
14001035	0.000	0.000	37.830	-2.35
14001010	2.720	1.470	10.690	-3.33
14002	0.000	0.000	113.844	-1.74
14002035	0.000	0.000	38.113	-1.74
14002010	2.720	1.470	10.883	-1.72

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	25.185	14.269	25.108	14.098	0.077	0.170	0.143	0.611
202	3	-6.861	-4.773	-6.861	-4.773	0.000	0.000	-0.041	-0.002
3	201	-15.492	-9.599	-15.492	-9.599	0.000	0.000	-0.090	-0.001
201	300	-24.830	-13.934	-24.906	-14.102	0.076	0.168	-0.141	-0.609
201	2	9.338	5.340	9.272	5.195	0.065	0.145	0.053	1.402
2	14	-2.225	-0.523	-2.227	-0.525	0.002	0.002	-0.011	-0.106

14	208	-7.725	-3.402	-7.752	-3.442	0.027	0.040	-0.042	-0.568
208	200	-7.752	-3.007	-7.760	-3.017	0.007	0.010	-0.041	-0.148
200	209	-21.413	-9.141	-21.547	-9.386	0.133	0.244	-0.116	-1.096
209	100	-21.547	-9.066	-21.558	-9.087	0.011	0.021	-0.115	-0.093
200	207	13.653	6.581	13.639	6.554	0.014	0.026	0.075	0.187
207	12	10.141	4.908	10.134	4.896	0.007	0.012	0.056	0.115
12	206	6.758	3.152	6.737	3.115	0.020	0.037	0.037	0.539
206	11	6.737	3.585	6.734	3.580	0.003	0.004	0.038	0.071
11	205	-0.719	-0.142	-0.719	-0.143	0.000	0.000	-0.004	-0.061
205	9	-0.730	0.506	-0.730	0.506	0.000	0.000	-0.004	-0.000
9	8	-6.688	-2.976	-6.707	-3.003	0.019	0.028	-0.037	-0.454
8	204	-10.438	-5.007	-10.464	-5.065	0.026	0.058	-0.058	-0.490
204	7	-10.464	-4.727	-10.471	-4.737	0.007	0.010	-0.057	-0.108
7	203	-16.075	-8.678	-16.093	-8.704	0.018	0.026	-0.091	-0.179
203	300	-16.093	-8.353	-16.159	-8.499	0.066	0.145	-0.090	-0.809
2	1	-3.647	-2.791	-3.649	-2.794	0.001	0.003	-0.023	-0.076
1	100	-10.995	-6.054	-11.102	-6.293	0.107	0.237	-0.063	-1.934
4	4001	9.831	6.127	9.822	5.775	0.008	0.351	0.058	1.956
4001	4001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4001	4001010	9.822	5.775	9.814	5.557	0.008	0.217	0.058	1.238
4	4002	9.831	6.127	9.822	5.775	0.008	0.351	0.058	1.956
4002	4002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4002	4002010	9.822	5.775	9.814	5.557	0.008	0.217	0.058	1.238
202	4	31.969	19.253	31.749	18.766	0.219	0.485	0.185	1.374
3	3001	4.287	2.225	4.282	2.069	0.005	0.156	0.024	1.852
3001	3001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001	3001010	4.282	2.069	4.277	2.069	0.005	0.000	0.024	0.100
3	3002	4.287	2.225	4.282	2.069	0.005	0.156	0.024	1.852
3002	3002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3002	3002010	4.282	2.069	4.277	2.069	0.005	0.000	0.024	0.100
4	5	12.003	6.377	11.983	6.333	0.020	0.044	0.068	0.324
5	6	6.750	3.838	6.736	3.806	0.014	0.032	0.039	0.423
7	7001	5.583	3.915	5.565	3.424	0.018	0.489	0.034	5.097
7001	7001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7001	7001010	5.565	3.424	5.547	3.138	0.018	0.285	0.034	3.070
8	8001010	3.720	2.534	3.698	2.199	0.022	0.334	0.022	5.385
9	9001	2.958	1.878	2.953	1.746	0.005	0.132	0.018	2.505
9001	9001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9001010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.513
9	9002	2.958	1.878	2.953	1.746	0.005	0.132	0.018	2.505
9002	9002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9002	9002010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.513
205	10	0.011	0.056	0.011	0.056	0.000	0.000	0.000	0.000
10	10001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11	11001	7.425	4.072	7.410	3.578	0.015	0.492	0.042	3.477
11001	11001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11001	11001010	7.410	3.578	7.395	3.578	0.015	0.000	0.042	0.174
12	12001010	3.365	2.163	3.348	1.899	0.018	0.264	0.020	4.618
207	13	3.498	1.897	3.496	1.894	0.002	0.003	0.020	0.082
13	13001010	3.485	1.942	3.468	1.679	0.017	0.262	0.020	4.210
14	14001	2.726	1.641	2.722	1.532	0.004	0.108	0.016	2.192
14001	14001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14001	14001010	2.722	1.532	2.718	1.469	0.004	0.063	0.016	1.327
14	14002	2.722	1.536	2.720	1.469	0.002	0.067	0.016	1.303
14002	14002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14002	14002010	2.720	1.469	2.718	1.469	0.002	0.000	0.016	0.064

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 годЧас втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 128.419 МВт / 1127.274 млн.кВт*г Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.770 МВт / 1101.745 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.576 МВт / 15.629 млн.кВт*гВтрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*гСумарні втрати в ЛЕП: 1.576 МВт / 15.629 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.636 МВт / 5.568 млн.кВт*г Втрати нав. в трансформаторах: 0.437 МВт / 4.332 млн.кВт*г Сумарні втрати в трансформаторах: 1.072 МВт / 9.900 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.649 МВт / 25.529 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-72.373	-42.904	117.000	0.00
202	202	0.000	0.000	116.313	-0.25
4	Козятин тяга	0.000	0.000	114.945	-0.72
5	Глухівці	0.000	0.000	114.624	-0.84
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	114.206	-1.00
3	Смгнал	0.000	0.000	116.314	-0.25
201	201	0.000	0.000	116.314	-0.24
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.992	-1.07
1	Калинівка	0.000	0.000	114.156	-1.02
100	Вінницький енрговузол	-41.983	-21.814	117.000	0.00
203	203	0.000	0.000	116.074	-0.29
7	Махаренці	0.000	0.000	115.875	-0.33
204	204	0.000	0.000	115.747	-0.35
8	Черемошне	0.000	0.000	115.147	-0.53
9	Погребище	0.000	0.000	114.560	-0.63
205	205	0.000	0.000	114.472	-0.62
10	Плисків	0.000	0.000	114.464	-0.62
11	Липовець	0.000	0.000	114.486	-0.75
206	206	0.000	0.000	114.564	-0.74
12	Степанівка	0.000	0.000	115.175	-0.61
207	207	0.000	0.000	115.300	-0.58
13	Оленівка	0.000	0.000	115.219	-0.61
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	115.500	-0.53
209	209	0.000	0.000	116.883	-0.04
208	208	0.000	0.000	115.260	-0.61
14	Турбів	0.000	0.000	114.358	-0.92
1001		0.000	0.000	112.520	-2.48
1001035		0.000	0.000	37.670	-2.48
1001010		3.640	1.870	10.754	-2.45
1002		0.000	0.000	113.154	-1.91
1002035		0.000	0.000	37.882	-1.91

1002010	3.640	1.870	10.763	-2.46
2001	0.000	0.000	111.711	-2.92
2001027	0.000	0.000	26.712	-2.92
2001010	7.510	4.260	10.675	-2.89
2002	0.000	0.000	111.711	-2.92
2002027	0.000	0.000	26.712	-2.92
2002010	7.510	4.260	10.675	-2.89
3001	0.000	0.000	114.521	-1.90
3001035	0.000	0.000	38.340	-1.90
3001010	4.280	2.070	10.944	-1.87
3002	0.000	0.000	114.521	-1.90
3002035	0.000	0.000	38.340	-1.90
3002010	4.280	2.070	10.944	-1.87
4001	0.000	0.000	113.061	-2.20
4001027	0.000	0.000	27.035	-2.20
4001010	9.820	5.560	10.704	-3.14
4002	0.000	0.000	113.061	-2.20
4002027	0.000	0.000	27.035	-2.20
4002010	9.820	5.560	10.704	-3.14
5001010	5.200	2.520	10.611	-4.01
6001010	6.700	3.620	10.617	-3.55
7001	0.000	0.000	111.012	-3.78
7001035	0.000	0.000	37.165	-3.78
7001010	5.550	3.140	10.356	-5.88
8001010	3.700	2.200	10.524	-4.08
9001	0.000	0.000	112.147	-2.46
9001035	0.000	0.000	37.545	-2.46
9001010	2.950	1.670	10.592	-3.55
9002	0.000	0.000	112.147	-2.46
9002035	0.000	0.000	37.545	-2.46
9002010	2.950	1.670	10.592	-3.55
10001010	0.000	0.000	10.948	-0.62
11001	0.000	0.000	111.223	-3.74
11001035	0.000	0.000	37.236	-3.74
11001010	7.400	3.580	10.621	-3.69
12001010	3.350	1.900	10.595	-3.81
13001010	3.470	1.680	10.640	-3.92
14001	0.000	0.000	112.236	-2.61
14001035	0.000	0.000	37.575	-2.61
14001010	2.720	1.470	10.616	-3.61
14002	0.000	0.000	113.090	-2.00
14002035	0.000	0.000	37.861	-2.00
14002010	2.720	1.470	10.811	-1.98
5041	0.000	0.000	113.456	-0.91
5011	0.000	0.000	113.263	-1.27
5021	0.000	0.000	113.186	-1.12
5031	0.000	0.000	114.325	-0.54
501101010	8.900	2.360	9.467	-4.75
501102010	8.900	2.360	9.467	-4.75
502101010	2.430	1.240	9.419	-3.49
502102010	2.430	1.240	9.419	-3.49
503101010	-7.000	0.000	9.776	2.12
503102010	-7.000	0.000	9.776	2.12
504101010	2.950	1.830	9.328	-3.79
504102010	2.950	1.830	9.328	-3.79

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	28.187	16.161	28.090	15.946	0.097	0.214	0.160	0.688
202	3	-3.879	-2.930	-3.879	-2.930	0.000	0.000	-0.024	-0.001
3	201	-12.510	-7.755	-12.510	-7.755	0.000	0.000	-0.073	-0.000
201	300	-27.816	-15.784	-27.912	-15.997	0.095	0.212	-0.158	-0.687
201	2	15.306	9.032	15.126	8.634	0.179	0.396	0.088	2.342
2	14	-7.378	-2.041	-7.396	-2.067	0.018	0.026	-0.039	-0.371
14	208	-12.894	-4.951	-12.969	-5.060	0.075	0.108	-0.070	-0.910
208	200	-12.969	-4.628	-12.989	-4.657	0.020	0.029	-0.069	-0.242
200	209	-25.635	-12.291	-25.835	-12.658	0.200	0.365	-0.142	-1.388
209	100	-25.835	-12.338	-25.852	-12.369	0.017	0.031	-0.141	-0.118
200	207	12.646	8.088	12.632	8.062	0.014	0.026	0.075	0.201
207	12	9.134	6.413	9.128	6.401	0.006	0.012	0.056	0.126
12	206	5.751	4.653	5.731	4.616	0.020	0.037	0.037	0.614
206	11	5.731	5.082	5.728	5.078	0.003	0.004	0.039	0.077
11	205	-1.726	1.349	-1.728	1.345	0.003	0.004	-0.011	0.012
205	9	-0.818	-1.677	-0.819	-1.678	0.001	0.001	-0.009	-0.088
9	8	-6.776	-5.165	-6.802	-5.202	0.026	0.038	-0.043	-0.589
8	204	-10.533	-7.210	-10.565	-7.281	0.032	0.071	-0.064	-0.603
204	7	-10.565	-6.944	-10.574	-6.957	0.009	0.012	-0.063	-0.129
7	203	-16.178	-10.900	-16.199	-10.929	0.020	0.029	-0.097	-0.199
203	300	-16.199	-10.579	-16.274	-10.746	0.075	0.166	-0.096	-0.927
205	10	-0.910	3.721	-0.910	3.721	0.000	0.000	-0.019	0.007
10	5031	-0.921	3.887	-0.925	3.881	0.004	0.006	-0.020	0.138
5031	5041	12.994	3.568	12.918	3.458	0.076	0.110	0.068	0.878
5041	5021	6.971	-0.137	6.954	-0.162	0.017	0.025	0.035	0.277
5021	5011	2.058	-2.332	2.053	-2.339	0.005	0.007	0.016	-0.071
5011	2	-15.835	-7.875	-15.909	-7.982	0.073	0.106	-0.090	-0.736
5011	501101010	8.925	2.957	8.894	2.359	0.030	0.596	0.048	2.762
501101010	501102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	501102010	8.925	2.957	8.894	2.359	0.030	0.596	0.048	2.762
5021	502101010	2.437	1.374	2.428	1.239	0.009	0.134	0.014	3.082
502101010	502102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	502102010	2.437	1.374	2.428	1.239	0.009	0.134	0.014	3.082
5041	504101010	2.963	2.051	2.948	1.829	0.015	0.222	0.018	4.458
504101010	504102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	504102010	2.963	2.051	2.948	1.829	0.015	0.222	0.018	4.458
5031	503101010	-6.979	0.324	-6.996	-0.000	0.016	0.323	-0.035	-0.072
503101010	503102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	503102010	-6.979	0.324	-6.996	-0.000	0.016	0.323	-0.035	-0.072
2	1	-8.548	-5.643	-8.555	-5.659	0.007	0.016	-0.052	-0.166
1	100	-15.900	-8.934	-16.131	-9.445	0.230	0.509	-0.092	-2.862
8	8001010	3.720	2.536	3.698	2.199	0.022	0.336	0.023	5.394
9	9001	2.958	1.879	2.953	1.746	0.005	0.133	0.018	2.510
9001	9001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9001010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.516
9	9002	2.958	1.879	2.953	1.746	0.005	0.133	0.018	2.510
9002	9002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	9002010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.516
6	6001010	6.716	4.026	6.696	3.618	0.021	0.407	0.040	3.405
10	10001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 годЧас втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 128.690 МВт / 1130.057 млн.кВт*г Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.770 МВт / 1101.745 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.840 МВт / 18.245 млн.кВт*гВтрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.840 МВт / 18.245 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.558 МВт / 4.887 млн.кВт*г Втрати нав. в трансформаторах: 0.522 МВт / 5.179 млн.кВт*г Сумарні втрати в трансформаторах: 1.080 МВт / 10.067 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.920 МВт / 28.311 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-72.499	-44.652	110.000	0.00
202	202	0.000	0.000	109.250	-0.27
4	Козятин тяга	0.000	0.000	107.775	-0.81
5	Глухівці	0.000	0.000	107.426	-0.95
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	106.974	-1.12
3	Смгнал	0.000	0.000	109.250	-0.27
201	201	0.000	0.000	109.251	-0.27
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	106.641	-1.18
1	Калинівка	0.000	0.000	106.827	-1.12
100	Вінницький енерговузол	-42.130	-23.502	110.000	0.00
203	203	0.000	0.000	109.003	-0.33
7	Махаренці	0.000	0.000	108.789	-0.37
204	204	0.000	0.000	108.652	-0.40
8	Черемошне	0.000	0.000	108.013	-0.61
9	Погребище	0.000	0.000	107.396	-0.72
205	205	0.000	0.000	107.311	-0.72
10	Плисків	0.000	0.000	107.305	-0.71
11	Липовець	0.000	0.000	107.290	-0.85
206	206	0.000	0.000	107.370	-0.83
12	Степанівка	0.000	0.000	108.005	-0.69
207	207	0.000	0.000	108.138	-0.65
13	Оленівка	0.000	0.000	108.050	-0.68
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	108.350	-0.59
209	209	0.000	0.000	109.871	-0.05
208	208	0.000	0.000	108.079	-0.68
14	Турбів	0.000	0.000	107.066	-1.02
1001		0.000	0.000	105.069	-2.79
1001035		0.000	0.000	35.176	-2.79
1001010		3.640	1.870	10.041	-2.76
1002		0.000	0.000	105.750	-2.14
1002035		0.000	0.000	35.403	-2.14

1002010	3.640	1.870	10.051	-2.77
2001	0.000	0.000	104.186	-3.30
2001027	0.000	0.000	24.913	-3.30
2001010	7.510	4.260	9.955	-3.27
2002	0.000	0.000	104.186	-3.30
2002027	0.000	0.000	24.913	-3.30
2002010	7.510	4.260	9.955	-3.27
3001	0.000	0.000	107.330	-2.15
3001035	0.000	0.000	35.932	-2.15
3001010	4.280	2.070	10.256	-2.12
3002	0.000	0.000	107.330	-2.15
3002035	0.000	0.000	35.932	-2.15
3002010	4.280	2.070	10.256	-2.12
4001	0.000	0.000	105.743	-2.50
4001027	0.000	0.000	25.285	-2.50
4001010	9.820	5.560	9.996	-3.57
4002	0.000	0.000	105.743	-2.50
4002027	0.000	0.000	25.285	-2.50
4002010	9.820	5.560	9.996	-3.57
5001010	5.200	2.520	9.894	-4.57
6001010	6.700	3.620	9.901	-4.05
7001	0.000	0.000	103.476	-4.31
7001035	0.000	0.000	34.642	-4.31
7001010	5.550	3.140	9.613	-6.75
8001010	3.700	2.200	9.802	-4.67
9001	0.000	0.000	104.788	-2.81
9001035	0.000	0.000	35.081	-2.81
9001010	2.950	1.670	9.878	-4.06
9002	0.000	0.000	104.788	-2.81
9002035	0.000	0.000	35.081	-2.81
9002010	2.950	1.670	9.878	-4.06
10001010	0.000	0.000	10.264	-0.71
11001	0.000	0.000	103.767	-4.27
11001035	0.000	0.000	34.740	-4.27
11001010	7.400	3.580	9.907	-4.22
12001010	3.350	1.900	9.876	-4.34
13001010	3.470	1.680	9.924	-4.47
14001	0.000	0.000	104.773	-2.95
14001035	0.000	0.000	35.076	-2.95
14001010	2.720	1.470	9.894	-4.10
14002	0.000	0.000	105.707	-2.25
14002035	0.000	0.000	35.389	-2.25
14002010	2.720	1.470	10.104	-2.23
5041	0.000	0.000	106.323	-1.09
5011	0.000	0.000	105.789	-1.38
5021	0.000	0.000	106.096	-1.35
5031	0.000	0.000	107.188	-0.64
501101010	8.900	5.060	8.607	-5.42
501102010	8.900	5.060	8.607	-5.42
502101010	2.430	-1.460	9.276	-4.12
502102010	2.430	-1.460	9.276	-4.12
503101010	-7.000	0.000	9.166	2.39
503102010	-7.000	0.000	9.166	2.39
504101010	2.950	1.830	8.691	-4.39
504102010	2.950	1.830	8.691	-4.39

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	28.214	16.936	28.102	16.687	0.112	0.248	0.172	0.752
202	3	-3.902	-2.663	-3.902	-2.663	0.000	0.000	-0.025	-0.001
3	201	-12.529	-7.487	-12.529	-7.487	0.000	0.000	-0.077	-0.000
201	300	-27.828	-16.521	-27.939	-16.768	0.111	0.246	-0.171	-0.750
201	2	15.298	9.919	15.084	9.445	0.213	0.473	0.096	2.632
2	14	-7.445	-2.624	-7.468	-2.656	0.022	0.032	-0.043	-0.432
14	208	-12.961	-5.613	-13.050	-5.742	0.089	0.129	-0.076	-1.022
208	200	-13.050	-5.362	-13.074	-5.397	0.024	0.035	-0.075	-0.273
200	209	-25.740	-13.057	-25.975	-13.486	0.234	0.428	-0.154	-1.526
209	100	-25.975	-13.203	-25.995	-13.240	0.020	0.036	-0.153	-0.129
200	207	12.666	8.059	12.650	8.029	0.016	0.029	0.080	0.214
207	12	9.150	6.304	9.143	6.290	0.007	0.013	0.059	0.133
12	206	5.765	4.453	5.743	4.411	0.022	0.041	0.039	0.639
206	11	5.743	4.821	5.739	4.816	0.003	0.005	0.040	0.080
11	205	-1.715	0.971	-1.717	0.967	0.002	0.004	-0.011	-0.025
205	9	-0.864	-1.418	-0.865	-1.419	0.001	0.001	-0.009	-0.084
9	8	-6.820	-5.002	-6.849	-5.044	0.029	0.042	-0.045	-0.620
8	204	-10.582	-7.167	-10.619	-7.248	0.036	0.080	-0.068	-0.642
204	7	-10.619	-6.951	-10.629	-6.965	0.010	0.014	-0.067	-0.138
7	203	-16.236	-11.030	-16.260	-11.064	0.023	0.034	-0.104	-0.214
203	300	-16.260	-10.756	-16.346	-10.947	0.086	0.191	-0.103	-0.999
205	10	-0.853	3.000	-0.853	2.999	0.000	0.000	-0.017	0.006
10	5031	-0.863	3.145	-0.866	3.141	0.003	0.005	-0.018	0.115
5031	5041	13.054	2.698	12.969	2.576	0.084	0.122	0.072	0.877
5041	5021	7.020	-1.149	6.999	-1.178	0.020	0.029	0.039	0.238
5021	5011	2.104	1.948	2.099	1.941	0.005	0.007	0.016	0.309
5011	2	-15.814	-9.633	-15.906	-9.767	0.092	0.134	-0.101	-0.860
5011	501101010	8.940	5.952	8.894	5.057	0.045	0.891	0.059	5.427
501101010	501102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	501102010	8.940	5.952	8.894	5.057	0.045	0.891	0.059	5.427
5021	502101010	2.438	-1.309	2.428	-1.459	0.010	0.149	0.015	-2.260
502101010	502102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	502102010	2.438	-1.309	2.428	-1.459	0.010	0.149	0.015	-2.260
5041	504101010	2.965	2.085	2.948	1.829	0.017	0.255	0.020	4.845
504101010	504102010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5041	504102010	2.965	2.085	2.948	1.829	0.017	0.255	0.020	4.845
5031	503101010	-6.977	0.369	-6.996	-0.000	0.019	0.367	-0.038	-0.050
503101010	503102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	503102010	-6.977	0.369	-6.996	-0.000	0.019	0.367	-0.038	-0.050
2	1	-8.514	-6.240	-8.522	-6.259	0.009	0.019	-0.057	-0.188
1	100	-15.862	-9.657	-16.135	-10.262	0.272	0.603	-0.100	-3.194
8	8001010	3.724	2.587	3.698	2.199	0.026	0.387	0.024	5.865
9	9001	2.960	1.911	2.954	1.758	0.006	0.152	0.019	2.725
9001	9001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9001010	2.954	1.758	2.948	1.669	0.006	0.089	0.019	1.645
9	9002	2.960	1.911	2.954	1.758	0.006	0.152	0.019	2.725
9002	9002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9002	9002010	2.954	1.758	2.948	1.669	0.006	0.089	0.019	1.645
6	6001010	6.720	4.087	6.696	3.618	0.024	0.468	0.042	3.697
10	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 годЧас втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 128.233 МВт / 1125.315 млн.кВт*г Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.770 МВт / 1101.745 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.339 МВт / 13.272 млн.кВт*гВтрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.339 МВт / 13.272 млн.кВт*гВтрати х.х. в трансформаторах: 0.736 МВт / 6.451 млн.кВт*г Втрати нав. в трансформаторах: 0.388 МВт / 3.847 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.124 МВт / 10.297 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.463 МВт / 23.569 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав, МВт	Qнав, МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-72.278	-40.953	125.500	0.00
202	202	0.000	0.000	124.868	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	123.610	-0.63
5	Глухівці	0.000	0.000	123.318	-0.74
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	122.934	-0.87
3	Смгнал	0.000	0.000	124.869	-0.21
201	201	0.000	0.000	124.869	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	122.710	-0.93
1	Калинівка	0.000	0.000	122.864	-0.88
100	Вінницький енрговузол	-41.891	-20.731	125.500	0.00
203	203	0.000	0.000	124.696	-0.26
7	Махаренці	0.000	0.000	124.520	-0.30
204	204	0.000	0.000	124.409	-0.32
8	Черемошне	0.000	0.000	123.896	-0.49
9	Погребище	0.000	0.000	123.395	-0.59
205	205	0.000	0.000	123.338	-0.59
10	Плисків	0.000	0.000	123.334	-0.59
11	Липовець	0.000	0.000	123.298	-0.68
206	206	0.000	0.000	123.364	-0.67
12	Степанівка	0.000	0.000	123.872	-0.55
207	207	0.000	0.000	123.979	-0.52
13	Оленівка	0.000	0.000	123.904	-0.54
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	124.152	-0.47
209	209	0.000	0.000	125.395	-0.04
208	208	0.000	0.000	123.925	-0.54
14	Турбів	0.000	0.000	123.068	-0.80
1001		0.000	0.000	121.352	-2.14
1001035		0.000	0.000	40.627	-2.14
1001010		3.640	1.870	11.599	-2.12
1002		0.000	0.000	121.939	-1.65
1002035		0.000	0.000	40.823	-1.65

1002010	3.640	1.870	11.608	-2.12
2001	0.000	0.000	120.605	-2.52
2001027	0.000	0.000	28.839	-2.52
2001010	7.510	4.260	11.526	-2.49
2002	0.000	0.000	120.605	-2.52
2002027	0.000	0.000	28.839	-2.52
2002010	7.510	4.260	11.526	-2.49
3001	0.000	0.000	123.208	-1.64
3001035	0.000	0.000	41.248	-1.64
3001010	4.280	2.070	11.776	-1.62
3002	0.000	0.000	123.208	-1.64
3002035	0.000	0.000	41.248	-1.64
3002010	4.280	2.070	11.776	-1.62
4001	0.000	0.000	121.876	-1.91
4001027	0.000	0.000	29.143	-1.91
4001010	9.820	5.560	11.555	-2.71
4002	0.000	0.000	121.876	-1.91
4002027	0.000	0.000	29.143	-1.91
4002010	9.820	5.560	11.555	-2.71
5001010	5.200	2.520	11.471	-3.46
6001010	6.700	3.620	11.476	-3.07
7001	0.000	0.000	120.104	-3.26
7001035	0.000	0.000	40.209	-3.26
7001010	5.550	3.140	11.247	-5.06
8001010	3.700	2.200	11.401	-3.53
9001	0.000	0.000	121.182	-2.16
9001035	0.000	0.000	40.570	-2.16
9001010	2.950	1.670	11.467	-3.09
9002	0.000	0.000	121.182	-2.16
9002035	0.000	0.000	40.570	-2.16
9002010	2.950	1.670	11.467	-3.09
10001010	0.000	0.000	11.797	-0.59
11001	0.000	0.000	120.302	-3.25
11001035	0.000	0.000	40.275	-3.25
11001010	7.400	3.580	11.491	-3.21
12001010	3.350	1.900	11.461	-3.29
13001010	3.470	1.680	11.502	-3.39
14001	0.000	0.000	121.120	-2.26
14001035	0.000	0.000	40.549	-2.26
14001010	2.720	1.470	11.475	-3.11
14002	0.000	0.000	121.895	-1.73
14002035	0.000	0.000	40.809	-1.73
14002010	2.720	1.470	11.653	-1.72
5041	0.000	0.000	122.510	-0.88
5011	0.000	0.000	122.007	-1.09
5021	0.000	0.000	122.304	-1.07
5031	0.000	0.000	123.250	-0.54
501101010	8.900	5.060	10.059	-4.08
501102010	8.900	5.060	10.059	-4.08
502101010	2.430	-1.460	10.635	-3.17
502102010	2.430	-1.460	10.635	-3.17
503101010	-7.000	0.000	10.539	1.75
503102010	-7.000	0.000	10.539	1.75
504101010	2.950	1.830	10.132	-3.34
504102010	2.950	1.830	10.132	-3.34

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	28.138	15.802	28.054	15.618	0.083	0.184	0.148	0.633
202	3	-3.886	-2.767	-3.886	-2.767	0.000	0.000	-0.022	-0.001
3	201	-12.524	-7.606	-12.524	-7.607	0.000	0.000	-0.068	-0.000
201	300	-27.781	-15.460	-27.863	-15.642	0.082	0.181	-0.147	-0.632
201	2	15.257	9.010	15.102	8.667	0.154	0.342	0.082	2.175
2	14	-7.383	-2.426	-7.399	-2.449	0.016	0.023	-0.037	-0.363
14	208	-12.902	-5.252	-12.968	-5.347	0.066	0.095	-0.065	-0.863
208	200	-12.968	-4.848	-12.986	-4.873	0.017	0.025	-0.064	-0.228
200	209	-25.628	-11.410	-25.797	-11.719	0.168	0.308	-0.130	-1.247
209	100	-25.797	-11.351	-25.811	-11.377	0.014	0.026	-0.130	-0.105
200	207	12.642	7.061	12.630	7.040	0.011	0.021	0.067	0.174
207	12	9.134	5.475	9.128	5.466	0.005	0.009	0.050	0.108
12	206	5.753	3.823	5.737	3.795	0.015	0.028	0.032	0.511
206	11	5.737	4.336	5.735	4.332	0.002	0.003	0.034	0.066
11	205	-1.718	0.731	-1.720	0.729	0.002	0.002	-0.009	-0.042
205	9	-0.855	-0.962	-0.855	-0.962	0.000	0.000	-0.006	-0.057
9	8	-6.816	-4.344	-6.837	-4.373	0.020	0.029	-0.038	-0.503
8	204	-10.566	-6.248	-10.592	-6.305	0.025	0.056	-0.057	-0.516
204	7	-10.592	-5.915	-10.598	-5.925	0.007	0.010	-0.056	-0.111
7	203	-16.200	-9.754	-16.217	-9.778	0.017	0.024	-0.088	-0.176
203	300	-16.217	-9.374	-16.278	-9.509	0.061	0.135	-0.087	-0.805
205	10	-0.865	2.502	-0.865	2.502	0.000	0.000	-0.012	0.004
10	5031	-0.878	2.695	-0.879	2.692	0.002	0.003	-0.013	0.082
5031	5041	13.038	2.525	12.975	2.433	0.063	0.092	0.062	0.750
5041	5021	7.029	-1.010	7.013	-1.032	0.015	0.022	0.033	0.213
5021	5011	2.116	2.333	2.112	2.326	0.004	0.006	0.015	0.298
5011	2	-15.787	-8.659	-15.853	-8.755	0.066	0.095	-0.085	-0.709
5011	501101010	8.928	5.712	8.894	5.057	0.033	0.653	0.050	4.504
501101010	501102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	501102010	8.928	5.712	8.894	5.057	0.033	0.653	0.050	4.504
5021	502101010	2.436	-1.345	2.428	-1.459	0.008	0.114	0.013	-2.047
502101010	502102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	502102010	2.436	-1.345	2.428	-1.459	0.008	0.114	0.013	-2.047
5041	504101010	2.961	2.017	2.948	1.829	0.012	0.188	0.017	4.064
504101010	504102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	504102010	2.961	2.017	2.948	1.829	0.012	0.188	0.017	4.064
5031	503101010	-6.981	0.279	-6.996	-0.000	0.014	0.278	-0.033	-0.099
503101010	503102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	503102010	-6.981	0.279	-6.996	-0.000	0.014	0.278	-0.033	-0.099
2	1	-8.522	-5.770	-8.528	-5.784	0.006	0.014	-0.048	-0.156
1	100	-15.881	-8.914	-16.080	-9.354	0.198	0.438	-0.085	-2.650
8	8001010	3.717	2.486	3.698	2.199	0.019	0.286	0.021	4.919
9	9001	2.957	1.849	2.952	1.735	0.004	0.113	0.016	2.292
9001	9001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9001010	2.952	1.735	2.948	1.669	0.004	0.066	0.016	1.385
9	9002	2.957	1.849	2.952	1.735	0.004	0.113	0.016	2.292
9002	9002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9002	9002010	2.952	1.735	2.948	1.669	0.004	0.066	0.016	1.385
6	6001010	6.713	3.967	6.696	3.618	0.018	0.348	0.037	3.112
10	10001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 128.419 МВт / 1127.274 млн.кВт*г Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.770 МВт / 1101.745 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.576 МВт / 15.629 млн.кВт*г Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г Сумарні втрати в ЛЕП: 1.576 МВт / 15.629 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.636 МВт / 5.568 млн.кВт*г Втрати нав. в трансформаторах: 0.437 МВт / 4.332 млн.кВт*г Сумарні втрати в трансформаторах: 1.072 МВт / 9.900 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.649 МВт / 25.529 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-72.373	-42.904	117.000	0.00
202	202	0.000	0.000	116.313	-0.25
4	Козятин тяга	0.000	0.000	114.945	-0.72
5	Глухівці	0.000	0.000	114.624	-0.84
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	114.206	-1.00
3	Смгнал	0.000	0.000	116.314	-0.25
201	201	0.000	0.000	116.314	-0.24
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.992	-1.07
1	Калинівка	0.000	0.000	114.156	-1.02
100	Вінницький енерговузол	-41.983	-21.814	117.000	0.00
203	203	0.000	0.000	116.074	-0.29
7	Махаренці	0.000	0.000	115.875	-0.33
204	204	0.000	0.000	115.747	-0.35
8	Черемошне	0.000	0.000	115.147	-0.53
9	Погребище	0.000	0.000	114.560	-0.63
205	205	0.000	0.000	114.472	-0.62
10	Плисків	0.000	0.000	114.464	-0.62
11	Липовець	0.000	0.000	114.486	-0.75
206	206	0.000	0.000	114.564	-0.74
12	Степанівка	0.000	0.000	115.175	-0.61
207	207	0.000	0.000	115.300	-0.58
13	Оленівка	0.000	0.000	115.219	-0.61
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	115.500	-0.53
209	209	0.000	0.000	116.883	-0.04
208	208	0.000	0.000	115.260	-0.61
14	Турбів	0.000	0.000	114.358	-0.92
1001		0.000	0.000	112.520	-2.48
1001035		0.000	0.000	37.670	-2.48
1001010		3.640	1.870	10.754	-2.45
1002		0.000	0.000	113.154	-1.91
1002035		0.000	0.000	37.882	-1.91

1002010	3.640	1.870	10.763	-2.46
2001	0.000	0.000	111.711	-2.92
2001027	0.000	0.000	26.712	-2.92
2001010	7.510	4.260	10.675	-2.89
2002	0.000	0.000	111.711	-2.92
2002027	0.000	0.000	26.712	-2.92
2002010	7.510	4.260	10.675	-2.89
3001	0.000	0.000	114.521	-1.90
3001035	0.000	0.000	38.340	-1.90
3001010	4.280	2.070	10.944	-1.87
3002	0.000	0.000	114.521	-1.90
3002035	0.000	0.000	38.340	-1.90
3002010	4.280	2.070	10.944	-1.87
4001	0.000	0.000	113.061	-2.20
4001027	0.000	0.000	27.035	-2.20
4001010	9.820	5.560	10.704	-3.14
4002	0.000	0.000	113.061	-2.20
4002027	0.000	0.000	27.035	-2.20
4002010	9.820	5.560	10.704	-3.14
5001010	5.200	2.520	10.611	-4.01
6001010	6.700	3.620	10.617	-3.55
7001	0.000	0.000	111.012	-3.78
7001035	0.000	0.000	37.165	-3.78
7001010	5.550	3.140	10.356	-5.88
8001010	3.700	2.200	10.524	-4.08
9001	0.000	0.000	112.147	-2.46
9001035	0.000	0.000	37.545	-2.46
9001010	2.950	1.670	10.592	-3.55
9002	0.000	0.000	112.147	-2.46
9002035	0.000	0.000	37.545	-2.46
9002010	2.950	1.670	10.592	-3.55
10001010	0.000	0.000	10.948	-0.62
11001	0.000	0.000	111.223	-3.74
11001035	0.000	0.000	37.236	-3.74
11001010	7.400	3.580	10.621	-3.69
12001010	3.350	1.900	10.595	-3.81
13001010	3.470	1.680	10.640	-3.92
14001	0.000	0.000	112.236	-2.61
14001035	0.000	0.000	37.575	-2.61
14001010	2.720	1.470	10.616	-3.61
14002	0.000	0.000	113.090	-2.00
14002035	0.000	0.000	37.861	-2.00
14002010	2.720	1.470	10.811	-1.98
5041	0.000	0.000	113.456	-0.91
5011	0.000	0.000	113.263	-1.27
5021	0.000	0.000	113.186	-1.12
5031	0.000	0.000	114.325	-0.54
501101010	8.900	2.360	9.467	-4.75
501102010	8.900	2.360	9.467	-4.75
502101010	2.430	1.240	9.419	-3.49
502102010	2.430	1.240	9.419	-3.49
503101010	-7.000	0.000	9.776	2.12
503102010	-7.000	0.000	9.776	2.12
504101010	2.950	1.830	9.328	-3.79
504102010	2.950	1.830	9.328	-3.79

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	28.187	16.161	28.090	15.946	0.097	0.214	0.160	0.688
202	3	-3.879	-2.930	-3.879	-2.930	0.000	0.000	-0.024	-0.001
3	201	-12.510	-7.755	-12.510	-7.755	0.000	0.000	-0.073	-0.000
201	300	-27.816	-15.784	-27.912	-15.997	0.095	0.212	-0.158	-0.687
201	2	15.306	9.032	15.126	8.634	0.179	0.396	0.088	2.342
2	14	-7.378	-2.041	-7.396	-2.067	0.018	0.026	-0.039	-0.371
14	208	-12.894	-4.951	-12.969	-5.060	0.075	0.108	-0.070	-0.910
208	200	-12.969	-4.628	-12.989	-4.657	0.020	0.029	-0.069	-0.242
200	209	-25.635	-12.291	-25.835	-12.658	0.200	0.365	-0.142	-1.388
209	100	-25.835	-12.338	-25.852	-12.369	0.017	0.031	-0.141	-0.118
200	207	12.646	8.088	12.632	8.062	0.014	0.026	0.075	0.201
207	12	9.134	6.413	9.128	6.401	0.006	0.012	0.056	0.126
12	206	5.751	4.653	5.731	4.616	0.020	0.037	0.037	0.614
206	11	5.731	5.082	5.728	5.078	0.003	0.004	0.039	0.077
11	205	-1.726	1.349	-1.728	1.345	0.003	0.004	-0.011	0.012
205	9	-0.818	-1.677	-0.819	-1.678	0.001	0.001	-0.009	-0.088
9	8	-6.776	-5.165	-6.802	-5.202	0.026	0.038	-0.043	-0.589
8	204	-10.533	-7.210	-10.565	-7.281	0.032	0.071	-0.064	-0.603
204	7	-10.565	-6.944	-10.574	-6.957	0.009	0.012	-0.063	-0.129
7	203	-16.178	-10.900	-16.199	-10.929	0.020	0.029	-0.097	-0.199
203	300	-16.199	-10.579	-16.274	-10.746	0.075	0.166	-0.096	-0.927
205	10	-0.910	3.721	-0.910	3.721	0.000	0.000	-0.019	0.007
10	5031	-0.921	3.887	-0.925	3.881	0.004	0.006	-0.020	0.138
5031	5041	12.994	3.568	12.918	3.458	0.076	0.110	0.068	0.878
5041	5021	6.971	-0.137	6.954	-0.162	0.017	0.025	0.035	0.277
5021	5011	2.058	-2.332	2.053	-2.339	0.005	0.007	0.016	-0.071
5011	2	-15.835	-7.875	-15.909	-7.982	0.073	0.106	-0.090	-0.736
5011	501101010	8.925	2.957	8.894	2.359	0.030	0.596	0.048	2.762
501101010	501102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	501102010	8.925	2.957	8.894	2.359	0.030	0.596	0.048	2.762
5021	502101010	2.437	1.374	2.428	1.239	0.009	0.134	0.014	3.082
502101010	502102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	502102010	2.437	1.374	2.428	1.239	0.009	0.134	0.014	3.082
5041	504101010	2.963	2.051	2.948	1.829	0.015	0.222	0.018	4.458
504101010	504102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	504102010	2.963	2.051	2.948	1.829	0.015	0.222	0.018	4.458
5031	503101010	-6.979	0.324	-6.996	-0.000	0.016	0.323	-0.035	-0.072
503101010	503102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	503102010	-6.979	0.324	-6.996	-0.000	0.016	0.323	-0.035	-0.072
2	1	-8.548	-5.643	-8.555	-5.659	0.007	0.016	-0.052	-0.166
1	100	-15.900	-8.934	-16.131	-9.445	0.230	0.509	-0.092	-2.862
8	8001010	3.720	2.536	3.698	2.199	0.022	0.336	0.023	5.394
9	9001	2.958	1.879	2.953	1.746	0.005	0.133	0.018	2.510
9001	9001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9001010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.516
9	9002	2.958	1.879	2.953	1.746	0.005	0.133	0.018	2.510
9002	9002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	9002010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.516
6	6001010	6.716	4.026	6.696	3.618	0.021	0.407	0.040	3.405
10	10001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 годЧас втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 117.536 МВт / 1031.892 млн.кВт*г Відпущено потужн./ел.енерг.: 115.010 МВт / 1007.488 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.598 МВт / 15.840 млн.кВт*гВтрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.598 МВт / 15.840 млн.кВт*гВтрати х.х. в трансформаторах: 0.553 МВт / 4.848 млн.кВт*г Втрати нав. в трансформаторах: 0.375 МВт / 3.717 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.928 МВт / 8.565 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.526 МВт / 24.404 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-73.784	-42.455	117.000	0.00
202	202	0.000	0.000	116.292	-0.25
4	Козятин тяга	0.000	0.000	114.924	-0.72
5	Глухівці	0.000	0.000	114.603	-0.84
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	114.184	-1.00
3	Смгнал	0.000	0.000	116.293	-0.25
201	201	0.000	0.000	116.293	-0.25
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.714	-1.09
1	Калинівка	0.000	0.000	113.902	-1.03
100	Вінницький енрговузол	-43.687	-22.665	117.000	0.00
203	203	0.000	0.000	116.156	-0.33
7	Махаренці	0.000	0.000	115.970	-0.37
204	204	0.000	0.000	115.855	-0.41
8	Черемошне	0.000	0.000	115.334	-0.62
9	Погребище	0.000	0.000	114.832	-0.77
205	205	0.000	0.000	114.799	-0.80
10	Плисків	0.000	0.000	114.799	-0.80
11	Липовець	0.000	0.000	114.661	-0.85
206	206	0.000	0.000	114.725	-0.84
12	Степанівка	0.000	0.000	115.203	-0.66
207	207	0.000	0.000	115.310	-0.62
13	Оленівка	0.000	0.000	115.229	-0.65
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	115.487	-0.56
209	209	0.000	0.000	116.881	-0.04
208	208	0.000	0.000	115.212	-0.64
14	Турбів	0.000	0.000	114.181	-0.94
1001		0.000	0.000	112.263	-2.50
1001035		0.000	0.000	37.584	-2.50
1001010		3.640	1.870	10.729	-2.47
1002		0.000	0.000	112.898	-1.92
1002035		0.000	0.000	37.797	-1.92

1002010		3.640	1.870	10.739	-2.48
2001		0.000	0.000	111.427	-2.95
2001027		0.000	0.000	26.644	-2.95
2001010		7.510	4.260	10.648	-2.92
2002		0.000	0.000	111.427	-2.95
2002027		0.000	0.000	26.644	-2.95
2002010		7.510	4.260	10.648	-2.92
3001		0.000	0.000	114.499	-1.90
3001035		0.000	0.000	38.332	-1.90
3001010		4.280	2.070	10.942	-1.87
3002		0.000	0.000	114.499	-1.90
3002035		0.000	0.000	38.332	-1.90
3002010		4.280	2.070	10.942	-1.87
4001		0.000	0.000	113.039	-2.20
4001027		0.000	0.000	27.030	-2.20
4001010		9.820	5.560	10.701	-3.14
4002		0.000	0.000	113.039	-2.20
4002027		0.000	0.000	27.030	-2.20
4002010		9.820	5.560	10.701	-3.14
5001010		5.200	2.520	10.609	-4.01
6001010		6.700	3.620	10.614	-3.56
7001		0.000	0.000	111.112	-3.81
7001035		0.000	0.000	37.199	-3.81
7001010		5.550	3.140	10.366	-5.92
8001010		3.700	2.200	10.543	-4.16
9001		0.000	0.000	112.426	-2.60
9001035		0.000	0.000	37.638	-2.60
9001010		2.950	1.670	10.619	-3.68
9002		0.000	0.000	112.426	-2.60
9002035		0.000	0.000	37.638	-2.60
9002010		2.950	1.670	10.619	-3.68
10001010		0.000	0.000	10.980	-0.80
11001		0.000	0.000	111.404	-3.84
11001035		0.000	0.000	37.296	-3.84
11001010		7.400	3.580	10.638	-3.79
12001010		3.350	1.900	10.598	-3.85
13001010		3.470	1.680	10.641	-3.96
14001		0.000	0.000	112.055	-2.64
14001035		0.000	0.000	37.514	-2.64
14001010		2.720	1.470	10.599	-3.64
14002		0.000	0.000	112.911	-2.02
14002035		0.000	0.000	37.801	-2.02
14002010		2.720	1.470	10.793	-2.01
5011		0.000	0.000	112.777	-1.28
501101010		8.900	5.060	10.664	-4.81
501102010		8.900	5.060	10.664	-4.81

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	28.587	16.868	28.486	16.644	0.101	0.223	0.164	0.709
202	3	-3.484	-2.234	-3.484	-2.234	0.000	0.000	-0.021	-0.001
3	201	-12.115	-7.059	-12.115	-7.059	0.000	0.000	-0.069	-0.000

201	300	-28.212	-16.483	-28.312	-16.704	0.100	0.221	-0.162	-0.708
201	2	16.097	10.427	15.888	9.963	0.208	0.462	0.095	2.599
2	14	-8.087	-3.500	-8.111	-3.535	0.024	0.035	-0.045	-0.472
14	208	-13.608	-6.421	-13.697	-6.551	0.089	0.129	-0.076	-1.040
208	200	-13.697	-6.119	-13.721	-6.153	0.024	0.034	-0.075	-0.277
200	209	-26.660	-11.937	-26.872	-12.325	0.211	0.386	-0.146	-1.400
209	100	-26.872	-12.005	-26.890	-12.038	0.018	0.033	-0.145	-0.119
200	207	12.939	6.238	12.926	6.214	0.013	0.024	0.072	0.178
207	12	9.428	4.565	9.422	4.554	0.006	0.010	0.052	0.108
12	206	6.046	2.807	6.029	2.777	0.016	0.030	0.033	0.483
206	11	6.029	3.245	6.027	3.241	0.002	0.003	0.034	0.064
11	205	-1.427	-0.485	-1.428	-0.487	0.001	0.002	-0.008	-0.139
205	9	-1.439	0.160	-1.439	0.159	0.000	0.001	-0.007	-0.034
9	8	-7.397	-3.324	-7.420	-3.358	0.023	0.034	-0.041	-0.505
8	204	-11.151	-5.363	-11.181	-5.430	0.030	0.066	-0.062	-0.525
204	7	-11.181	-5.092	-11.189	-5.104	0.008	0.012	-0.061	-0.116
7	203	-16.793	-9.045	-16.813	-9.074	0.019	0.028	-0.095	-0.187
203	300	-16.813	-8.723	-16.885	-8.882	0.072	0.159	-0.094	-0.846
2	1	-9.183	-6.751	-9.192	-6.770	0.009	0.020	-0.058	-0.191
1	100	-16.537	-10.050	-16.798	-10.628	0.260	0.576	-0.098	-3.116
5011	501101010	8.934	5.834	8.894	5.057	0.039	0.774	0.055	4.988
501101010	501102010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	501102010	8.934	5.834	8.894	5.057	0.039	0.774	0.055	4.988
4	4002	9.831	6.128	9.822	5.775	0.008	0.352	0.058	1.960
4002	4002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4002	4002010	9.822	5.775	9.814	5.557	0.008	0.218	0.058	1.240
202	4	31.969	19.259	31.749	18.771	0.219	0.486	0.185	1.376
3	3001	4.287	2.226	4.282	2.069	0.005	0.156	0.024	1.855
3001	3001035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001	3001010	4.282	2.069	4.277	2.069	0.005	0.000	0.024	0.100
3	3002	4.287	2.226	4.282	2.069	0.005	0.156	0.024	1.855
3002	3002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
3002	3002010	4.282	2.069	4.277	2.069	0.005	0.000	0.024	0.100
4	5	12.003	6.379	11.983	6.336	0.020	0.044	0.068	0.324
5	6	6.750	3.839	6.736	3.807	0.014	0.032	0.039	0.424
7	7001	5.583	3.916	5.565	3.424	0.018	0.490	0.034	5.102
7001	7001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7001	7001010	5.565	3.424	5.547	3.138	0.018	0.285	0.034	3.072
8	8001010	3.720	2.535	3.698	2.199	0.022	0.335	0.022	5.394
9	9001	2.958	1.878	2.953	1.746	0.005	0.132	0.018	2.511
9001	9001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9001010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.517
9	9002	2.958	1.878	2.953	1.746	0.005	0.132	0.018	2.511
9002	9002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9002	9002010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.517
205	10	0.011	0.056	0.011	0.056	0.000	0.000	0.000	0.000
10	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11	11001	7.425	4.074	7.410	3.578	0.015	0.494	0.043	3.494
11001	11001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11001	11001010	7.410	3.578	7.395	3.578	0.015	0.000	0.043	0.174
12	12001010	3.366	2.165	3.348	1.899	0.018	0.265	0.020	4.644
207	13	3.498	1.899	3.496	1.896	0.002	0.003	0.020	0.082
13	13001010	3.485	1.943	3.468	1.679	0.018	0.263	0.020	4.236
14	14001	2.727	1.644	2.722	1.533	0.004	0.110	0.016	2.229
14001	14001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14001	14001010	2.722	1.533	2.718	1.469	0.004	0.064	0.016	1.348

2 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 годЧас втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 117.508 МВт / 1031.566 млн.кВт*г Відпущено потужн./ел.енерг.: 115.010 МВт / 1007.488 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.497 МВт / 14.847 млн.кВт*гВтрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.497 МВт / 14.847 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.595 МВт / 5.212 млн.кВт*г Втрати нав. в трансформаторах: 0.405 МВт / 4.020 млн.кВт*г Сумарні втрати в трансформаторах: 1.000 МВт / 9.231 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.498 МВт / 24.079 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-65.549	-42.496	117.000	0.00
202	202	0.000	0.000	116.296	-0.24
4	Козятин тяга	0.000	0.000	114.928	-0.72
5	Глухівці	0.000	0.000	114.607	-0.84
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	114.188	-0.99
3	Смгнал	0.000	0.000	116.296	-0.24
201	201	0.000	0.000	116.297	-0.24
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.760	-1.03
1	Калинівка	0.000	0.000	113.944	-0.98
100	Вінницький енерговузол	-37.903	-22.743	117.000	0.00
203	203	0.000	0.000	116.327	-0.13
7	Махаренці	0.000	0.000	116.187	-0.15
204	204	0.000	0.000	116.116	-0.15
8	Черемошне	0.000	0.000	115.756	-0.18
9	Погребище	0.000	0.000	115.548	-0.11
205	205	0.000	0.000	115.706	0.01
10	Плисків	0.000	0.000	115.727	0.03
11	Липовець	0.000	0.000	115.183	-0.35
206	206	0.000	0.000	115.211	-0.36
12	Степанівка	0.000	0.000	115.436	-0.44
207	207	0.000	0.000	115.507	-0.43
13	Оленівка	0.000	0.000	115.426	-0.46
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	115.640	-0.42
209	209	0.000	0.000	116.894	-0.03
208	208	0.000	0.000	115.351	-0.51
14	Турбів	0.000	0.000	114.267	-0.85
1001		0.000	0.000	112.305	-2.44
1001035		0.000	0.000	37.598	-2.44
1001010		3.640	1.870	10.733	-2.42
1002		0.000	0.000	112.941	-1.87
1002035		0.000	0.000	37.811	-1.87

1002010	3.640	1.870	10.743	-2.42
2001	0.000	0.000	111.474	-2.89
2001027	0.000	0.000	26.656	-2.89
2001010	7.510	4.260	10.652	-2.86
2002	0.000	0.000	111.474	-2.89
2002027	0.000	0.000	26.656	-2.89
2002010	7.510	4.260	10.652	-2.86
3001	0.000	0.000	114.503	-1.89
3001035	0.000	0.000	38.334	-1.89
3001010	4.280	2.070	10.942	-1.87
3002	0.000	0.000	114.503	-1.89
3002035	0.000	0.000	38.334	-1.89
3002010	4.280	2.070	10.942	-1.87
4001	0.000	0.000	113.043	-2.20
4001027	0.000	0.000	27.031	-2.20
4001010	9.820	5.560	10.702	-3.13
4002	0.000	0.000	113.043	-2.20
4002027	0.000	0.000	27.031	-2.20
4002010	9.820	5.560	10.702	-3.13
5001010	5.200	2.520	10.609	-4.01
6001010	6.700	3.620	10.615	-3.55
7001	0.000	0.000	111.341	-3.58
7001035	0.000	0.000	37.275	-3.58
7001010	5.550	3.140	10.388	-5.67
8001010	3.700	2.200	10.585	-3.68
9001	0.000	0.000	113.159	-1.91
9001035	0.000	0.000	37.884	-1.91
9001010	2.950	1.670	10.690	-2.97
9002	0.000	0.000	113.159	-1.91
9002035	0.000	0.000	37.884	-1.91
9002010	2.950	1.670	10.690	-2.97
10001010	0.000	0.000	11.069	0.03
11001	0.000	0.000	111.942	-3.30
11001035	0.000	0.000	37.476	-3.30
11001010	7.400	3.580	10.690	-3.25
12001010	3.350	1.900	10.621	-3.61
13001010	3.470	1.680	10.660	-3.76
14001	0.000	0.000	112.144	-2.55
14001035	0.000	0.000	37.544	-2.55
14001010	2.720	1.470	10.607	-3.55
14002	0.000	0.000	112.999	-1.93
14002035	0.000	0.000	37.830	-1.93
14002010	2.720	1.470	10.802	-1.91
5011	0.000	0.000	112.824	-1.22
5031	0.000	0.000	116.106	0.33
501101010	8.900	5.060	10.669	-4.75
501102010	8.900	5.060	10.669	-4.75
503101010	-7.000	0.000	10.796	2.91
503102010	-7.000	0.000	10.796	2.91

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку | N кінця | Rp, МВт | Qп, МВАр | Rк, МВт | Qк, МВАр | dP, МВт | dQ, МВАр | I, кА | dU, кВ |

300	202	28.232	16.874	28.132	16.653	0.099	0.219	0.162	0.705
202	3	-3.837	-2.224	-3.837	-2.224	0.000	0.000	-0.022	-0.001
3	201	-12.468	-7.049	-12.468	-7.049	0.000	0.000	-0.071	-0.000
201	300	-27.858	-16.492	-27.957	-16.710	0.098	0.217	-0.160	-0.704
201	2	15.390	10.446	15.193	10.010	0.196	0.434	0.092	2.555
2	14	-9.364	-3.408	-9.395	-3.453	0.031	0.045	-0.050	-0.513
14	208	-14.893	-6.338	-14.995	-6.488	0.103	0.149	-0.082	-1.091
208	200	-14.995	-6.055	-15.023	-6.095	0.028	0.040	-0.081	-0.291
200	209	-21.538	-12.124	-21.689	-12.400	0.151	0.275	-0.123	-1.257
209	100	-21.689	-12.081	-21.702	-12.104	0.013	0.023	-0.122	-0.106
200	207	6.515	6.484	6.510	6.475	0.005	0.010	0.046	0.134
207	12	3.012	4.827	3.010	4.824	0.002	0.003	0.028	0.071
12	206	-0.367	3.080	-0.370	3.073	0.004	0.006	-0.015	0.224
206	11	-0.370	3.545	-0.371	3.544	0.001	0.001	-0.018	0.028
11	205	-7.824	-0.175	-7.858	-0.224	0.034	0.049	-0.039	-0.525
205	9	5.998	-0.065	5.990	-0.077	0.008	0.012	0.030	0.158
9	8	0.032	-3.551	0.028	-3.558	0.004	0.006	0.018	-0.208
8	204	-3.703	-5.556	-3.712	-5.576	0.009	0.019	-0.033	-0.360
204	7	-3.712	-5.237	-3.714	-5.240	0.002	0.003	-0.032	-0.070
7	203	-9.318	-9.178	-9.327	-9.191	0.009	0.013	-0.065	-0.140
203	300	-9.327	-8.840	-9.360	-8.913	0.033	0.073	-0.064	-0.673
5031	503101010	-6.980	0.314	-6.996	-0.000	0.016	0.313	-0.035	0.001
503101010	503102010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5031	503102010	-6.980	0.314	-6.996	-0.000	0.016	0.313	-0.035	0.001
2	1	-8.600	-6.793	-8.608	-6.811	0.008	0.018	-0.056	-0.186
1	100	-15.953	-10.090	-16.201	-10.639	0.247	0.548	-0.095	-3.072
5011	501101010	8.934	5.833	8.894	5.057	0.039	0.774	0.055	4.979
501101010	501102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	501102010	8.934	5.833	8.894	5.057	0.039	0.774	0.055	4.979
202	4	31.969	19.259	31.749	18.771	0.219	0.486	0.185	1.376
3	3001	4.287	2.226	4.282	2.069	0.005	0.156	0.024	1.855
3001	3001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001	3001010	4.282	2.069	4.277	2.069	0.005	0.000	0.024	0.100
3	3002	4.287	2.226	4.282	2.069	0.005	0.156	0.024	1.855
3002	3002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3002	3002010	4.282	2.069	4.277	2.069	0.005	0.000	0.024	0.100
4	5	12.003	6.379	11.983	6.336	0.020	0.044	0.068	0.324
5	6	6.750	3.839	6.736	3.807	0.014	0.032	0.039	0.424
7	7001	5.583	3.913	5.565	3.423	0.018	0.488	0.034	5.062
7001	7001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7001	7001010	5.565	3.423	5.547	3.138	0.018	0.284	0.034	3.049
8	8001010	3.720	2.532	3.698	2.199	0.022	0.332	0.022	5.317
9	9001	2.958	1.876	2.953	1.745	0.005	0.130	0.017	2.451
9001	9001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9001010	2.953	1.745	2.948	1.669	0.005	0.076	0.017	1.482
9	9002	2.958	1.876	2.953	1.745	0.005	0.130	0.017	2.451
9002	9002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9002	9002010	2.953	1.745	2.948	1.669	0.005	0.076	0.017	1.482
205	10	-13.856	0.555	-13.859	0.551	0.003	0.004	-0.069	-0.021
10	10001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	5031	-13.870	0.721	-13.919	0.650	0.049	0.071	-0.069	-0.377
6	6001010	6.716	4.026	6.696	3.618	0.021	0.407	0.040	3.406
5	5001010	5.218	2.895	5.197	2.518	0.021	0.375	0.030	3.949
4	4001	9.831	6.128	9.822	5.775	0.008	0.351	0.058	1.959
11	11001	7.425	4.069	7.410	3.578	0.015	0.490	0.042	3.424
11001	11001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Зрiк

ЗАГАЛЬНА IНФОРМАЦIЯ

Тривалiсть звiтного перiоду: 8760.0 годЧас втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 122.543 МВт / 1075.853 млн.кВт*г Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.870 МВт / 1050.061 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.634 МВт / 16.201 млн.кВт*гВтрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*гСумарнi втрати в ЛЕП: 1.634 МВт / 16.201 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.616 МВт / 5.398 млн.кВт*г Втрати нав. в трансформаторах: 0.423 МВт / 4.193 млн.кВт*г Сумарнi втрати в трансформаторах: 1.039 МВт / 9.591 млн.кВт*г

СУМАРНI ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.673 МВт / 25.792 млн.кВт*г (2.4%)

IНФОРМАЦIЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-67.671	-41.272	117.000	0.00
202	202	0.000	0.000	116.298	-0.26
4	Козятин тяга	0.000	0.000	114.930	-0.73
5	Глухівці	0.000	0.000	114.609	-0.85
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	114.191	-1.01
3	Смгнал	0.000	0.000	116.299	-0.26
201	201	0.000	0.000	116.299	-0.26
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.800	-1.23
1	Калинiвка	0.000	0.000	113.981	-1.16
100	Вiнницький енерговузол	-40.814	-20.851	117.000	0.00
203	203	0.000	0.000	116.330	-0.14
7	Махаренці	0.000	0.000	116.190	-0.15
204	204	0.000	0.000	116.120	-0.16
8	Черемошне	0.000	0.000	115.763	-0.19
9	Погребище	0.000	0.000	115.556	-0.13
205	205	0.000	0.000	115.715	-0.01
10	Плискiв	0.000	0.000	115.736	0.00
11	Липовець	0.000	0.000	115.194	-0.38
206	206	0.000	0.000	115.222	-0.40
12	Степанiвка	0.000	0.000	115.451	-0.48
207	207	0.000	0.000	115.523	-0.48
13	Оленiвка	0.000	0.000	115.442	-0.51
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	115.657	-0.46
209	209	0.000	0.000	116.895	-0.04
208	208	0.000	0.000	115.370	-0.58
14	Турбiв	0.000	0.000	114.298	-0.99
1001		0.000	0.000	112.343	-2.62
1001035		0.000	0.000	37.610	-2.62
1001010		3.640	1.870	10.737	-2.60
1002		0.000	0.000	112.978	-2.05
1002035		0.000	0.000	37.823	-2.05
1002010		3.640	1.870	10.746	-2.60
2001		0.000	0.000	111.515	-3.08
2001027		0.000	0.000	26.666	-3.08
2001010		7.510	4.260	10.656	-3.05
2002		0.000	0.000	111.515	-3.08
2002027		0.000	0.000	26.666	-3.08
2002010		7.510	4.260	10.656	-3.05

3001	0.000	0.000	114.506	-1.91
3001035	0.000	0.000	38.335	-1.91
3001010	4.280	2.070	10.943	-1.88
3002	0.000	0.000	114.506	-1.91
3002035	0.000	0.000	38.335	-1.91
3002010	4.280	2.070	10.943	-1.88
4001	0.000	0.000	113.045	-2.21
4001027	0.000	0.000	27.031	-2.21
4001010	9.820	5.560	10.702	-3.15
4002	0.000	0.000	113.045	-2.21
4002027	0.000	0.000	27.031	-2.21
4002010	9.820	5.560	10.702	-3.15
5001010	5.200	2.520	10.609	-4.02
6001010	6.700	3.620	10.615	-3.57
7001	0.000	0.000	111.345	-3.58
7001035	0.000	0.000	37.276	-3.58
7001010	5.550	3.140	10.388	-5.68
8001010	3.700	2.200	10.586	-3.70
9001	0.000	0.000	113.167	-1.93
9001035	0.000	0.000	37.887	-1.93
9001010	2.950	1.670	10.691	-2.99
9002	0.000	0.000	113.167	-1.93
9002035	0.000	0.000	37.887	-1.93
9002010	2.950	1.670	10.691	-2.99
10001010	0.000	0.000	11.070	0.00
11001	0.000	0.000	111.954	-3.34
11001035	0.000	0.000	37.480	-3.34
11001010	7.400	3.580	10.691	-3.29
12001010	3.350	1.900	10.623	-3.66
13001010	3.470	1.680	10.662	-3.81
14001	0.000	0.000	112.175	-2.68
14001035	0.000	0.000	37.554	-2.68
14001010	2.720	1.470	10.611	-3.68
14002	0.000	0.000	113.030	-2.07
14002035	0.000	0.000	37.841	-2.07
14002010	2.720	1.470	10.805	-2.05
5011	0.000	0.000	112.862	-1.56
5021	0.000	0.000	112.822	-1.86
5031	0.000	0.000	116.115	0.30
501101010	8.900	5.060	10.672	-5.08
501102010	8.900	5.060	10.672	-5.08
502101010	2.430	-1.460	11.187	-4.31
502102010	2.430	-1.460	11.187	-4.31
503101010	-7.000	0.000	10.797	2.88
503102010	-7.000	0.000	10.797	2.88

Результати розрахунків всієї мережі

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	29.213	16.329	29.110	16.101	0.102	0.227	0.165	0.703
202	3	-2.859	-2.776	-2.859	-2.776	0.000	0.000	-0.020	-0.001
3	201	-11.491	-7.601	-11.491	-7.601	0.000	0.000	-0.068	-0.000
201	300	-28.837	-15.939	-28.939	-16.165	0.101	0.225	-0.163	-0.702
201	2	17.347	9.341	17.126	8.852	0.220	0.487	0.098	2.524
2	14	-10.751	-2.253	-10.789	-2.307	0.037	0.054	-0.056	-0.507
14	208	-16.286	-5.192	-16.401	-5.359	0.114	0.166	-0.086	-1.083
208	200	-16.401	-4.926	-16.432	-4.970	0.031	0.045	-0.086	-0.289
200	209	-22.789	-11.135	-22.948	-11.426	0.159	0.290	-0.126	-1.242
209	100	-22.948	-11.106	-22.962	-11.131	0.013	0.025	-0.126	-0.105
200	207	6.357	6.620	6.352	6.610	0.005	0.010	0.046	0.134
207	12	2.854	4.962	2.852	4.959	0.002	0.003	0.029	0.072
12	206	-0.524	3.215	-0.528	3.208	0.004	0.007	-0.016	0.228
206	11	-0.528	3.680	-0.529	3.679	0.001	0.001	-0.019	0.028
11	205	-7.982	-0.040	-8.018	-0.091	0.036	0.051	-0.040	-0.523
205	9	5.839	0.068	5.831	0.057	0.008	0.011	0.029	0.159
9	8	-0.127	-3.417	-0.131	-3.423	0.004	0.006	-0.017	-0.207
8	204	-3.862	-5.422	-3.870	-5.441	0.009	0.019	-0.033	-0.357
204	7	-3.870	-5.102	-3.873	-5.105	0.002	0.003	-0.032	-0.070
7	203	-9.477	-9.043	-9.486	-9.056	0.009	0.013	-0.065	-0.140
203	300	-9.486	-8.705	-9.519	-8.778	0.033	0.073	-0.064	-0.670
5031	503101010	-6.980	0.314	-6.996	-0.000	0.016	0.313	-0.035	-0.001
503101010	503102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	503102010	-6.980	0.314	-6.996	-0.000	0.016	0.313	-0.035	-0.001
2	1	-10.225	-5.817	-10.234	-5.838	0.009	0.021	-0.060	-0.183
1	100	-17.579	-9.116	-17.852	-9.720	0.272	0.602	-0.100	-3.042
5021	502101010	2.437	-1.326	2.428	-1.459	0.009	0.133	0.014	-2.113
502101010	502102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	502102010	2.437	-1.326	2.428	-1.459	0.009	0.133	0.014	-2.113
5011	501101010	8.934	5.833	8.894	5.057	0.039	0.773	0.054	5.015
501101010	501102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	501102010	8.934	5.833	8.894	5.057	0.039	0.773	0.054	5.015
3001	3001010	4.282	2.069	4.277	2.069	0.005	0.000	0.024	0.100
3	3002	4.287	2.226	4.282	2.069	0.005	0.156	0.024	1.856
3002	3002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3002	3002010	4.282	2.069	4.277	2.069	0.005	0.000	0.024	0.100
4	5	12.003	6.379	11.983	6.336	0.020	0.044	0.068	0.324
5	6	6.750	3.839	6.736	3.807	0.014	0.032	0.039	0.424
7	7001	5.583	3.913	5.565	3.423	0.018	0.488	0.034	5.063
7001	7001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7001	7001010	5.565	3.423	5.547	3.138	0.018	0.284	0.034	3.050
8	8001010	3.720	2.532	3.698	2.199	0.022	0.332	0.022	5.318
9	9001	2.958	1.876	2.953	1.745	0.005	0.130	0.017	2.452
9001	9001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9001010	2.953	1.745	2.948	1.669	0.005	0.076	0.017	1.482
9	9002	2.958	1.876	2.953	1.745	0.005	0.130	0.017	2.452
9002	9002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9002	9002010	2.953	1.745	2.948	1.669	0.005	0.076	0.017	1.482
205	10	-13.856	0.555	-13.859	0.551	0.003	0.004	-0.069	-0.021
10	10001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	5031	-13.870	0.721	-13.919	0.650	0.049	0.071	-0.069	-0.377
6	6001010	6.716	4.026	6.696	3.618	0.021	0.407	0.040	3.407
5	5001010	5.218	2.895	5.197	2.518	0.021	0.375	0.030	3.950

4 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 128.569 МВт / 1128.759 млн.кВт*г Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.770 МВт / 1101.745 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.709 МВт / 16.947 млн.кВт*г Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г Сумарні втрати в ЛЕП: 1.709 МВт / 16.947 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.636 МВт / 5.568 млн.кВт*г Втрати нав. в трансформаторах: 0.454 МВт / 4.498 млн.кВт*г Сумарні втрати в трансформаторах: 1.089 МВт / 10.066 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.799 МВт / 27.014 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-71.192	-43.488	117.000	0.00
202	202	0.000	0.000	116.294	-0.26
4	Козятин тяга	0.000	0.000	114.926	-0.73
5	Глухівці	0.000	0.000	114.605	-0.86
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	114.186	-1.01
3	Смгнал	0.000	0.000	116.295	-0.26
201	201	0.000	0.000	116.295	-0.26
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.748	-1.24
1	Калинівка	0.000	0.000	113.934	-1.18
100	Вінницький енерговузол	-43.315	-22.387	117.000	0.00
203	203	0.000	0.000	116.153	-0.20
7	Махаренці	0.000	0.000	115.975	-0.22
204	204	0.000	0.000	115.868	-0.23
8	Черемошне	0.000	0.000	115.341	-0.32
9	Погребище	0.000	0.000	114.890	-0.31
205	205	0.000	0.000	114.891	-0.23
10	Плисків	0.000	0.000	114.894	-0.22
11	Липовець	0.000	0.000	114.696	-0.53
206	206	0.000	0.000	114.755	-0.53
12	Степанівка	0.000	0.000	115.229	-0.55
207	207	0.000	0.000	115.336	-0.54
13	Оленівка	0.000	0.000	115.254	-0.56
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	115.512	-0.51
209	209	0.000	0.000	116.883	-0.04
208	208	0.000	0.000	115.237	-0.62
14	Турбів	0.000	0.000	114.211	-1.02
1001		0.000	0.000	112.294	-2.64
1001035		0.000	0.000	37.594	-2.64
1001010		3.640	1.870	10.732	-2.61
1002		0.000	0.000	112.930	-2.06
1002035		0.000	0.000	37.807	-2.06

1002010	3.640	1.870	10.742	-2.62
2001	0.000	0.000	111.462	-3.10
2001027	0.000	0.000	26.653	-3.10
2001010	7.510	4.260	10.651	-3.07
2002	0.000	0.000	111.462	-3.10
2002027	0.000	0.000	26.653	-3.10
2002010	7.510	4.260	10.651	-3.07
3001	0.000	0.000	114.501	-1.91
3001035	0.000	0.000	38.333	-1.91
3001010	4.280	2.070	10.942	-1.89
3002	0.000	0.000	114.501	-1.91
3002035	0.000	0.000	38.333	-1.91
3002010	4.280	2.070	10.942	-1.89
4001	0.000	0.000	113.041	-2.21
4001027	0.000	0.000	27.030	-2.21
4001010	9.820	5.560	10.702	-3.15
4002	0.000	0.000	113.041	-2.21
4002027	0.000	0.000	27.030	-2.21
4002010	9.820	5.560	10.702	-3.15
5001010	5.200	2.520	10.609	-4.02
6001010	6.700	3.620	10.615	-3.57
7001	0.000	0.000	111.117	-3.66
7001035	0.000	0.000	37.200	-3.66
7001010	5.550	3.140	10.366	-5.77
8001010	3.700	2.200	10.543	-3.85
9001	0.000	0.000	112.485	-2.13
9001035	0.000	0.000	37.658	-2.13
9001010	2.950	1.670	10.625	-3.21
9002	0.000	0.000	112.485	-2.13
9002035	0.000	0.000	37.658	-2.13
9002010	2.950	1.670	10.625	-3.21
10001010	0.000	0.000	10.989	-0.22
11001	0.000	0.000	111.440	-3.51
11001035	0.000	0.000	37.308	-3.51
11001010	7.400	3.580	10.642	-3.46
12001010	3.350	1.900	10.601	-3.74
13001010	3.470	1.680	10.643	-3.87
14001	0.000	0.000	112.086	-2.71
14001035	0.000	0.000	37.525	-2.71
14001010	2.720	1.470	10.602	-3.72
14002	0.000	0.000	112.941	-2.10
14002035	0.000	0.000	37.811	-2.10
14002010	2.720	1.470	10.796	-2.08
5041	0.000	0.000	114.394	-0.10
5011	0.000	0.000	112.809	-1.58
5021	0.000	0.000	112.770	-1.88
5031	0.000	0.000	114.948	0.01
501101010	8.900	5.060	10.667	-5.10
501102010	8.900	5.060	10.667	-5.10
502101010	2.430	-1.460	11.182	-4.34
502102010	2.430	-1.460	11.182	-4.34
503101010	-7.000	0.000	10.689	2.64
503102010	-7.000	0.000	10.689	2.64
504101010	2.950	1.830	10.701	-2.94
504102010	2.950	1.830	10.701	-2.94

14002035		0.000	0.000	37.811	-2.10
14002010		2.720	1.470	10.796	-2.08
5041		0.000	0.000	114.394	-0.10
5011		0.000	0.000	112.809	-1.58
5021		0.000	0.000	112.770	-1.88
5031		0.000	0.000	114.948	0.01
501101010		8.900	5.060	10.667	-5.10
501102010		8.900	5.060	10.667	-5.10
502101010		2.430	-1.460	11.182	-4.34
502102010		2.430	-1.460	11.182	-4.34
503101010		-7.000	0.000	10.689	2.64
503102010		-7.000	0.000	10.689	2.64
504101010		2.950	1.830	10.701	-2.94
504102010		2.950	1.830	10.701	-2.94

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R _п , МВт	Q _п , МВАр	R _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	29.373	16.425	29.269	16.195	0.104	0.230	0.166	0.707
202	3	-2.700	-2.683	-2.700	-2.683	0.000	0.000	-0.019	-0.001
3	201	-11.332	-7.508	-11.332	-7.508	0.000	0.000	-0.067	-0.000
201	300	-28.996	-16.033	-29.099	-16.261	0.102	0.227	-0.164	-0.706
201	2	17.665	9.528	17.436	9.020	0.228	0.506	0.099	2.573
2	14	-10.182	-1.949	-10.216	-1.998	0.033	0.048	-0.053	-0.471
14	208	-15.713	-4.883	-15.820	-5.038	0.106	0.154	-0.083	-1.038
208	200	-15.820	-4.606	-15.848	-4.647	0.029	0.041	-0.082	-0.277
200	209	-24.985	-12.443	-25.178	-12.797	0.192	0.352	-0.139	-1.376
209	100	-25.178	-12.477	-25.195	-12.507	0.016	0.030	-0.139	-0.117
200	207	9.137	8.250	9.127	8.233	0.010	0.017	0.061	0.177
207	12	5.629	6.583	5.625	6.576	0.004	0.007	0.043	0.106
12	206	2.249	4.829	2.238	4.810	0.011	0.019	0.027	0.474
206	11	2.238	5.278	2.236	5.275	0.002	0.002	0.029	0.058
11	205	-5.217	1.550	-5.233	1.525	0.017	0.024	-0.027	-0.198
205	9	2.685	-1.841	2.683	-1.845	0.002	0.004	0.016	0.001
9	8	-3.275	-5.327	-3.289	-5.348	0.014	0.020	-0.031	-0.451
8	204	-7.020	-7.353	-7.040	-7.397	0.020	0.045	-0.051	-0.527
204	7	-7.040	-7.060	-7.045	-7.067	0.005	0.008	-0.050	-0.108
7	203	-12.650	-11.009	-12.665	-11.031	0.015	0.022	-0.083	-0.178
203	300	-12.665	-10.680	-12.720	-10.802	0.055	0.122	-0.082	-0.848
5041	504101010	2.963	2.047	2.948	1.829	0.014	0.218	0.018	4.337
504101010	504102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	504102010	2.963	2.047	2.948	1.829	0.014	0.218	0.018	4.337
5031	503101010	-6.979	0.321	-6.996	-0.000	0.016	0.320	-0.035	-0.023
503101010	503102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	503102010	-6.979	0.321	-6.996	-0.000	0.016	0.320	-0.035	-0.023
5021	502101010	2.437	-1.326	2.428	-1.459	0.009	0.133	0.014	-2.113
502101010	502102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	502102010	2.437	-1.326	2.428	-1.459	0.009	0.133	0.014	-2.113
5011	501101010	8.934	5.834	8.894	5.057	0.039	0.774	0.055	5.020

501101010	501102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	501102010	8.934	5.834	8.894	5.057	0.039	0.774	0.055	5.020
2	1	-10.484	-5.956	-10.494	-5.978	0.010	0.022	-0.061	-0.188
1	100	-17.839	-9.257	-18.120	-9.880	0.280	0.621	-0.102	-3.090
3002	3002010	4.282	2.069	4.277	2.069	0.005	0.000	0.024	0.100
4	5	12.003	6.379	11.983	6.336	0.020	0.044	0.068	0.324
5	6	6.750	3.839	6.736	3.807	0.014	0.032	0.039	0.424
7	7001	5.583	3.916	5.565	3.424	0.018	0.490	0.034	5.084
7001	7001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7001	7001010	5.565	3.424	5.547	3.138	0.018	0.285	0.034	3.062
8	8001010	3.720	2.535	3.698	2.199	0.022	0.335	0.022	5.358
9	9001	2.958	1.878	2.953	1.746	0.005	0.132	0.018	2.481
9001	9001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9001010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.499
9	9002	2.958	1.878	2.953	1.746	0.005	0.132	0.018	2.481
9002	9002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9002	9002010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.499
205	10	-7.918	4.071	-7.920	4.069	0.001	0.002	-0.045	-0.003
10	10001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

5 рік

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 128.419 МВт / 1127.274 млн.кВт*г Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.770 МВт / 1101.745 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.576 МВт / 15.629 млн.кВт*г Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г Сумарні втрати в ЛЕП: 1.576 МВт / 15.629 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.636 МВт / 5.568 млн.кВт*г Втрати нав. в трансформаторах: 0.437 МВт / 4.332 млн.кВт*г Сумарні втрати в трансформаторах: 1.072 МВт / 9.900 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.649 МВт / 25.529 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-72.373	-42.904	117.000	0.00
202	202	0.000	0.000	116.313	-0.25
4	Козятин тяга	0.000	0.000	114.945	-0.72
5	Глухівці	0.000	0.000	114.624	-0.84
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	114.206	-1.00
3	Смгнал	0.000	0.000	116.314	-0.25
201	201	0.000	0.000	116.314	-0.24
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.992	-1.07
1	Калинівка	0.000	0.000	114.156	-1.02
100	Вінницький енерговузол	-41.983	-21.814	117.000	0.00
203	203	0.000	0.000	116.074	-0.29
7	Махаренці	0.000	0.000	115.875	-0.33
204	204	0.000	0.000	115.747	-0.35
8	Черемошне	0.000	0.000	115.147	-0.53
9	Погребище	0.000	0.000	114.560	-0.63
205	205	0.000	0.000	114.472	-0.62
10	Плисків	0.000	0.000	114.464	-0.62
11	Липовець	0.000	0.000	114.486	-0.75
206	206	0.000	0.000	114.564	-0.74
12	Степанівка	0.000	0.000	115.175	-0.61
207	207	0.000	0.000	115.300	-0.58
13	Оленівка	0.000	0.000	115.219	-0.61
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	115.500	-0.53
209	209	0.000	0.000	116.883	-0.04
208	208	0.000	0.000	115.260	-0.61
14	Турбів	0.000	0.000	114.358	-0.92
1001		0.000	0.000	112.520	-2.48
1001035		0.000	0.000	37.670	-2.48
1001010		3.640	1.870	10.754	-2.45
1002		0.000	0.000	113.154	-1.91
1002035		0.000	0.000	37.882	-1.91

1002010	3.640	1.870	10.763	-2.46
2001	0.000	0.000	111.711	-2.92
2001027	0.000	0.000	26.712	-2.92
2001010	7.510	4.260	10.675	-2.89
2002	0.000	0.000	111.711	-2.92
2002027	0.000	0.000	26.712	-2.92
2002010	7.510	4.260	10.675	-2.89
3001	0.000	0.000	114.521	-1.90
3001035	0.000	0.000	38.340	-1.90
3001010	4.280	2.070	10.944	-1.87
3002	0.000	0.000	114.521	-1.90
3002035	0.000	0.000	38.340	-1.90
3002010	4.280	2.070	10.944	-1.87
4001	0.000	0.000	113.061	-2.20
4001027	0.000	0.000	27.035	-2.20
4001010	9.820	5.560	10.704	-3.14
4002	0.000	0.000	113.061	-2.20
4002027	0.000	0.000	27.035	-2.20
4002010	9.820	5.560	10.704	-3.14
5001010	5.200	2.520	10.611	-4.01
6001010	6.700	3.620	10.617	-3.55
7001	0.000	0.000	111.012	-3.78
7001035	0.000	0.000	37.165	-3.78
7001010	5.550	3.140	10.356	-5.88
8001010	3.700	2.200	10.524	-4.08
9001	0.000	0.000	112.147	-2.46
9001035	0.000	0.000	37.545	-2.46
9001010	2.950	1.670	10.592	-3.55
9002	0.000	0.000	112.147	-2.46
9002035	0.000	0.000	37.545	-2.46
9002010	2.950	1.670	10.592	-3.55
10001010	0.000	0.000	10.948	-0.62
11001	0.000	0.000	111.223	-3.74
11001035	0.000	0.000	37.236	-3.74
11001010	7.400	3.580	10.621	-3.69
12001010	3.350	1.900	10.595	-3.81
13001010	3.470	1.680	10.640	-3.92
14001	0.000	0.000	112.236	-2.61
14001035	0.000	0.000	37.575	-2.61
14001010	2.720	1.470	10.616	-3.61
14002	0.000	0.000	113.090	-2.00
14002035	0.000	0.000	37.861	-2.00
14002010	2.720	1.470	10.811	-1.98
5041	0.000	0.000	113.456	-0.91
5011	0.000	0.000	113.263	-1.27
5021	0.000	0.000	113.186	-1.12
5031	0.000	0.000	114.325	-0.54
501101010	8.900	2.360	9.467	-4.75
501102010	8.900	2.360	9.467	-4.75
502101010	2.430	1.240	9.419	-3.49
502102010	2.430	1.240	9.419	-3.49
503101010	-7.000	0.000	9.776	2.12
503102010	-7.000	0.000	9.776	2.12
504101010	2.950	1.830	9.328	-3.79
504102010	2.950	1.830	9.328	-3.79

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	28.187	16.161	28.090	15.946	0.097	0.214	0.160	0.688
202	3	-3.879	-2.930	-3.879	-2.930	0.000	0.000	-0.024	-0.001
3	201	-12.510	-7.755	-12.510	-7.755	0.000	0.000	-0.073	-0.000
201	300	-27.816	-15.784	-27.912	-15.997	0.095	0.212	-0.158	-0.687
201	2	15.306	9.032	15.126	8.634	0.179	0.396	0.088	2.342
2	14	-7.378	-2.041	-7.396	-2.067	0.018	0.026	-0.039	-0.371
14	208	-12.894	-4.951	-12.969	-5.060	0.075	0.108	-0.070	-0.910
208	200	-12.969	-4.628	-12.989	-4.657	0.020	0.029	-0.069	-0.242
200	209	-25.635	-12.291	-25.835	-12.658	0.200	0.365	-0.142	-1.388
209	100	-25.835	-12.338	-25.852	-12.369	0.017	0.031	-0.141	-0.118
200	207	12.646	8.088	12.632	8.062	0.014	0.026	0.075	0.201
207	12	9.134	6.413	9.128	6.401	0.006	0.012	0.056	0.126
12	206	5.751	4.653	5.731	4.616	0.020	0.037	0.037	0.614
206	11	5.731	5.082	5.728	5.078	0.003	0.004	0.039	0.077
11	205	-1.726	1.349	-1.728	1.345	0.003	0.004	-0.011	0.012
205	9	-0.818	-1.677	-0.819	-1.678	0.001	0.001	-0.009	-0.088
9	8	-6.776	-5.165	-6.802	-5.202	0.026	0.038	-0.043	-0.589
8	204	-10.533	-7.210	-10.565	-7.281	0.032	0.071	-0.064	-0.603
204	7	-10.565	-6.944	-10.574	-6.957	0.009	0.012	-0.063	-0.129
7	203	-16.178	-10.900	-16.199	-10.929	0.020	0.029	-0.097	-0.199
203	300	-16.199	-10.579	-16.274	-10.746	0.075	0.166	-0.096	-0.927
205	10	-0.910	3.721	-0.910	3.721	0.000	0.000	-0.019	0.007
10	5031	-0.921	3.887	-0.925	3.881	0.004	0.006	-0.020	0.138
5031	5041	12.994	3.568	12.918	3.458	0.076	0.110	0.068	0.878
5041	5021	6.971	-0.137	6.954	-0.162	0.017	0.025	0.035	0.277
5021	5011	2.058	-2.332	2.053	-2.339	0.005	0.007	0.016	-0.071
5011	2	-15.835	-7.875	-15.909	-7.982	0.073	0.106	-0.090	-0.736
5011	501101010	8.925	2.957	8.894	2.359	0.030	0.596	0.048	2.762
501101010	501102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	501102010	8.925	2.957	8.894	2.359	0.030	0.596	0.048	2.762
5021	502101010	2.437	1.374	2.428	1.239	0.009	0.134	0.014	3.082
502101010	502102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	502102010	2.437	1.374	2.428	1.239	0.009	0.134	0.014	3.082
5041	504101010	2.963	2.051	2.948	1.829	0.015	0.222	0.018	4.458
504101010	504102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	504102010	2.963	2.051	2.948	1.829	0.015	0.222	0.018	4.458
5031	503101010	-6.979	0.324	-6.996	-0.000	0.016	0.323	-0.035	-0.072
503101010	503102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	503102010	-6.979	0.324	-6.996	-0.000	0.016	0.323	-0.035	-0.072
2	1	-8.548	-5.643	-8.555	-5.659	0.007	0.016	-0.052	-0.166
1	100	-15.900	-8.934	-16.131	-9.445	0.230	0.509	-0.092	-2.862
8	8001010	3.720	2.536	3.698	2.199	0.022	0.336	0.023	5.394
9	9001	2.958	1.879	2.953	1.746	0.005	0.133	0.018	2.510
9001	9001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9001010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.516
9	9002	2.958	1.879	2.953	1.746	0.005	0.133	0.018	2.510
9002	9002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	9002010	2.953	1.746	2.948	1.669	0.005	0.077	0.018	1.516
6	6001010	6.716	4.026	6.696	3.618	0.021	0.407	0.040	3.405
10	10001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Додаток З
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

Магістерська кваліфікаційна робота
на тему:

Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства "Вінницяобленерго" з аналізом особливостей експлуатації обладнання підстанцій

Виконав: студент 2го курсу групи 2ЕСМ-22 м спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» ОП «Електричні системи та мережі» Сікорський Олександр Вікторович

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Томашевський Ю.В.

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

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

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

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

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

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

Варіанти розвитку схеми

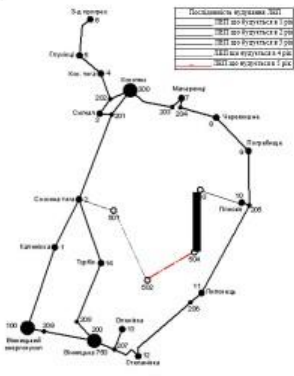
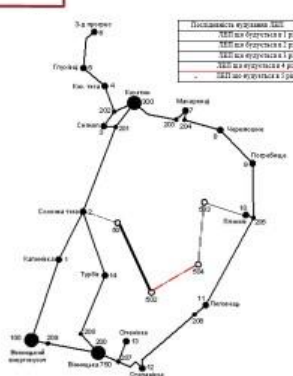
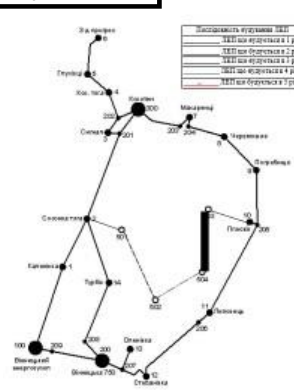
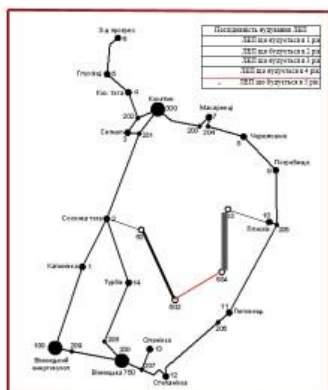
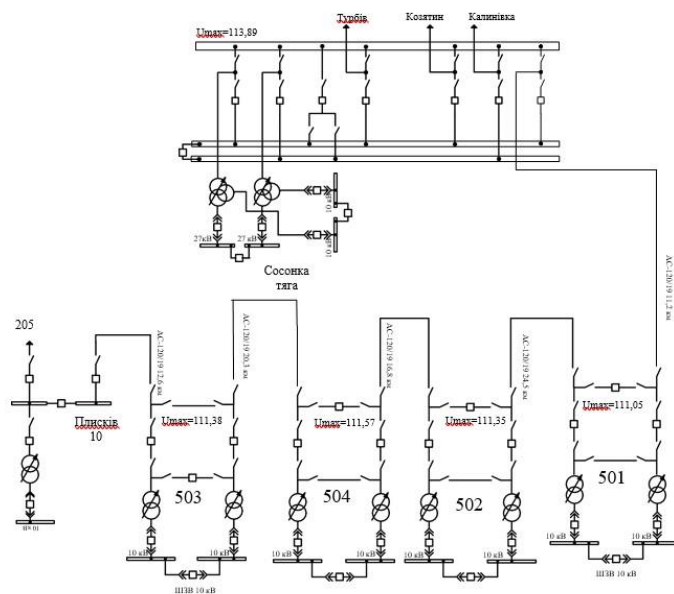


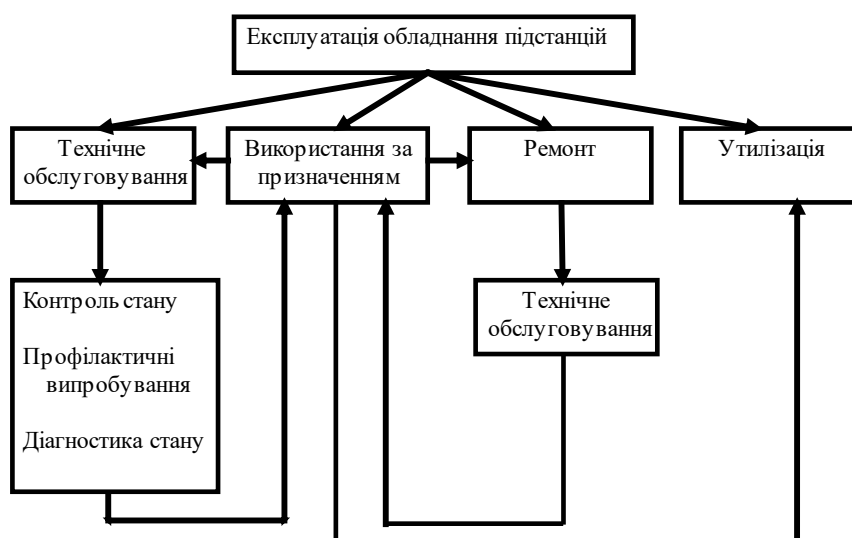
Схема оптимального варіанту

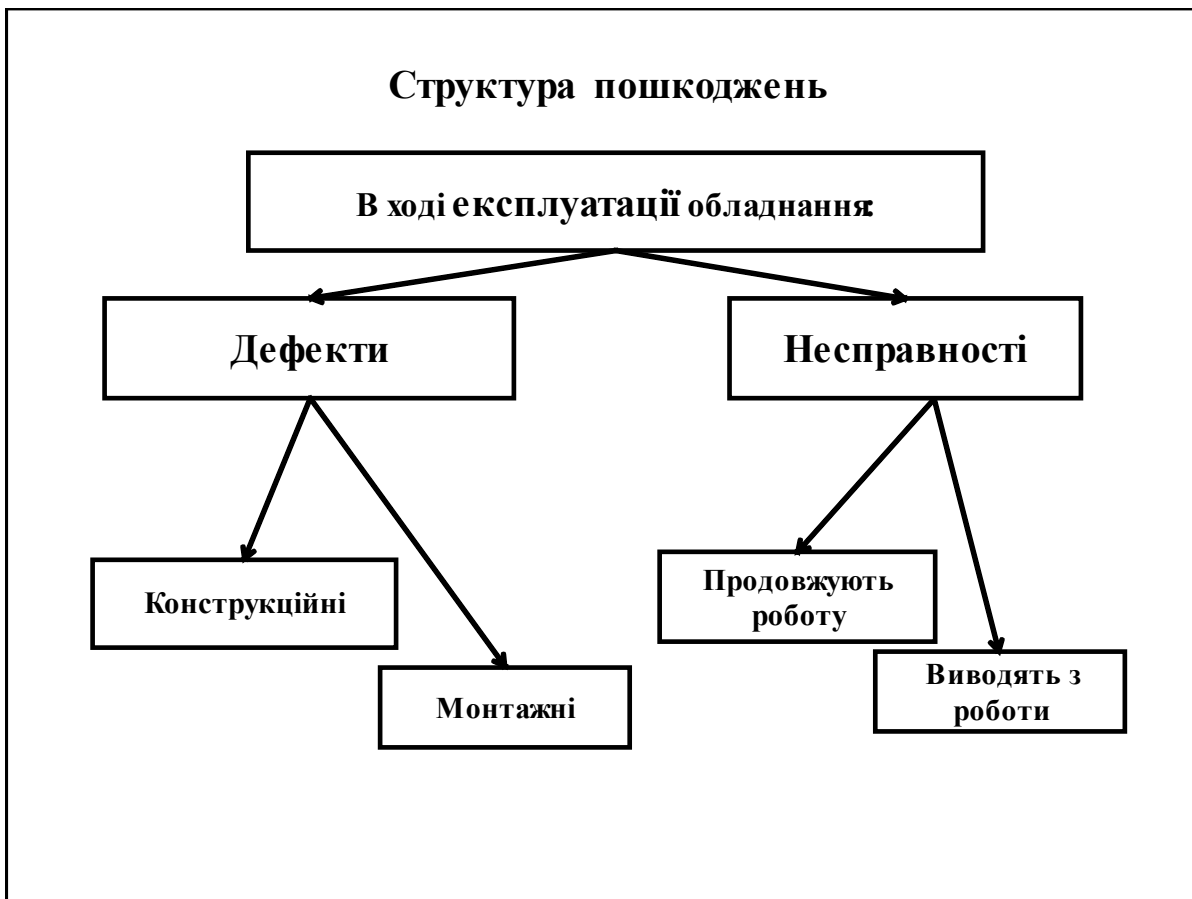


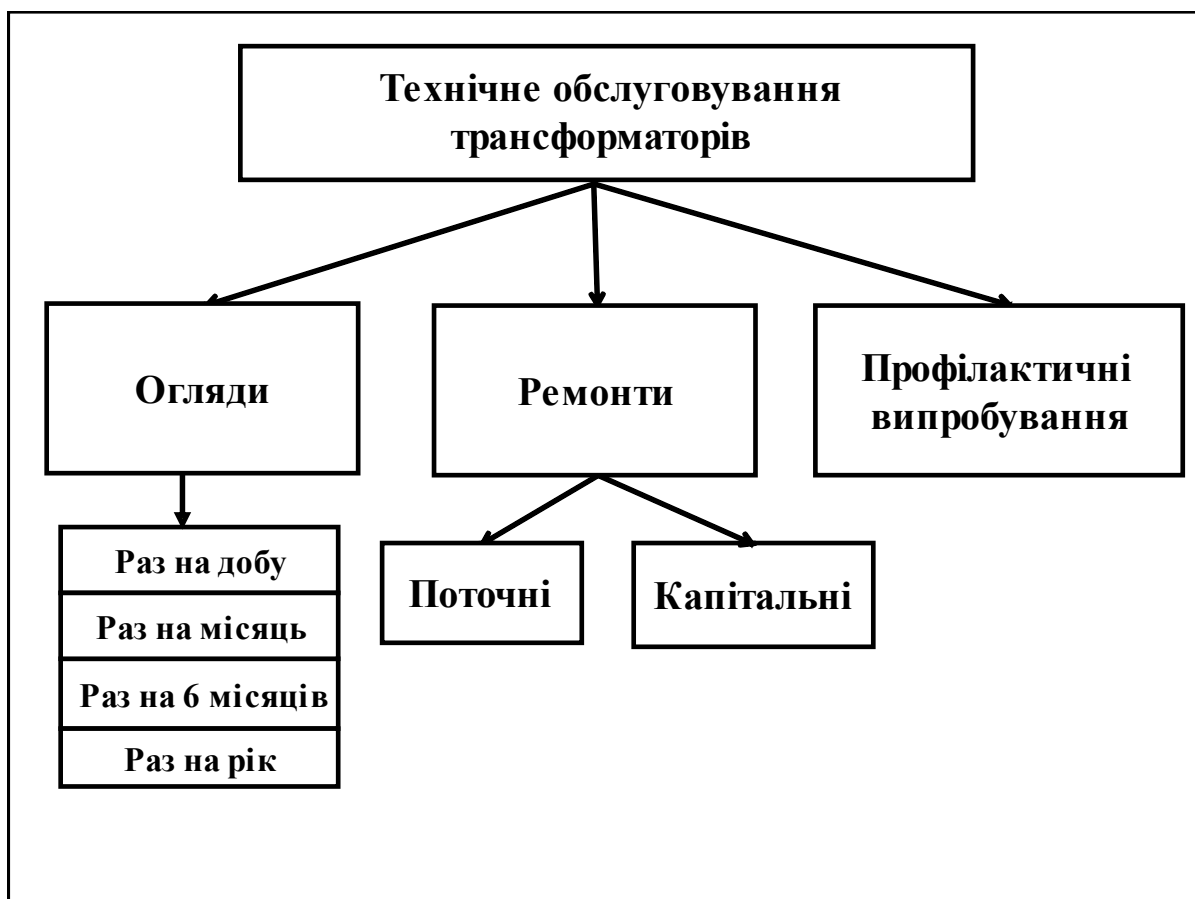
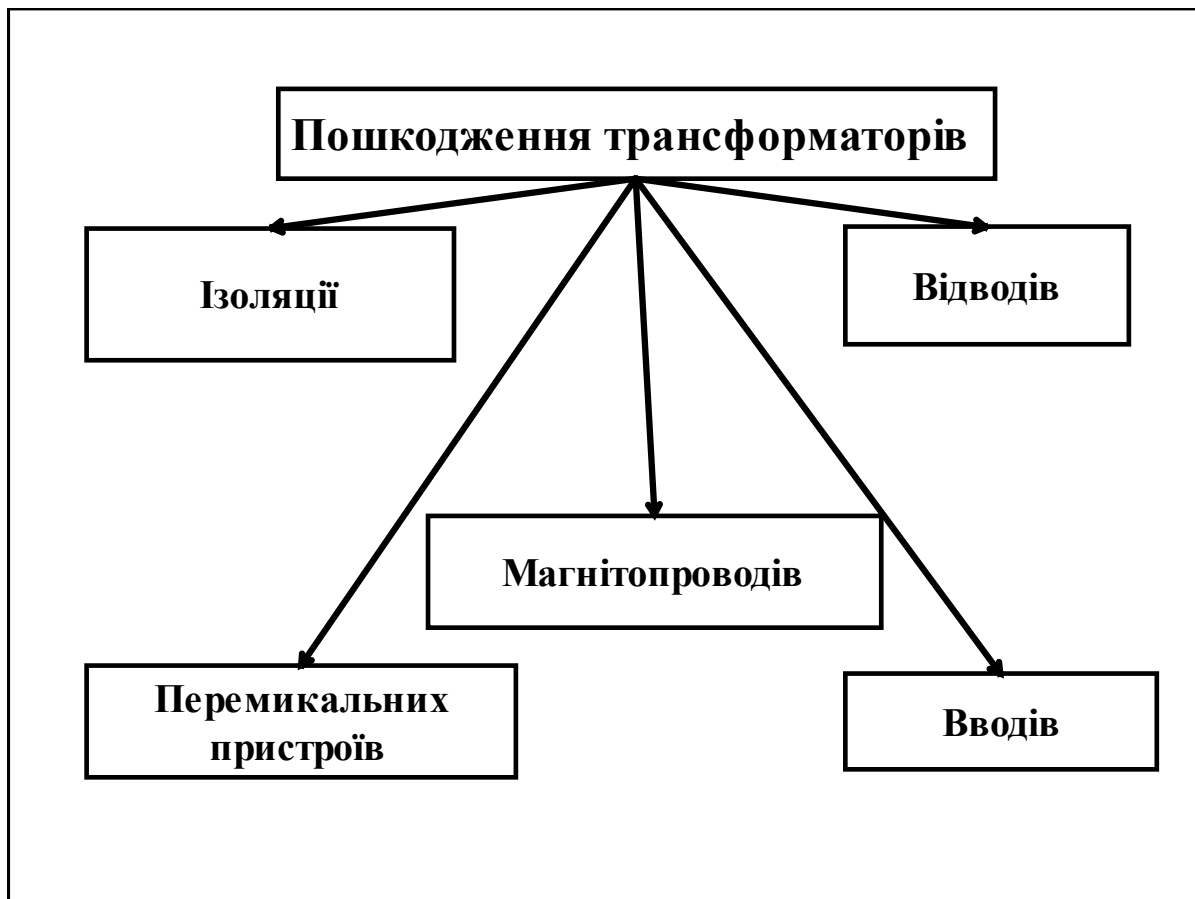
Основні техніко-економічні показники отриманої ЕМ

Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	41,6
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт	8
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим абонентами	МВт*год	154,691
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	МВт*год	16,8
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис. грн	348827,8
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6,0
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,673
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,3
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн. кВт*год	0,916
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт*год	25,529

Основні етапи експлуатації електрообладнання







Розрахунок заземлювального пристрою ВРП-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку

- площа ЗП: $S = 116 \times 78 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

- глибина закладення заземлення: $t = 0,7 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_v = 17$ шт.;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_v = 15 \text{ м}$.

Заземлюючий пристрій виконано у вигляді сітки.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами: $a = 23,4 \text{ м}$.

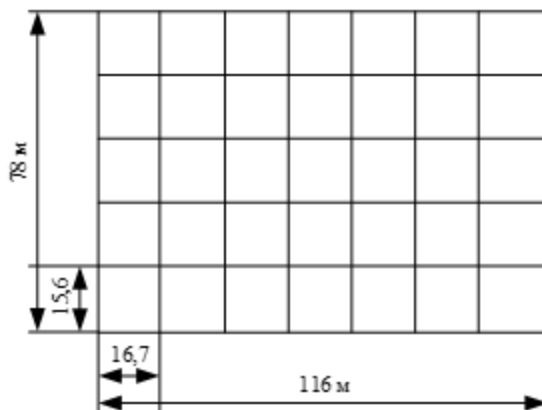


Рисунок - План заземлювального пристрою ВРП-110 кВ

Дякую за увагу!