

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом захисту від
атмосферних перенапружень»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕСМ-22

М

спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Райкіс Ю. Р.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

Малогулко Ю. В.

(прізвище та ініціали)

« 5 » чудне 2023 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕССЕМ

Шевчук Ю. А.
(прізвище та ініціали)

« 11 » чудне 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

Комар В. О.

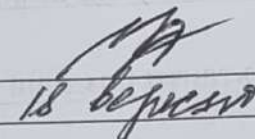
(прізвище та ініціали)

« 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 і мережі

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


18 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

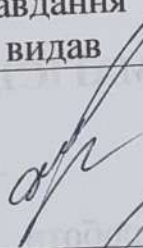

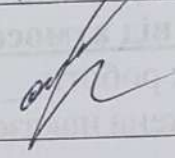
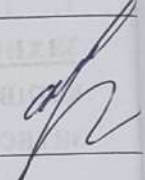
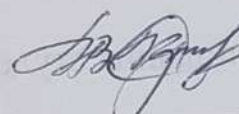

Райкісу Юрію Романовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи. «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом захисту від атмосферних перенапружень»
керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Малогулко Ю. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247.
- Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року.
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.
Посилання на періодичні видання.
Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 520 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 2.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 35 км за рік.
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Економічна

частина. 9. Аналіз способів захисту від атмосферних перенапружень. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Сტი використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язко креслень) 2. Актуальність. 3. Оптимізація схеми електричної мережі допомогою симплекс-методу. 4. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 5. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП. 6. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 7. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 8. Аналіз способів захисту від атмосферних перенапружень. 9. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

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


7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		П. м.
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.23	26.09.23	вс
2	Прогнозування електричних навантажень	27.09.23	08.10.23	вс
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	09.10.23	15.10.23	вс
4	Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування	16.10.23	22.10.23	вс
5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	23.10.23	29.10.23	вс
6	Вибір схем розподільних пристроїв	30.10.23	05.11.23	вс

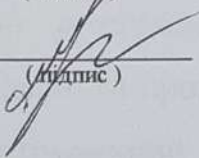
	підстанцій. Оцінювання балансу потужностей			<i>всн</i>
7	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Аналіз захисту від атмосферних перенапружень.	06.11.23	12.11.23	<i>всн</i>
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	<i>всн</i>
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	26.11.23	<i>всн</i>
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.23	01.12.23	<i>всн</i>
	Рецензування МКР	01.12.23	05.12.23	<i>всн</i>
	Захист МКР	12.12.23	18.12.23	<i>всн</i>

Студент


(підпис)

Ю.Р. Райкіс

Керівник роботи


(підпис)

Ю.В. Малогулко

АНОТАЦІЯ

Райкіс Юрій Романович «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом захисту від атмосферних перенапружень». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 95 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 14 назв; рис.: 20; табл. 27.

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

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

ABSTRACT

Raykis Yurii «Development of a fragment of the electrical network with analysis of protection against atmospheric overvoltages». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2023. 95 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 14 titles; fig.: 20; tabl. 27.

In the master's qualification work forecasting of electric loads is carried out, the mode of an existing network is calculated, the maximum graph of an electric network is formed. The optimal scheme of the electric network is determined and the optimal scheme of electric network development is chosen by the method of dynamic programming. The power of transformers at consumer substations and schemes of switchgear of substations are selected. Capacity balance estimated. The established modes of the electric network are calculated and analyzed. The optimal variant of network development is determined. An analysis of protection against atmospheric overvoltages was carried out.

Keywords: distribution network, power transformer, method of dynamic programming, atmospheric overvoltages

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	12
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	14
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	15
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	16
2.1 Лінеаризація цільової функції	16
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	20
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	26
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	26
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	33
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	34
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	37
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	40
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	41
5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	42
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	44
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	48
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	48
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	50
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	50

7.2 Регулювання напруги у мережі	51
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	55
9 АНАЛІЗ СПОСОБІВ ЗАХИСТУ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПРУГ	71
9.1 Довго-іскрові розрядники	71
9.2 Нелінійні обмежувачі перенапруг	75
9.3 Вибір обмежувачів перенапруг	77
9.4 Розташування обмежувачів перенапруг	80
9.5 Вибір обмежувачів перенапруг напругою 110 кВ	82
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	84
10.1 Задача розділу	84
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України	85
10.3 Розрахунок захисного заземлення трансформатора	86
10.4 Протипожежний захист силових трансформаторів	90
ВИСНОВКИ	92
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	94
ДОДАТКИ	96
Додаток А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	97
Додаток Б Технічне завдання МКР	98
Додаток В Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	102
Додаток Г Результати розрахунків	107

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВН	- висока напруга;
ВРП	- відкритий розподільний пристрій;
ЕМ	- електрична мережа;
ЗРП	- закритий розподільний пристрій;
КЗ	- коротке замикання;
ЛЕП	- лінія електропередавання;
МКР	- магістерська кваліфікаційна робота;
НН	- низька напруга;
НС	- надзвичайна ситуація;
ОПН	- нелінійний обмежувач перенапруги;
ПБЗ	- перемикач без збудження;
ПС	- підстанція;
ПУЕ	- правила улаштування електроустановок;
РП	- розподільчий пристрій;
РПН	- регулювання під навантаженням
СА	- симплекс-алгоритм;
СМ	- симплекс-метод.

ВСТУП

Актуальність теми. Відповідно до Постанови №2484 від 10.12.2021 року Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, був затверджений План розвитку системи розподілу ДП "РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ" на період з 2022 по 2026 роки. У зв'язку з воєнним станом та пошкодженням багатьох енергосистем по всій країні, виникає термінова потреба в розвитку електричних мереж як у перспективі, так і у найближчому майбутньому.

Електроенергетика відіграє важливу роль у господарстві України, оскільки не лише покращує умови життя та роботи, але й забезпечує функціонування всіх секторів виробництва в країні. Внаслідок пошкодження понад 80% електричних мереж у всій країні через ракетні обстріли Росії, енергетикам необхідно швидко відновити та відремонтувати обладнання, лінії електропередач та іншу інфраструктуру. Для цього необхідно провести розрахунки щодо розвитку, вдосконалення функціонування та проектування електричних мереж.

Крім того, без розвитку електроенергетики неможливий подальший науково-технічний прогрес у суспільстві. Головна мета сьогодення полягає у створенні різноманітних сценаріїв розвитку, які не лише відповідають сучасним нормам, але й можуть пристосовуватись до майбутніх умов.

Перспективні режими для кожного з цих сценаріїв відображають схемно-режимні умови роботи енергосистеми протягом певного періоду часу. Аналіз перспективних режимів дозволяє виявити можливі проблеми в мережі, для вирішення яких потрібно заздалегідь визначити відповідні заходи. Створені сценарії повинні враховувати вимоги чинного законодавства, галузевих нормативних документів та директив ЄС, на виконання яких зобов'язалась Україна. Сценарії розвитку енергетичних систем України повинні бути деталізовані, принаймні на рівні енергосистеми.

Ці сценарії включають такі аспекти: склад генерації, який визначається прогнозом стосовно будівництва, реконструкції та модернізації генерувальних

об'єктів, зміни структури та типів генеруючого обладнання і т.д.; прогноз навантаження, що характеризується темпами економічного зростання, змінами у структурі навантаження, чисельністю населення, заходами щодо підвищення енергоефективності, формою графіку навантаження і т.д.; режими міждержавних перетоків, які відповідають поточним режимам та прогнозам розвитку міждержавних зв'язків.

Ці сценарії найкраще відповідають сучасному стану економіки і характеризують розвиток, який відповідає економічній доцільності, мінімізації витрат та інвестицій у розвиток мереж на основі наявних проблем. Початкові сценарії базуються на трендах та даних від учасників ринку електроенергії, включаючи регіональні енергосистеми, електропередавальні організації та енергопостачальні компанії.

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

- Довгостроковий горизонт (10-20 років): Прогноз сценарію розвитку ґрунтується на цілях Енергетичної стратегії України та визначений цільовим роком стратегії.
- Середньостроковий горизонт (5-10 років): Прогноз сценарію розвитку ґрунтується на цілях поточної Енергетичної стратегії України (у випадку низхідного сценарію) або на даних від учасників ринку (у випадку висхідного сценарію). Десятирічні плани розвитку повинні використовувати прогнози середньострокових горизонтів.
- Дуже довгостроковий горизонт (зазвичай від 30 до 40 років).

Крім того, великим викликом сьогодні є діагностика електрообладнання, зокрема силових трансформаторів, багато з яких вже вийшли за межі свого нормативного терміну служби [3]. У зв'язку з економічною кризою в Україні стає очевидним, що заміна таких дороговартісних пристроїв найближчим

часом не є можливою, тому потрібно знайти шляхи для продовження терміну їх експлуатації і забезпечення якісного подальшого функціонування [4].

Останнім часом у розвинених країнах все більш поширюється підхід до ремонту силових трансформаторів замість запланованих профілактичних ремонтів. Для впровадження такого підходу потрібні методи та засоби, які дозволяють оцінити поточний стан обладнання, відстежити зміни стану протягом останнього часу і прогнозувати його стан найближчим часом. З такою інформацією можна проводити профілактичний ремонт лише тоді, коли знос вузлів і деталей досягає значень, при яких подальша робота може призвести до відмови або некоректного функціонування. Усі ці завдання вирішуються засобами діагностики, які разом з об'єктом діагностики утворюють систему діагностики [5].

Один з важливих процесів у виробництві трансформаторів полягає у відпрацюванні вологості з целюлозної ізоляції, що є ефективним. Якість процесу сушіння ізоляційного матеріалу безпосередньо впливає на параметри діелектрика та надійність трансформатора.

Існує різноманітність методів сушіння, які базуються на передачі тепла від нагрітих поверхонь через теплопровідність. У деяких випадках, після сушіння, необхідно врахувати тривалість процесів нагрівання або охолодження тіла. Існують різні способи сушіння сердечників трансформаторів, такі як методи на основі індукційних втрат сталі бака, в спеціальній шафі, за допомогою інфрачервоних променів, повітрорудкою, у вакуумі, струмами короткого замикання тощо. Кожен з цих методів має свої переваги та недоліки.

Суть першого методу полягає в тому, що при проходженні змінного струму через тимчасову намагнічувальну обмотку, розташовану на баку, утворюється сильне магнітне поле, а в стінках бака виникають вихрові струми. Ці струми, проходячи через сталь бака, нагрівають його. Як результат, всі металеві деталі всередині бака нагріваються, що сприяє випаровуванню вологості з ізоляції обмоток і магнітопроводів.

Під час зберігання, транспортування та монтажу трансформаторів, їх ізоляція (масло, целюлоза) піддається зволоженню впливом навколишнього середовища. Під час експлуатації трансформаторів, зволоження відбувається через тепло- та вологообмін між трансформатором та оточуючим середовищем (трансформатор "дихає", висушуючись під час нагрівання і зволожуючись під час охолодження), а також через окислювальні процеси, що відбуваються у маслі під час його нагрівання.

Зволоження погіршує ізоляційні властивості, що може призвести до виходу трансформатора з ладу при включенні або під час експлуатації. Одним з методів контролю стану ізоляції трансформаторів під час експлуатації є профілактичні випробування. Якщо результати цих випробувань є негативними, необхідно провести комплексне вимірювання для оцінки ступеня зволоження ізоляції трансформатора. Після тривалого зберігання трансформатора або перебування його в неробочому стані в непридатних кліматичних умовах, перед проведенням вимірювань щодо оцінки ступеня зволоження ізоляції, рекомендується провести швидкий хімічний аналіз та випробування електричної міцності трансформаторного масла.

Для трансформаторів потужністю до 2500 кВА і напругою 35 кВ включно, які транспортуються з маслом, і для трансформаторів без розширювача потужністю до 100 кВА включно, існують умови включення без сушіння, які необхідно дотримуватись:

1. Рівень оливи повинен знаходитись в межах відміток оливовказівника.
2. В оливі не повинно бути слідів води, а пробивна напруга оливи повинна бути не нижче 25 кВ для трансформаторів з напругою до 15 кВ і не менше 30 кВ для трансформаторів з напругою до 35 кВ.
3. Коефіцієнт абсорбції, вимірюваний мегомметром при напрузі 2500 В, повинен бути не менше 1,3 при температурі 10-30 °С. Опір ізоляції обмоток трансформатора не має виходити за нормативні межі, і його значення зазначається в паспорті трансформатора. Значення опору ізоляції (при

однакових температурах) порівнюють з паспортним значенням, і воно не повинно бути нижче паспортного значення більш ніж на 30%. Отримане значення опору ізоляції також фіксується в паспорті трансформатора разом із датою вимірювання і температурою оливи, при якій проводилося вимірювання.

4. У випадку, коли рівень оливи в трансформаторі знаходиться нижче відміток оливовказівника, але обмотки та перемикач покриті оливою, або якщо пробивна напруга оливи знижена не більше ніж на 5 кВ порівняно з необхідним значенням, виконуються додаткові вимірювання відношення $C2/C50$ або кута діелектричних втрат $\tan \delta$ обмоток в маслі. Відношення $C2/C50$ вимірюється за допомогою приладів контролю вологості, таких як ПКВ або ЕВ. При температурі від 10 до 30 °С це відношення повинно бути меншим за 1,1-1,3. Значення кута діелектричних втрат $\tan \delta$ обмоток вимірюються за допомогою мостів змінного струму, наприклад, МД-16. Значення кута діелектричних втрат $\tan \delta$ для трансформаторів не повинно перевищувати 0,015-0,026. Для ввікнення трансформатора без проведення сушіння потужністю понад 100 кВА із напругою 35 кВ включно, які транспортуються з оливою, достатньо виконувати наступні умови: 1, 2 і 3, або 2, 3 і 4, або 1, 3 і 4.

Існує кілька методів сушіння ізоляції обмоток трансформаторів, проте найбільш популярними з точки зору економічності та зручності є індукційний метод сушіння трансформатора та метод, що використовує струми нульової послідовності. Обидва методи передбачають проведення сушіння безпосередньо на місці установки трансформаторів незалежно від температури навколишнього середовища, проте з випуском оливи з ємностей.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження способів захисту від атмосферних перенапружень при розвитку електричної мережі.

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

- визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі;
- на основі аналізу основних техніко-економічних показників роботи фрагменту електричної мережі визначити доцільність виконання оптимізації;
- провести аналіз способів захисту від атмосферних перенапружень.

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

Предметом дослідження є методи і засоби проєктування електричних мереж.

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

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Метод найменших квадратів дозволяє знайти аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$, який найточніше відповідає залежності максимальної потужності від часу, з мінімальною похибкою. Цей метод дозволяє замінити функцію $P_{\max}(T)$, представлену у табличному вигляді, аналітичним виразом.

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

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

Для визначення числових коефіцієнтів a' та b' використовується метод найменших квадратів, який базується на мінімізації виразу відповідно до цього методу:

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

Після застосування процесу диференціювання до вхідної функції, кінцева форма системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' представлена таким виглядом:

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 889, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1792908. \end{cases}$$

звідки $a' = -5761,16$, $b' = 2,903$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,903T - 5761,16.$$

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

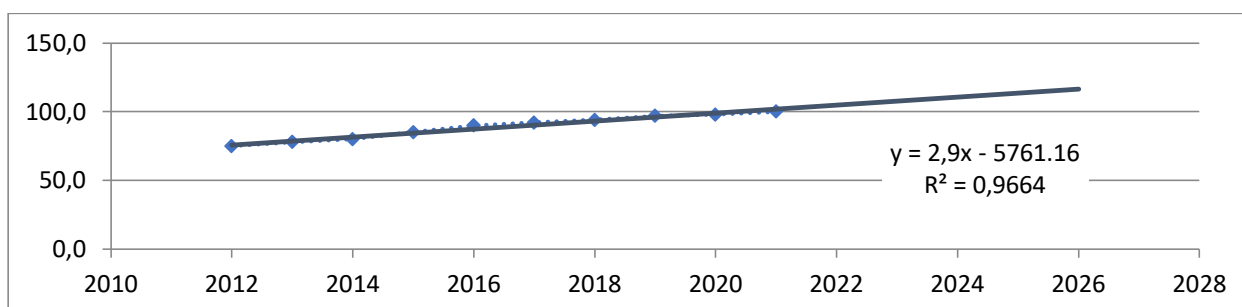


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Після аналізування даного графіка (рис. 1.1), можна зробити висновок, що прогнозується збільшення сумарного навантаження, враховуючи прогноз на 2026 рік, до 114,2 % від проектної потужності електромережі, що на 14,2% більше. Отже, для забезпечення надійності та якості електропостачання необхідно прийняти заходи, такі як перевірка відповідності прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку максимального навантаження існуючої мережі з урахуванням прогнозу свідчать про те, що напруги в усіх вузлах відповідають встановленим обмеженням або можуть бути приведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

На основі розрахунків режиму максимальних навантажень існуючої мережі, які відображені у додатку, було встановлено, що напруги в усіх вузлах відповідають встановленим обмеженням або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

При перевірці струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів встановлено, що основне обладнання функціонує у режимах, які є економічними або наближеними до них.

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

- в лініях електропередач – 2,59 МВт;
- в трансформаторах – 0,96 МВт з них холостого ходу 0,59 МВт та навантажувальні 0,37 МВт.

Була здійснена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів, яка свідчить про те, що основне обладнання працює в економічних режимах або наближених до них, як це показано у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	404-3	303-305	405-5	305-306
Марка проводу	АС-95	АС-95	АС-95	АС-95
Допустимий струм,	300	300	300	300
Розрах. струм, А	15	35	61	11

У районі, де планується розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній резерв щодо пропускну здатності для забезпечення новим споживачам електроенергії та забезпечення відповідних рівнів напруг в вузлах, як це вказано у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	3	2	300	4
Напруга вузла, кВ	114,25	113,76	115	114,23

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість

транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

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

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній запас пропускної здатності для забезпечення транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 3 – Брацлав з рівнем напруги 114,25 кВ; вузол № 2 Немирів – 113,76кВ, №300 Ладижинська ТЕС – 115кВ.

На основі оцінки розташування нових ПС та їх близькості до існуючої мережі був створений максимальний граф (рис. 1.2), який включає всі можливі варіанти приєднання нових ПС.

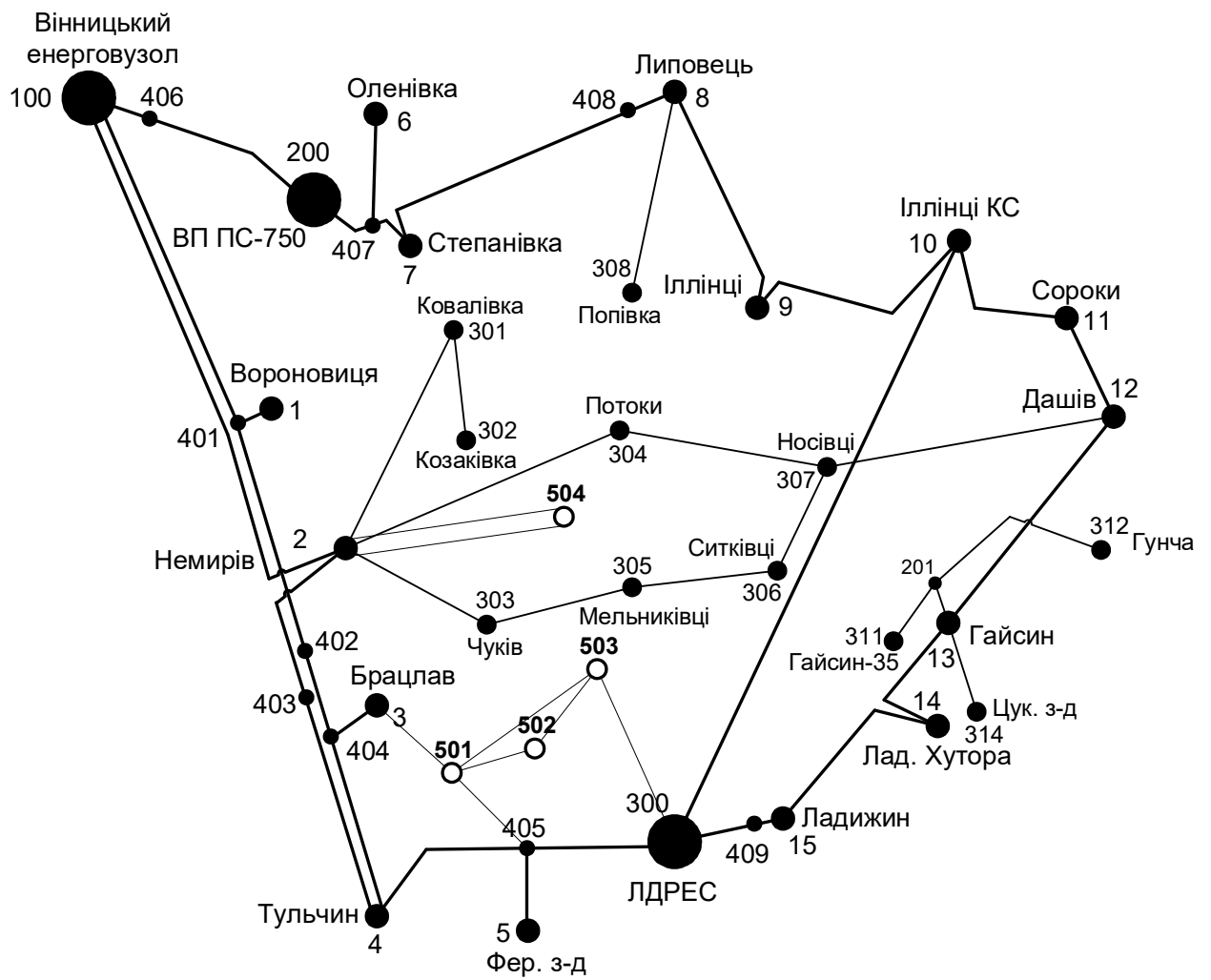


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

Неможливо вирішити ці питання одночасно у вигляді єдиної математичної моделі. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

2.1 Лінеаризація цільової функції

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

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Отже, для моделювання процесу розвитку електричної мережі, функція мети може бути виражена як нелінійна функція з лінійними та нелінійними обмеженнями на змінні P_i .

Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації); b_i' - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

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

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

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (4720 год/рік для $T_{нб} = 6100$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Максимальний граф для зручності було розбито на 2 ділянки, тому результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1 – 2.6.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$ (частина 1)

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	U _{ном} , кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. б, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10
504	2	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	2,394	9052,0
3	501	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,149	4345,0
405	501	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	1,245	4707,0
300	503	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,915	7241,6
501	502	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,149	4345,0
502	503	1,1	7,7	110	1573,680	0,131	3877,5	1,053	3982,9

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

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a+b \cdot P^2$ (частина 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. б, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10
504-2	2,5	8975,6	8916,9	9047,2	8812,6	19,751	8975,6	8943,0	9008,1
3-501	1,2	4308,3	4280,1	4342,7	4230,1	9,480	4308,3	4292,6	4323,9
405-501	1,3	4667,3	4636,8	4704,6	4582,6	10,270	4667,3	4650,3	4684,2
300-503	2	7180,4	7133,5	7237,8	7050,1	15,800	7180,4	7154,4	7206,5
501-502	1,2	4308,3	4280,1	4342,7	4230,1	9,480	4308,3	4292,6	4323,9
502-503	1,1	3949,2	3923,4	3980,8	3877,5	8,690	3949,2	3934,9	3963,6

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.

Розв'язання задачі лінійного програмування (2.3) згідно з умовами (2.4) за допомогою симплекс-методу (СМ) включає два етапи:

1. I-ий етап СМ включає процес приведення системи обмежень та цільової функції до канонічного вигляду.
2. II-ий етап СМ включає оптимізацію цільової функції, яка була отримана на першому етапі. Це досягається за допомогою Симплекс-алгоритму (СА).

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

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (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_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Оскільки модель була побудована з урахуванням заданих напрямків потужності в максимальному графі, може виникнути ситуація, коли деякі змінні приймають від'ємні значення. Це протиріччя може бути вирішено шляхом введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. рис. 2.1 та 2.5.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах			
	504-2	3-501	405-501	300-503	501-502	502-501	502-503	503-502	501-503	503-501	0-0	0-0	0-0			0-0		
501	0	1	1	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	7,10	7,10	
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	12,20	12,20	
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	9,20	9,20	
504	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12,00	-12,00	
Коефіцієнти цільової функції	2146,265	320,553	1295,280	658,483	571,701	1030,207	944,357	832,148	2501,016	1717,012	0,000	0,000	0,000	0,000			0,000	
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			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 1)

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	
	504-2	3-501	405-501	300-503	501-502	502-501	502-503	503-502	501-503	503-501	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	0	1	1	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	7,10	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	12,20	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	9,20	0,00	
504	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	2146,265	320,553	1295,280	658,483	571,701	1030,207	944,357	832,148	2501,016	1717,012	0,000	0,000	0,000	0,000		44974,649	
Потужності ЛЕП	12,000	19,300	0,000	9,200	12,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	8812,609	4230,052	0,000	7050,087	4230,052	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		24322,800	
Змінні складові витрат	344,737	428,037	0,000	162,103	171,035	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1105,912	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	25428,712

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

У контексті симплекс-методу, необхідно внести корективи до коефіцієнтів цільової функції, оскільки перетоки по лініям можуть змінюватись. Внаслідок цього, ми змінюємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок, як показано на рис. 2.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	504-2	3-501	405-501	300-503	501-502	502-501	502-503	503-502	501-503	503-501	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	0	1	1	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	7,10	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	12,20	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	9,20	0,00	
504	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	763,112	241,352	1116,058	783,934	360,745	1030,207	944,357	944,357	1717,012	1717,012	0,000	0,000	0,000	0,000		25428,712	
Потужності ЛЕП	12,000	19,300	0,000	9,200	12,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	8812,609	4230,052	0,000	7050,087	4230,052	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		24322,800	
Змінні складові витрат	344,737	428,037	0,000	162,103	171,035	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1105,912	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	25428,712

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

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	504-2	3-501	405-501	300-503	501-502	502-501	502-503	503-502	501-503	503-501	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	0	1	1	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	7,10	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	12,20	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	9,20	0,00	
504	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	763,112	241,352	1116,058	783,934	360,745	1030,207	944,357	944,357	1717,012	1717,012	0,000	0,000	0,000	0,000		25428,712	
Потужності ЛЕП	12,000	19,300	0,000	9,200	12,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	8812,609	4230,052	0,000	7050,087	4230,052	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		24322,800	
Змінні складові витрат	344,737	428,037	0,000	162,103	171,035	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1105,912	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	25428,712

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант

Потоки не змінилися і вартість проекту також. Значить процес розрахунку завершено. Отримали найкращу сукупність ЛЕП для передачі енергії від СЕС та до споживачів.

У таблиці на рис. 2.4 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.6.

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 502-503 довжиною 7,7 км тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

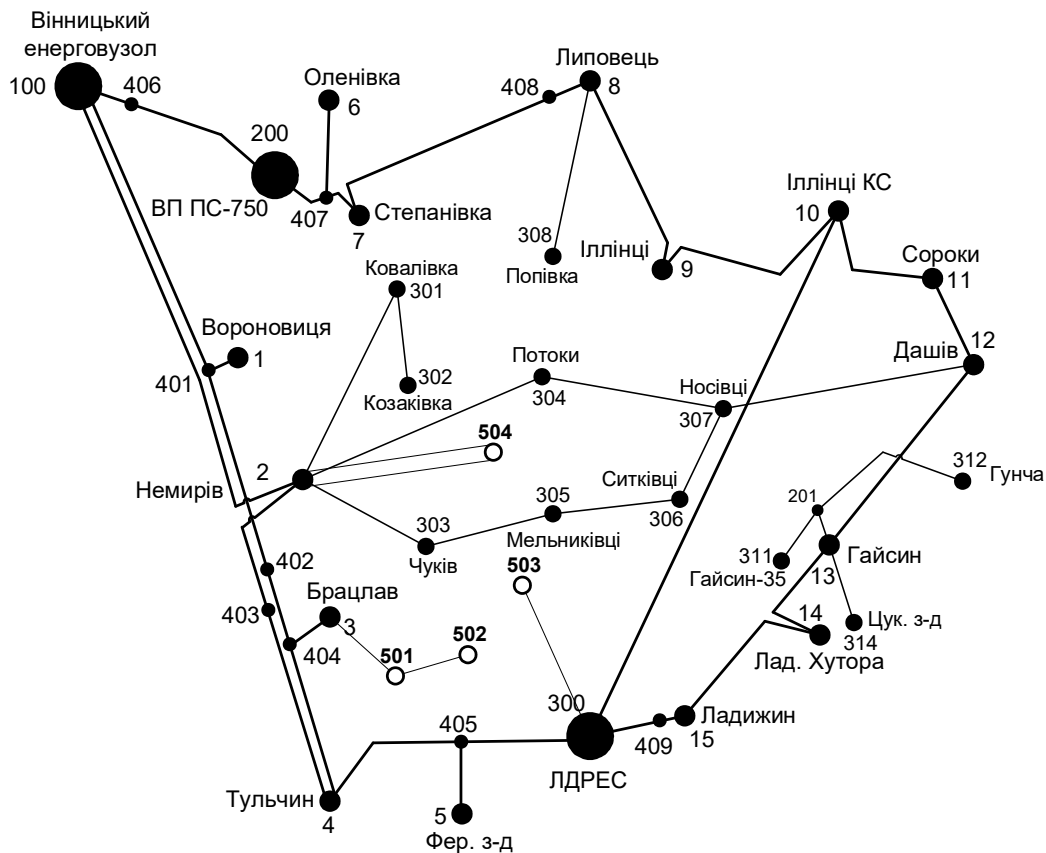


Рисунок 2.8 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

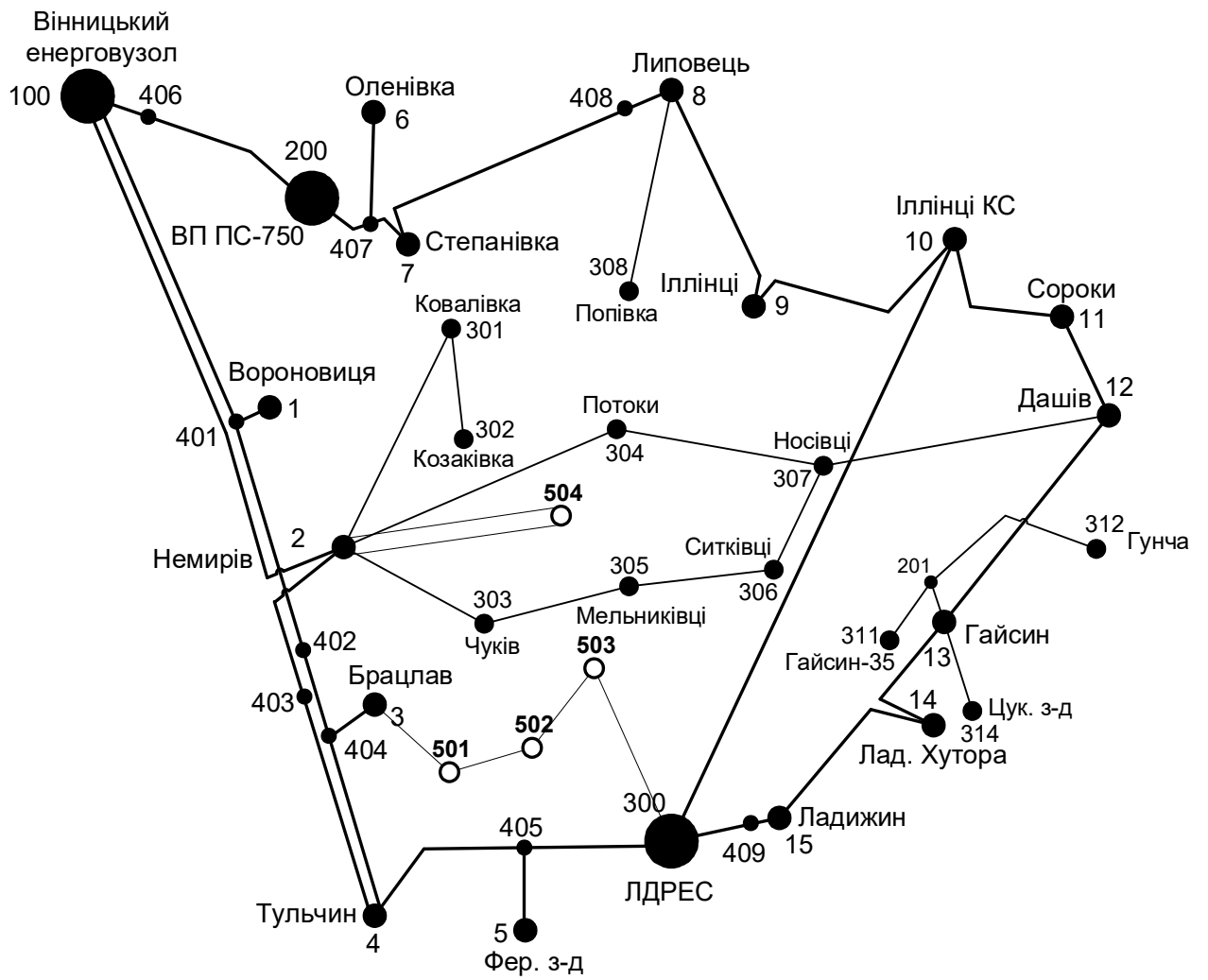


Рисунок 2.9 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

У енергетичній галузі, для вирішення задач оптимізації, які пов'язані з плануванням перспективного розвитку електромереж і враховують часовий фактор, використовуються не лише методи лінійної та нелінійної оптимізації, але й метод динамічного програмування.

Динамічне програмування відноситься до методів нелінійного програмування і дозволяє оптимізувати багатокрокові процеси для функцій з багатьма змінними. При використанні динамічного програмування, операція розбивається на послідовні кроки, на кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

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

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення V_t для кожного року визначаються за формулою:

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

Для вирішення вказаних задач (3.1), можна використовувати метод нелінійного програмування, зокрема, метод динамічного програмування.

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

На прямому етапі рухаючись від першого року до останнього, визначається умовно оптимальна схема електричної мережі. Кожен крок обирається таким чином, щоб сумарні витрати на поточний та наступний рік були мінімальними.

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

Таким чином, перша етап включає розрахунок витрат на перший рік, враховуючи всі можливі варіанти реалізації. Отриманий результат відображає оптимальні дисконтовані витрати.

Проте, через невідомість варіантів наступних років на попередніх етапах, отриманий розв'язок є наближеним і потребує подальшого уточнення.

На другому етапі здійснюється рух від останнього року до першого, де уточнюються параметри електричної мережі та траєкторія оптимального будівництва згідно з критерієм (3.3).

Задача динамічного програмування формулюється з використанням цільової функції (3.1), де функція витрат може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

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

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

Варіант №7

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 3-501. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{3-501} = 8,4 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , розрахунки для кожного варіанту будівництва ліній протягом першого року виконуються аналогічно. Аналогічні розрахунки проводяться і для інших варіантів розвитку схеми електричної системи протягом першого року. Результати цих розрахунків представлені у таблиці 3.1.

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

Для варіанту 7 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 300-503 та 503-502. 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 враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 7 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 7-504. Результати розрахунків подано в табл.3.3.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Vt	Вартість
1	2-504	17,5	13,71	31,5	40264,29	65078,47	54232,06	54232,06
	300-503	14	10,51		24814,18			
2	2-504	17,5	13,71	25,9	40264,29	55119,03	45932,52	45932,52
	3-501	8,4	8,11		14854,74			
3	3-501	8,4	22,05	16,8	15172,51	30124,36	25103,64	25103,64
	501-502	8,4	13,94		14951,85			
4	300-503	14	24,45	21,7	25428,07	39133,93	32611,61	32611,61
	502-503	7,7	13,94		13705,86			
5	3-501	8,4	8,11	22,4	14854,74	39668,92	33057,43	33057,43
	300-503	14	10,51		24814,18			
6	2-504	17,5	13,71	17,5	40264,29	40264,29	33553,58	33553,58
7	3-501	8,4	8,11	8,4	14854,74	14854,74	12378,95	12378,95
8	300-503	14	10,51	14	24814,18	24814,18	20678,48	20678,48

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Лсум	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість																																																																																																																																																																																																																																																																					
11	502-503	7,7	22,05	16,1	13908,14	28762,87	19974,22	74206,28																																																																																																																																																																																																																																																																					
	502-501	8,4	8,11		14854,74				12	3-501	8,4	22,05	16,8	15172,51	30124,36	20919,7	75151,76	501-502	8,4	13,94	14951,85		13	502-503	7,7	13,94	16,1	13705,86	28560,6	19833,75	74065,81	3-501	8,4	8,11	14854,74	21	501-502	8,4	10,51	16,1	14888,51	28873,95	20051,35	65983,87	502-503	7,7	24,45	13985,44	22	501-502	8,4	13,94	22,4	14951,85	39766,03	27615,3	73547,82	300-503	14	10,51	24814,18	23	300-503	14	24,45	21,7	25428,07	39075,87	27136,02	73068,54	503-502	7,7	10,51	13647,8	31	502-503	7,7	13,94	21,7	13705,86	39133,93	27176,34	52279,98	503-300	14	24,45	25428,07	32	2-504	17,5	13,71	25,2	40264,29	53912,09	37438,95	62542,59	502-503	7,7	10,51	13647,8	33	2-504	17,5	13,71	31,5	40264,29	65078,47	45193,38	70297,02	300-503	14	10,51	24814,18	41	502-501	8,4	1,66	16,8	14807,08	29684,54	20614,26	53225,88	501-3	8,4	9,79	14877,46	42	2-504	17,5	13,71	25,9	40264,29	55119,03	38277,1	70888,71	501-502	8,4	8,11	14854,74	43	2-504	17,5	13,71	25,9	40264,29	55119,03	38277,1	70888,71	3-501	8,4	8,11	14854,74	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Лсум	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість	51	501-502	8,4	1,66	16,1	14807,08	28482,67	19779,63	52837,06	502-503	7,7	12,27	13675,58	52	2-504	17,5	13,71	25,9	40264,29	55216,14	38344,54	71401,97	501-502	8,4	13,94	14951,85	53	2-504	17,5	13,71	25,2	40264,29	53970,15	37479,27	70536,71	502-503	7,7	13,94	13705,86	61	3-501	8,4	22,05	16,8	15172,51	30124,36	20919,7	54473,27	501-502	8,4	13,94	14951,85	62	300-503	14	24,45	21,7	25428,07	39133,93	27176,34	60729,92	503-502	7,7	13,94	13705,86	63	3-501	8,4	8,11	22,4	14854,74	39668,92	27547,86	61101,43	300-503	14	10,51	24814,18	71	501-502	8,4	24,45	16,1	15256,84	28904,64	20072,67	32451,61	502-503	7,7	10,51	13647,8	72	300-503	14	24,45	21,7	25428,07	39133,93	27176,34	39555,29	503-502	7,7	13,94	13705,86	73	2-504	17,5	13,71
12	3-501	8,4	22,05	16,8	15172,51	30124,36	20919,7	75151,76																																																																																																																																																																																																																																																																					
	501-502	8,4	13,94		14951,85																																																																																																																																																																																																																																																																								
13	502-503	7,7	13,94	16,1	13705,86	28560,6	19833,75	74065,81																																																																																																																																																																																																																																																																					
	3-501	8,4	8,11		14854,74																																																																																																																																																																																																																																																																								
21	501-502	8,4	10,51	16,1	14888,51	28873,95	20051,35	65983,87																																																																																																																																																																																																																																																																					
	502-503	7,7	24,45		13985,44																																																																																																																																																																																																																																																																								
22	501-502	8,4	13,94	22,4	14951,85	39766,03	27615,3	73547,82																																																																																																																																																																																																																																																																					
	300-503	14	10,51		24814,18																																																																																																																																																																																																																																																																								
23	300-503	14	24,45	21,7	25428,07	39075,87	27136,02	73068,54																																																																																																																																																																																																																																																																					
	503-502	7,7	10,51		13647,8																																																																																																																																																																																																																																																																								
31	502-503	7,7	13,94	21,7	13705,86	39133,93	27176,34	52279,98																																																																																																																																																																																																																																																																					
	503-300	14	24,45		25428,07																																																																																																																																																																																																																																																																								
32	2-504	17,5	13,71	25,2	40264,29	53912,09	37438,95	62542,59																																																																																																																																																																																																																																																																					
	502-503	7,7	10,51		13647,8																																																																																																																																																																																																																																																																								
33	2-504	17,5	13,71	31,5	40264,29	65078,47	45193,38	70297,02																																																																																																																																																																																																																																																																					
	300-503	14	10,51		24814,18																																																																																																																																																																																																																																																																								
41	502-501	8,4	1,66	16,8	14807,08	29684,54	20614,26	53225,88																																																																																																																																																																																																																																																																					
	501-3	8,4	9,79		14877,46																																																																																																																																																																																																																																																																								
42	2-504	17,5	13,71	25,9	40264,29	55119,03	38277,1	70888,71																																																																																																																																																																																																																																																																					
	501-502	8,4	8,11		14854,74																																																																																																																																																																																																																																																																								
43	2-504	17,5	13,71	25,9	40264,29	55119,03	38277,1	70888,71																																																																																																																																																																																																																																																																					
	3-501	8,4	8,11		14854,74																																																																																																																																																																																																																																																																								
Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Лсум	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість																																																																																																																																																																																																																																																																					
51	501-502	8,4	1,66	16,1	14807,08	28482,67	19779,63	52837,06																																																																																																																																																																																																																																																																					
	502-503	7,7	12,27		13675,58																																																																																																																																																																																																																																																																								
52	2-504	17,5	13,71	25,9	40264,29	55216,14	38344,54	71401,97																																																																																																																																																																																																																																																																					
	501-502	8,4	13,94		14951,85																																																																																																																																																																																																																																																																								
53	2-504	17,5	13,71	25,2	40264,29	53970,15	37479,27	70536,71																																																																																																																																																																																																																																																																					
	502-503	7,7	13,94		13705,86																																																																																																																																																																																																																																																																								
61	3-501	8,4	22,05	16,8	15172,51	30124,36	20919,7	54473,27																																																																																																																																																																																																																																																																					
	501-502	8,4	13,94		14951,85																																																																																																																																																																																																																																																																								
62	300-503	14	24,45	21,7	25428,07	39133,93	27176,34	60729,92																																																																																																																																																																																																																																																																					
	503-502	7,7	13,94		13705,86																																																																																																																																																																																																																																																																								
63	3-501	8,4	8,11	22,4	14854,74	39668,92	27547,86	61101,43																																																																																																																																																																																																																																																																					
	300-503	14	10,51		24814,18																																																																																																																																																																																																																																																																								
71	501-502	8,4	24,45	16,1	15256,84	28904,64	20072,67	32451,61																																																																																																																																																																																																																																																																					
	502-503	7,7	10,51		13647,8																																																																																																																																																																																																																																																																								
72	300-503	14	24,45	21,7	25428,07	39133,93	27176,34	39555,29																																																																																																																																																																																																																																																																					
	503-502	7,7	13,94		13705,86																																																																																																																																																																																																																																																																								
73	2-504	17,5	13,71	25,9	40264,29	55216,14	38344,54	50723,49																																																																																																																																																																																																																																																																					

	501-502	8,4	13,94		14951,85			
74	2-504	17,5	13,71	31,5	40264,29	65078,47	45193,38	57572,33
	300-503	14	10,51		24814,18			
81	503-502	7,7	22,05	16,1	13908,14	28762,87	19974,22	40652,7
	502-501	8,4	8,11		14854,74			
82	3-501	8,4	22,05	16,8	15172,51	30124,36	20919,7	41598,18
	501-502	8,4	13,94		14951,85			
83	2-504	17,5	13,71	25,2	40264,29	53970,15	37479,27	58157,76
	502-503	7,7	13,94		13705,86			
84	2-504	17,5	13,71	25,9	40264,29	55119,03	38277,1	58955,59
	3-501	8,4	8,11		14854,74			

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
111	3-501	8,4	9,79	8,4	14877,46	14877,46	8609,64	82815,92
121	502-503	7,7	12,27	7,7	13675,58	13675,58	7914,111	83065,87
131	501-502	8,4	1,66	8,4	14807,08	14807,08	8568,914	82634,72
211	503-300	14	22,8	14	25330	25330	14658,56	80642,44
221	502-503	7,7	12,27	7,7	13675,58	13675,58	7914,111	81461,93
231	501-502	8,4	1,66	8,4	14807,08	14807,08	8568,914	81637,46
311	2-504	17,5	13,67	17,5	40262,57	40262,57	23300,1	75580,07
321	300-503	14	22,8	14	25330	25330	14658,56	77201,15
331	502-503	7,7	12,27	7,7	13675,58	13675,58	7914,111	78211,13
411	2-504	17,5	13,67	17,5	40262,57	40262,57	23300,1	76525,97
421	3-501	8,4	9,79	8,4	14877,46	14877,46	8609,64	79498,35
431	3-501	8,4	9,79	8,4	14877,46	14877,46	8609,64	79498,35
511	2-504	17,5	13,67	17,5	40262,57	40262,57	23300,1	76137,16
521	502-503	7,7	12,27	7,7	13675,58	13675,58	7914,111	79316,09
531	501-502	8,4	1,66	8,4	14807,08	14807,08	8568,914	79105,62
611	502-503	7,7	12,27	21,7	13675,58	39005,58	22572,67	77045,95
	503-300	14	22,8		25330			
621	3-501	8,4	9,79	16,8	14877,46	29684,54	17178,55	77908,47
	501-502	8,4	1,66		14807,08			
631	501-502	8,4	1,66	16,1	14807,08	28482,67	16483,02	77584,46
	502-503	7,7	12,27		13675,58			
711	2-504	17,5	13,67	31,5	40262,57	65651,28	37992,64	70444,25
	503-300	14	23,8		25388,71			
721	501-502	8,4	1,66	25,9	14807,08	55069,65	31869,01	71424,3
	2-504	17,5	13,67		40262,57			
731	502-503	7,7	12,27	21,7	13675,58	39005,58	22572,67	73296,16
	503-300	14	22,8		25330			
741	501-502	8,4	1,66	16,1	14807,08	28482,67	16483,02	74055,35
	502-503	7,7	12,27		13675,58			
811	3-501	8,4	9,79	25,9	14877,46	55140,02	31909,74	72562,44
	2-504	17,5	13,67		40262,57			
821	502-503	7,7	12,27	25,2	13675,58	53938,15	31214,21	72812,39
	2-504	17,5	13,67		40262,57			
831	3-501	8,4	9,79	16,8	14877,46	29684,54	17178,55	75336,31
	501-502	8,4	1,66		14807,08			
841	501-502	8,4	1,66	16,1	14807,08	28482,67	16483,02	75438,61
	502-503	7,7	12,27		13675,58			

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

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

Для варіанту 721 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування (зворотній хід)

Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	В _i	В _{i,сум}	В _t	Вартість
721	501-502	8,4	0,59	14,26	14805,26	45943,33	26587,58	66117,51
	2-504	17,5	13,67		31138,07			
72	300-503	14	23,88	21,7	25393,52	39088,28	27144,64	39529,93
	503-502	7,7	13,35		13694,76			
7	3-501	8,4	8,71	8,4	14862,35	14862,35	12385,29	12385,29

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

На першому році:

- - - будівництво лінії електропередач: Брацлав (вузол 3) - 501;

На другому році:

— будівництво ліній електропередач: 502 - 503 та 503- ЛДРЕС (вузол 300);

На третьому році:

----- будівництво ліній електропередач: 501-502 та 2-504.

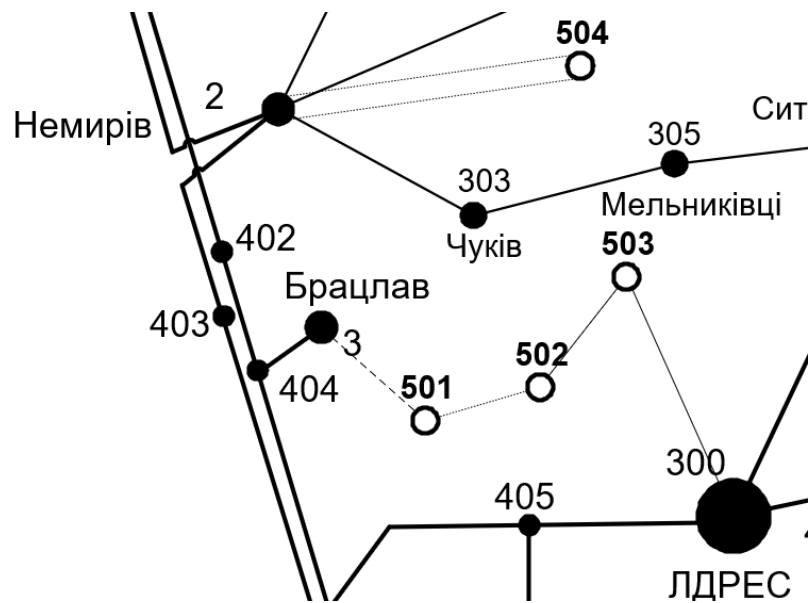


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Використовуючи значення максимальних навантажень нових споживачів розраховуємо імовірне навантаження на головних ділянках ЛЕП за допомогою ПК «ВТРАТИ».

Згідно отриманих даних та використовуючи таблицю 2.5.16 ПУЕ обираємо рекомендований переріз проводу майбутніх ліній – алюміній 120 мм² для ЛЕП 110 кВ, 1 провід у фазі.

Після вибору оптимальної схеми ЕМ розраховуємо режими максимальних навантажень та визначають струми у окремих ЛЕП I_{\max} та з урахуванням середніх темпів зростання навантаження та співпадіння максимумів за виразом 3.5:

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

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки $T_{\text{нб}} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_I = 1$.

$$I_{\text{розр}2-504} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{13,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 35,9 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}3-501} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{9,95}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 52,2 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-502} = 1 \cdot 1,05 \cdot \frac{0,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 4,73 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1 \cdot 1,04 \cdot \frac{14,7}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 77,2 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-300} = 1 \cdot 1,04 \cdot \frac{26,64}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 137,8 \text{ (A)}.$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження $T_{\text{нб}}$ (5400 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 3.6:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}}; \quad (3.6)$$

$J_{\text{ек}}$ для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить – 0,8 – 0,6 А/мм².

$$F_{\text{розр}2-504} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{35,9}{0,7} = 51,3 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$F_{\text{розр}3-501} = \frac{52,2}{0,7} = 74,6 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$F_{\text{розр}501-502} = \frac{4,7}{0,7} = 6,75 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$F_{\text{розр}502-503} = \frac{77,2}{0,7} = 110,3 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$F_{\text{розр}503-300} = \frac{139,83}{0,7} = 199,75 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Згідно ПУЕ мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19, отже приймаємо АС-120/19 для усіх ділянок мережі, окрім ділянки 503-300, її монтуємо використовуючи провід маркою АС – 240/39.

Проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 4 варіанти аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 3-501;

2й – розрив лінії 300-503;

3й – розрив однієї лінії 2-504;

4й – розрив однієї лінії 2-504 та відсутня генерація на СЕС (504);

Отримані результати представлені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{па1}$, А	$I_{па2}$, А	$I_{па3}$, А	$I_{па4}$, А	$I_{па,А max}$	$I_{па Доп.}$	Марка проводу
2-504	35,84	58,94	72,54	1,57	72,54	390	АС-120/19
3-501	0	195,74	51,97	46,83	195,74		АС-120/19
501-502	48,13	145,98	4,42	5,48	145,98		АС-120/19
502-503	130,42	63,3	77,39	69,7	130,42		АС-120/19
503-300	196,1	0	140,1	145,45	196,1	605	АС-240/39

При оцінці відповідності провідників для мережі 110 кВ згідно Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), рекомендується використовувати провід АС 240/39. Однак, також допускається використання проводу АС-120/19. За результатами порівняння струмів у випадку аварійних ситуацій з допустимими значеннями струмів для проводу АС-120/19, було прийнято рішення використовувати провід АС-120/19. Це рішення було прийняте через те, що провід АС-120/19 повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

В роботі не включено детального аналізу можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з урахуванням графіка роботи, коефіцієнта початкового навантаження та температури навколишнього середовища. З цієї причини в практиці проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може бути вибрана з урахуванням допустимого перевантаження після аварійних режимів на 40% протягом максимальної загальної добової навантаженості, тривалістю не більше 6 годин, впродовж не більше 5 днів.

Вибір трансформаторів здійснюється згідно таких критеріїв:

1. Якщо на підстанції присутні споживачі 1-ої категорії, то повинно бути встановлено не менше двох трансформаторів.
2. На підстанціях, які забезпечують електропостачання споживачів 2-ої і 3-ої категорій, допускається встановлення одного трансформатора, за умови наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше однієї доби, хоча такі можливості в даний час є досить обмеженими.

Вибір трансформаторів здійснюється на підставі наступного виразу:

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

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{8,11}{1,4 \cdot (2-1) \cdot 0,88} = 6,5 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 6.3 МВА.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає $\leq 0,7-0,8$, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Сном МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
501	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
502	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
503	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
504	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_3 = \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot S_H} \leq 0,7 - 0,8 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{31.па} = \frac{9,2}{2 \cdot 6,3} = 0,73 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{32.па} = \frac{15,66}{2 \cdot 10} = 0,78 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{з3.па} = \frac{12,1}{2 \cdot 10} = 0,7 \leq 0,7 - 0,8;$$
$$K_{з4.па} = \frac{13,7}{2 \cdot 10} = 0,7 \leq 0,7 - 0,8.$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає $\leq 0,7-0,8$, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проте обрані трансформатори у вузлі 603 переважно не будуть використовуватися разом. Другий трансформатор буде введено в експлуатацію лише в період максимальних навантажень. Результати проведених розрахунків свідчать, що трансформатори, які були обрані з врахуванням встановленої потужності, здатні не лише забезпечити надійне електропостачання споживачів, але й сприяють розвитку споживання електроенергії. Вибір трансформаторів для інших підстанцій був здійснений за аналогічними принципами, і отримані результати можна знайти в таблиці 4.1.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань, а також роль і положення підстанції в електричній мережі, включаючи лінії і трансформатори.

Електрична схема підстанції повинна відповідати наступним функціям, враховуючи її місце в електричній мережі:

- Забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах згідно з вимогами надійності електропостачання та наявністю резервних джерел живлення.
- Забезпечувати надійний транзит потоків електроенергії через підстанцію у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах залежно від значення для конкретного ділянки мережі.
- Враховувати поетапний розвиток підстанції, динаміку навантаження мережі та інші фактори. Розвиток підстанції має відбуватися етапами, з врахуванням простоти і економічності, мінімізуючи роботи з реконструкції і забезпечуючи мінімальне обмеження електропостачання споживачів.
- Враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

При проектуванні нових підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, переважно використовуються електричні схеми розподільних установок. При будівництві нових електричних підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, рекомендується застосовувати переважно електричні схеми розподільних установок, які можна знайти в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Для забезпечення підвищеної надійності та безпеки обслуговування підстанцій, ці схеми повинні бути оснащені комутаційними елементами та додатковими компонентами, які відповідають вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 "Принципові схеми електричних розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ для електричних підстанцій".

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанції 501, 502, 503 є прохідними і на них встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів було обрано схему «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 5.1).

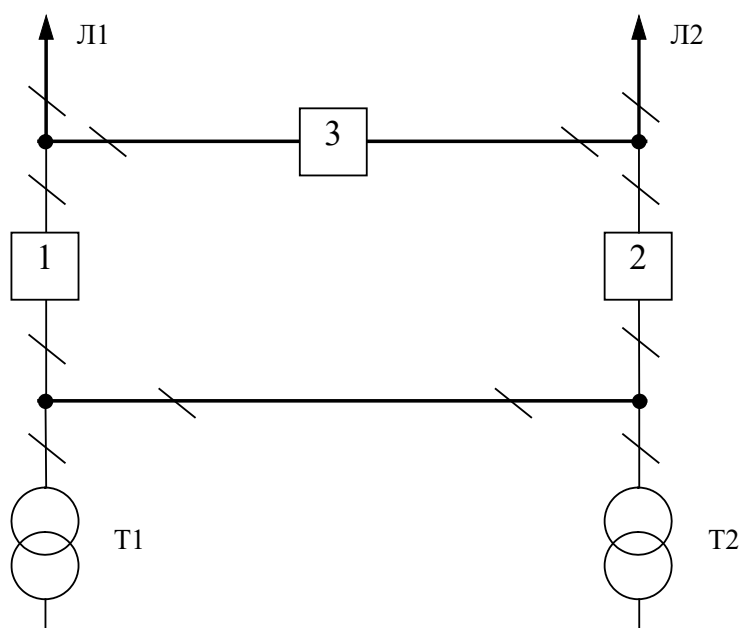


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502, 503

Для вузла 504 обираємо схему «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами», оскільки підстанція є тупиковою та має 2 приєднання (рис. 5.2).

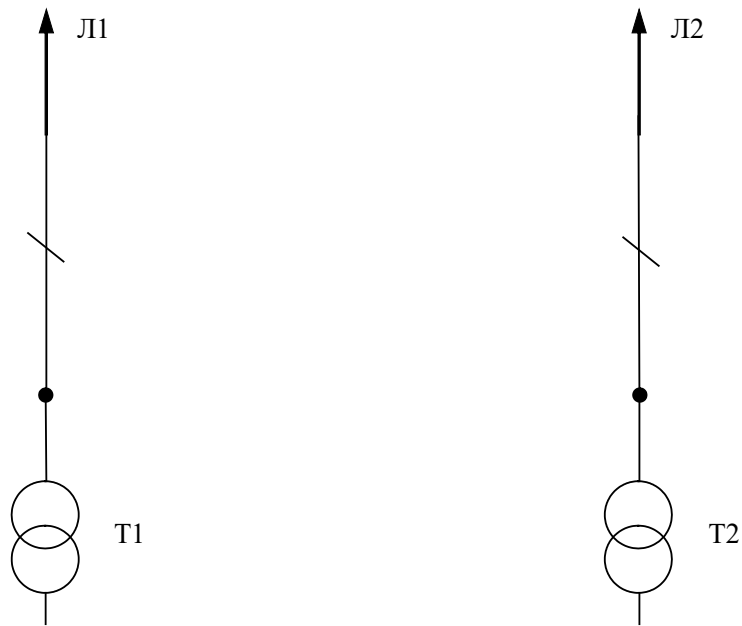


Рисунок 5.2 – Схема розподільчого пристрою вузлів 504

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 розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Немирів (вузол 2) пропонується реконструювати наявну схему на «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин», що задовольнить подальший розвиток мережі та забезпечить надійність (рис. 5.3).

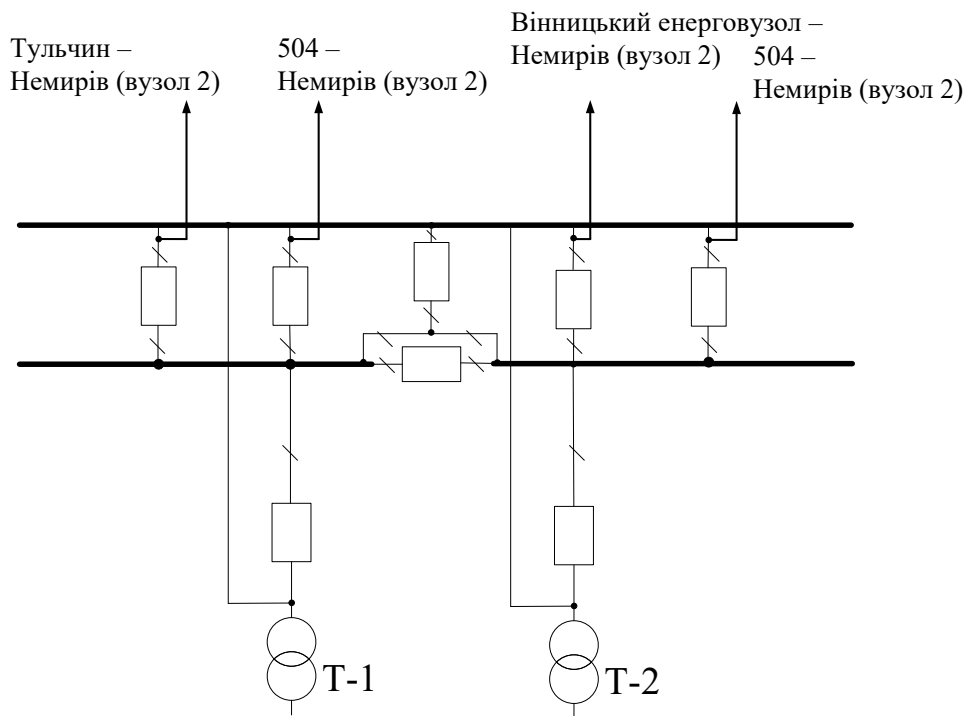


Рисунок 5.3 – Одна секціонована система збірних шин з обхідною

Для вузла Брацлав (3) пропонується змінити схему ПС на «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», оскільки ПС з тупікової перетворюється на прохідну (рис. 5.4).

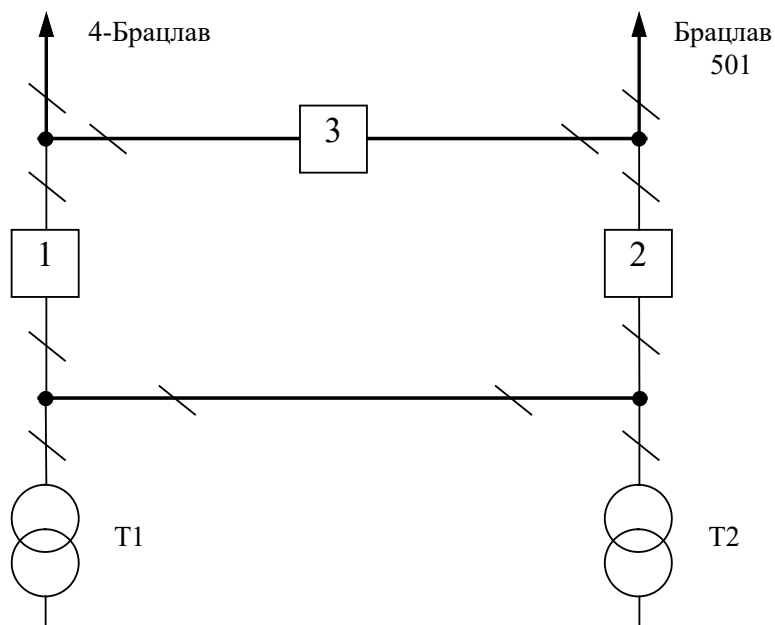


Рисунок 5.4 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для вузла ЛДТЕС (300) пропонується залишити наявну схему «Дві робочі і обхідна системи шин», оскільки вона задовольняє умови по можливим приєднанням (рис. 5.5).

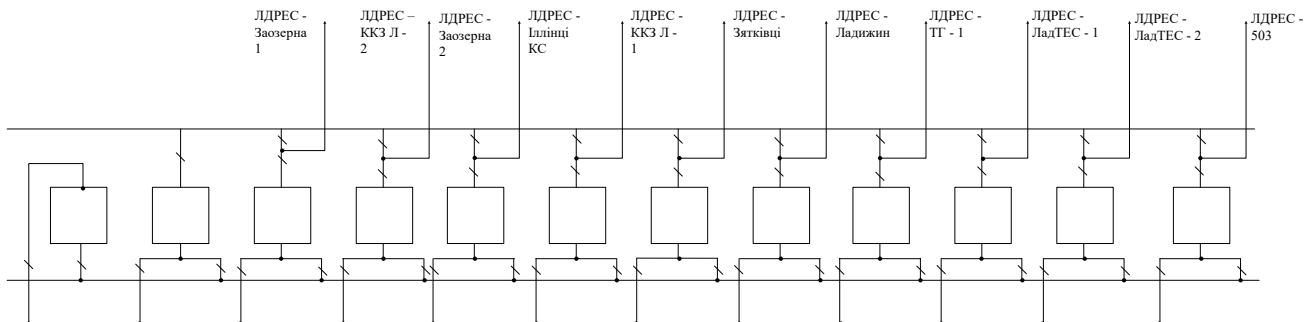


Рисунок 5.5 – Дві робочі і обхідна системи шин

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Виконання розрахунків надійності схем розподільчих пристроїв (РП) включає в себе оцінку ймовірностей відключень елементів (таких як лінії, трансформатори, генератори), які комутуються в РП, а також поділ РП на електрично незалежні частини. Крім того, розрахунки враховують тривалість аварійного відключення елементів, а також час, необхідний для ремонту та розділення РП після відмов вимикачів РП та самого комутуючого обладнання в нормальних і ремонтних режимах. Надалі буде наведений розрахунок для схеми підстанції з генеруванням 604.

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

необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_p (год.).

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

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

$$K_0^I = 1 - 6 \cdot 0,0003 = 0,9982.$$

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

$$\omega_{1,2} = 0,03 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 9 \cdot 10^{-9} \text{ 1/рік.}$$

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

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

де $T_{П1} = 45$ год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

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

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

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 601)

Вимикач, що відмовив	Параметр потоку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті					
		$K_p=4,57$					
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6
Q1	0,03			W1, G1, AT1 – T ₀	W1, G1, AT1 – T ₀	G4, W2, AT2 – T ₀	G4, W2, AT2 – T ₀
				G1 - T _B	W1 - T _B	W2 - T _B	G4 - T _B
Q2	0,03	G4, W2, W1, G1, AT2, AT1 – T ₀		G4, W2, W1, G1, AT2, AT1 – T ₀	G4, W2, W1, G1, AT2, AT1 – T ₀	G4, W2, W1, G1, AT2, AT1 – T ₀	G4, W2, W1, G1, AT2, AT1 – T ₀
Q3	0,03	W1, G1, AT1 – T ₀	W1, G1, AT1 – T ₀		W1, G1, AT1 – T ₀	W1, G1, AT1 – T ₀	W1, G1, AT1 – T ₀
		G1 - T _B	G1, D (AT1, W1) - T _B		G1 - T _B	G1 - T _B	G1 - T _B
Q4	0,035	W1, G1, AT1 – T ₀	W1, G1, AT1 – T ₀	W1, G1, AT1 – T ₀		W1, G1, AT1 – T ₀	W1, G1, AT1 – T ₀
		W1 - T _B	W1, D (AT1, G1) - T _B	W1 - T _B		W1 - T _B	W1 - T _B
Q5	0,035	G4, W2, AT2 – T ₀	G4, W2, AT2 – T ₀	G4, W2, AT2 – T ₀	G4, W2, AT2 – T ₀		G4, W2, AT2 – T ₀
		W2 - T _B	W2, D (AT2, G4) - T _B	W2 - T _B	W2 - T _B		W2 - T _B
Q6	0,03	G4, W2, AT2 – T ₀	G4, W2, AT2 – T ₀	G4, W2, AT2 – T ₀	G4, W2, AT2 – T ₀	G4, W2, AT2 – T ₀	
		G4 - T _B	G4, D (AT2, W2) - T _B	G4 - T _B	G4 - T _B	G4 - T _B	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
G4, W2, W1, G1, AT2, AT1	5	1	0,035	0,175

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 ($Z_0 = 695$ грн./кВт·год.);

$$M_{зб} = y_0 \cdot \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (5.5)$$

$$W_{рік} = P_{нв} \cdot T_{нв} \quad (5.6)$$

$$\Delta W_{нд} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (5.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

$W_{рік}$, МВт·год	$\Delta W_{нд}$, МВт·год	$M_{зб}$, тис. грн.
73 980	0,578	300,667

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

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 601,602,603,604 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 32,56 + 0.05 \cdot 32,56 = 32,56 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 32,56 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 10,35 \text{ (МВАр)}.$$

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

Загальна реактивна потужність, яка споживається в районі, визначається шляхом сумування відповідних навантажень у окремих точках з урахуванням коефіцієнта одночасності. Для реактивних навантажень, цей коефіцієнт орієнтовно становить 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 – 3-501:

$$Q_{\text{ЛЕП3-501}} = 112,91^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 8,4) = 0,305 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,305 + 0,305 + 0,282 + 0,528 + 0,65 = 2,07 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 17,47 = 16,6 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 16,6 = 1,66 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 16,6 + 1,66 - 2,07 - 10,35 = 5,84 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 16,6 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 10,35 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5850 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 502.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу Втрати "RVM - Hign". Цей комплекс програмного забезпечення надає можливість виконати розрахунок усталеного режиму на основі вказаної інформації про відгалуження (довжина, тип проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) вхідної електричної мережі, яка працює при напрузі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Результати розрахунків за програмою надають інформацію про втрати потужності та електроенергії в електричній мережі, а також про стан усталеного режиму. Зокрема, програма видає дані про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках. Результати розрахунків усталеного режиму для вхідної електричної мережі з напругою 110/35/10 кВ наведені в додатку Г у вигляді трьох таблиць: загальні результати розрахунків втрат електричної енергії, результати розрахунків по вітках та результати розрахунків по вузлах. Файл з вхідними даними, враховуючи розвиток, представлений у додатку В. Після аналізу цих результатів ми переконались, що напруга в усіх вузлах знаходиться в припустимих межах.

Отримані результати розрахунків стійкого режиму роботи електричної мережі 110/35/10 кВ після її розвитку подані у додатку В. Далі проводяться розрахунки максимальних (стійких), мінімальних навантажень та режиму роботи після аварії.

Режим мінімальних навантажень визначається для споживачів з мінімальним споживанням електроенергії. Під час цього режиму рівень напруги в балансуєчих вузлах приймається на рівні 110 кВ.

Післяаварійний режим - це режим роботи енергосистеми, який передбачає контрольоване обмеження навантаження для забезпечення надійності та якості електропостачання залишкових споживачів. Рівень напруги в балансуєчих вузлах при цьому встановлюється на рівні 121 кВ.

Аналізуючи отримані дані, ми переконались, що напруга в усіх вузлах знаходиться в припустимих межах, не виходячи за рамки $\pm 10\%$ від номінального значення напруги. Вхідні дані та результати розрахунків мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку представлені у додатках В та Г.

Мережа електропостачання відзначається низькими втратами потужності на рівні 4,1 МВт. У додатках представлені вхідні дані та результати розрахунків для мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після впровадження розширень.

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.

Значення напруг в вузлах на високій та низькій сторонах без впливу РПН наведені у таблиці 7.1.

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	113,09	107,97	119,22
502	113,05	107,93	119,18
503	113,5	108,41	119,6
504	114,3	109,21	120,39

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10,31	9,79	10,93
502	10,29	9,77	10,91
503	10,44	9,93	11,05
504	10,95	10,46	11,53

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

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

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

$$K_{Тб} = \frac{U_{ВН}}{U_{ННб}} . \quad (7.3)$$

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

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

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10.5} = 10.9 \quad (7.4)$$

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

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

$$\Delta U_{Т501} = \frac{(8,11) \cdot (14,7 / 2) + (4,38) \cdot (220,4 / 2)}{113,09} = 4,8 \text{ кВ (кВ)}.$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т501б} = \frac{113,09 + 4,8}{10,5} = 11,23 .$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т601д} = 11,239$, що відповідає 4-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН501д}} = \frac{113,09 + 4,8}{11,239} = 10,49 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _{Тб}	11,509	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,650	9,514	9,357	9,200

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	4,79	11,22	10,48	4	11,239	0,0889
502	4,87	11,23	10,49	4	11,239	0,0889
503	0,43	10,85	10,42	6	10,925	0,0915
504	0,47	10,93	10,50	6	10,925	0,0915

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток Д). 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

У попередніх розділах було проведено розрахунки для вибору оптимального варіанту розвитку 110 кВ електричної мережі, включаючи вибір головних схем вузлових та споживальних підстанцій, обладнання підстанцій та електричних мереж, аналіз режиму максимальних навантажень та розробку заходів для підтримки якості напруги в системі. Ці дії надали достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

В енергетичній галузі для оцінки економічної ефективності проекту застосовується показник рентабельності капіталовкладень. Оскільки проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років, формула для цього показника матиме наступний вигляд:

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

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

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

Результати прогнозу навантаження на наступний період показали збільшення навантаження, але це не вимагає збільшення потужності трансформаторів.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 6.3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,550	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2509,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,550
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7	2830,513
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		849,552	6598,895	192,694	203,984	22	7867,124

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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	84
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	1709,318
Загальна кошторисна вартість			49954,875						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції ПС Брацлав

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
2.4	Приєднання секційного вимикача 110 кВ	1	64,616	2169,270	87,958	59,620	1,163	2382,626
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001
Всього ВРУ 110 кВ			451,504	5401,196	243,247	160,947	4,404	6261,296
Загальна кошторисна вартість			6261,296					

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: 3-501;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 501;
- реконструкція живлячої ПС Брацлав (вузол 3)

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 300-503 та 503-502;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 502, 503;
- приєднання нової споживальної лінії до ПС ЛДТЕС (вузол 300).

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 501-502 та 2-504;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 504.
- реконструкція живлячої ПС Немирів (вузол 2)

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у табл. 8.1–8.2.

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 56 216,171 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.3–8.5.

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проєкту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,550	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2509,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,550
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12	4852,308
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		849,552	6598,895	192,694	203,984	22	7867,124

4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	
4.4	Вартість приєднання БСК	1	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359	
Всього			174,04	2441,247	112,412	71,8	5,026	3691,625	
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	
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	
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	
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	
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	
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	
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	
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			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685	
Загальна кошторисна вартість			56542,229						

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,550	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2509,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,550
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9	3639,231
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		733,704	5563,964	164,752	172,628	19	6654,047
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
	Всього		135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
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
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
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
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
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
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
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
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			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			54924,793					

Таблиця 8.5 – Вартість приєднання споживальної лінії до ПС ЛДТЕС (вузол 300)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
Загальна кошторисна вартість			3500,669					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 114967,691 тис. грн.

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

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,222
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	2	292,414	397,84	30,812	22,224	2	745,29
2.5	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2	76,152	2044,102	117,386	58,22	2,088	2297,948
2.8	Приєднання ОПН 110 кВ	2	27,22	286,688	69,176	42,1	2	427,184
2.9	Приєднання трансформа- торів струму	2	130,114	1557,01	261,55	45,264	2,058	1995,996
	Всього ВРУ 110 кВ		1128,432	21635,77	1052,646	641,616	12,174	24470,64
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,550
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5	2021,795
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		579,24	4184,056	127,496	130,82	15	5036,611

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
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
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
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
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
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
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
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
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			1509,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			53307,357					

Таблиця 8.7 – Вартість реконструкції підстанції Немирів (вузол 2):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	
1	2	4	5	6	7	8	9	
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	746,616	10981,048	459,872	319,6	4,964	12512,096	
2.2	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	584,828	795,68	61,624	44,448	4	1490,58	
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	152,304	4088,204	234,772	116,44	4,176	4595,896	
Всього ВРУ 110 кВ		1483,748	15864,932	756,268	480,488	13,14	18598,572	
Загальна кошторисна вартість		18598,572						
Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23
Загальна кошторисна вартість		586,237						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 124085,848 (тис. грн.).

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 8,4 = 13218,91 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (14+7,7) = 34148,86 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (17,5+8,4) = 40758,32 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 56216,171 + 13218,91 = 69435,1 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 114967,691 + 34148,86 = 149116,5 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 71905,929 + 40758,32 = 112664,2 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (8.7)$$

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

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{Л1} = (13218,91318 \cdot 0,3)/100 = 39,65 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л2} = (34148,85906 \cdot 0,3)/100 = 102,45 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л3} = (40758,31565 \cdot 0,3)/100 = 122,27 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П1} = (56216,171 \cdot 3)/100 = 1686,48513 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (114967,691 \cdot 3)/100 = 3449,03073 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П3} = (71905,929 \cdot 3)/100 = 2157,17787 \text{ (тис.грн.)}.$$

У таблиці 8.8 представлені зміни витрат електроенергії по роках, отримані на основі результатів розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після етапного розвитку.

Річні видатки було розраховано за виразом (8.7).

$$V_1 = 39,65 + 1686,48513 + (1004 \cdot 2,65) = 4386,7 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 102,45 + 3449,03 + (2330 \cdot 2,65) = 9725,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_3 = 122,27 + 2157,17787 + (128 \cdot 2,65) = 2618,6 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:3-501 П/ст: 3, 501	138	74	1004
2	ЛЕП:300-503, 503-502 П/ст:300, 502, 503	291	188	2330
3	ЛЕП: 501-502, 2-504 П/ст: 504, 2	-88	85	128

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

$$W_{1(501)} = 8,11 \cdot 5400 = 43799,6 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_{2(502+503)} = (13,94 + 10,51) \cdot 5400 = 132015,7 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

$$W_{3(504(СЕС))} = 13,7 \cdot 1200 = 16440 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

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

$$\Pi_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 43799,6 - 4386,7 = 9541,573 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 132015,7 - 9725,9 = 32255,09 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 16440 - 2618,6 = 7646,574 \text{ тис.грн}.$$

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

$$E'_a = \frac{9541,573 / (1 + 0,2) + 32255,09 / (1 + 0,2)^2 + 7646,574 / (1 + 0,2)^3}{69435,1 / (1 + 0,2) + 149116,5 / (1 + 0,2)^2 + 112664,2 / (1 + 0,2)^3} = 0,103.$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,103 = 9,7 \text{ років.}$$

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів.

Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (9,7) підтверджують ефективність.

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	32,56
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт·год	175815,36
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	331215,8
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	10
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,236
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,7
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт·год	341
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт·год	21412

9 АНАЛІЗ СПОСОБІВ ЗАХИСТУ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПРУГ

Для повітряних ліній електропередавання характерним є вплив грозових перенапруг, які часто призводять до пошкодження електротехнічного обладнання та перерв у постачанні електроенергії споживачам. В останні роки нелінійні обмежувачі перенапруг стають все більш популярними як засоби захисту електричних мереж від атмосферних перенапруг. Багато нормативних документів рекомендують встановлювати обмежувачі перенапруг на кожній опорі для забезпечення необхідного рівня грозозахисту, але це може викликати певні ускладнення і не завжди може бути реалізовано на практиці. Таким чином, виникає потреба в розробці рекомендацій для визначення оптимальних місць для встановлення нелінійних обмежувачів перенапруг, що дозволить ефективно обмежити перенапругу до допустимих рівнів та зменшити витрати на їх впровадження.

Висока вартість електрообладнання робить непрактичним його проектування з ізоляцією, яка повністю витримає будь-які перенапруги. Ця загроза не може бути повністю усунена за своєю природою, проте її можна зменшити. У зв'язку з цим, підхід до розв'язання цієї проблеми передбачає вбудовування захисних пристроїв в мережу. Цей метод виявився найбільш вигідним і надійним і застосовується в мережах високої, середньої напруги, а також в мережах напругою до 1 кВ.

9.1 Довго-іскрові розрядники

Принцип роботи всіх видів розрядників для захисту повітряних ліній електропередавання (РДІ) полягає в обмеженні грозових перенапруг на повітряних лініях шляхом використання іскрового перекриття на поверхні ізоляційного тіла розрядника. Завдяки каналу розряду, довжина якого перевищує будівельну висоту захисної ізоляції, перенапруга усувається, і струми промислової частоти гасяться за рахунок зниження середнього градієнта робочої напруги вздовж каналу грозового перекриття.

Основною перевагою РДІ є їхній високий рівень стійкості до руйнувань та пошкоджень від грозових та дугових струмів, оскільки такі струми протікають уздовж повітря вздовж їхньої поверхні. Ця унікальна властивість, разом із конструктивною простотою, дозволяє успішно використовувати їх як ефективний та надійний засіб захисту повітряних ліній електропередавання і електричних мереж від грозових перенапруг та їх наслідків.

Технічні характеристики петлевого розрядника РДП-10-4-УХЛ1 такі: призначений для захисту повітряних ліній електропередавання напругою 6 та 10 кВ, трифазного змінного струму, з захищеними і неізолюваними проводами, від грозових перенапруг та їх наслідків. Розрахований на роботу на відкритому повітрі від мінус 60 °С до плюс 50 °С впродовж 30 років.

Загальний вигляд РДІ представлено на рис. 9.1. Розрядник складається з зігнутого у формі петлі металевого стержня, обтягнутого ізоляційним шаром з поліетилену високого тиску. Кінці ізолюваної петлі закріплені в затискувачі, яким розрядник приєднується до штиря ізолятора на опорі повітряної лінії. У середній частині петлі на поверхні ізоляції розташована металева трубка. Універсальний затиск закріплюється на дроті повітряної лінії напроти металевої трубки розрядника для створення необхідного повітряного іскрового проміжку.



Рисунок 9.1 - Загальний вигляд РДІ

Закріплення ізольованої петлі розрядника на повітряній лінії електропередавання виконується за допомогою затиску кріплення, виготовленого зі сталі та покритого захисним шаром цинку. Цей затиск має конструкцію, що гарантує надійне кріплення розрядника до елементів арматури повітряної лінії. Крім того, конструкція затиску кріплення розрядника може бути адаптована для оптимального кріплення на опорі повітряної лінії в конкретних умовах.

Універсальний затискач для проводу виготовлений зі сталі, покритої захисним шаром цинку, і має конструкцію, що дозволяє встановлювати його як на неізольовані, так і на захищені дроти, для яких затиск має прокушувачі шипи. Принцип дії розрядника базується на використанні ефекту ковзаючого розряду, що забезпечує велику довжину імпульсного перекриття по поверхні розрядника та запобігає переходу цього імпульсного перекриття в силову дугу струму промислової частоти.

Під час виникнення грозового імпульсу на дроті повітряної лінії, іскровий повітряний проміжок між проводом та металевою трубкою розрядника пробивається, і напруга прикладається до ізоляції між металевою трубкою та металевим стрижнем петлі, які мають потенціал опори.

Під впливом прикладеного імпульсної напруги вздовж поверхні ізоляції петлі від металевої трубки до затиску кріплення розрядника (по одному або обом плечам петлі) виникає ковзний розряд. Завдяки цьому ефекту вольт-секундна характеристика розрядника розташована нижче, ніж вольт-секундна характеристика ізолятора, що дозволяє розряднику перекривати грозову перенапругу, а ізолятору - ні. Після проходження імпульсного струму блискавки розряд гасне, не переходячи в силову дугу. Це запобігає виникненню короткого замикання, пошкодженню проводу та відключенню повітряної лінії електропередавання.

Для захисту електроустановок від перенапруги використовують іскрові проміжки, розрядники та обмежувачі перенапруги. На повітряних лініях електропередавання використовують іскрові проміжки та трубчасті

розрядники, тоді як електричну апаратуру підстанцій та трансформатори захищають вентиляними розрядниками та обмежувачами перенапруг.

Всі заходи з захисту від перенапруг можна розділити на дві групи:

1. **Превентивні заходи зниження перенапруг:**

- застосування вимикачів з шунтувальними резисторами;
- використання вимикачів без повторних запалень дуги між контактами при їх розведенні;
- застосування грозозахисних тросів і блискавковідводів;
- заземлення опор ліній електропередавання;
- захист ізоляції обмоток трансформаторів і реакторів за допомогою ємнісного захисту;

- використання ємнісних елементів для зниження перенапруг.

2. **Захист обладнання за допомогою комутаційних захисних засобів:**

- використання іскрових проміжків, розрядників і обмежувачів перенапруг для захисту окремих точок на лінії;
- встановлення тросів та заземлення опор на лініях;
- застосування рогових і трубчастих розрядників на контактній мережі;
- використання громовідводів;
- встановлення розрядників і обмежувачів перенапруг на підстанціях;
- в окремих випадках - використання конденсаторів для зниження грозових перенапруг.

Решта захисних пристроїв виконують дві основні функції:

- приєднання ланцюга, що захищається, до заземлювача при впливі перенапруги (ця функція виконується безпосередньо під час виникнення перенапруги);
- відключення ланцюга, що захищається, від заземлення після закінчення дії перенапруги (ця функція включає відсічення ланцюга від

заземлення після завершення перенапруги, що часто пов'язане з відключенням короткого замикання в ланцюзі).

Комутаційні засоби захисту від перенапруг активуються та з'єднують ланцюг, що захищається, із заземленням, коли перенапруження в точці їх встановлення перевищує певний критичний рівень. До цих засобів належать розрядники, шунтувальні реактори з іскровим з'єднанням і нелінійні обмежувачі перенапруг. Ефективність захисту в значній мірі залежить від стану заземлення опор повітряних ліній і металевих корпусів обладнання підстанцій.

Три основних типи заземлень:

1. Робоче заземлення: створює необхідний розподіл напруг і струмів в нормальних і аварійних режимах роботи мережі.
2. Захисне заземлення: захищає персонал від напруги, що виникає на корпусах устаткування при пошкодженні ізоляції.
3. Грозозахисні заземлення: призначені для захисту від зовнішніх перенапруг.

9.2 Нелінійні обмежувачі перенапруг

Обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН) призначені для захисту електрообладнання станцій та електричних мереж від комутаційних і атмосферних перенапруг у широкому діапазоні напруг. Цей діапазон включає класи напруг від 0,38 до 110 кВ для мереж змінного струму. При розробці ОПН використовуються передові технології і досвід їхнього використання в енергетичній практиці. Рекомендується використовувати ці обмежувачі замість вентильних розрядників відповідних класів напруг при розробці, експлуатації, технічному переозброєнні і реконструкції електроустановок.

Обмежувачі ОПН-КР призначені для надійного захисту електрообладнання в мережах класу напруги 6-10 кВ з ізолюваною або резонансно заземленою нейтраллю. Вони рекомендовані для застосування в розподільних мережах для захисту трансформаторів і двигунів. Ці обмежувачі

виготовлені для внутрішньої установки і призначені для експлуатації на висоті до 1000 м над рівнем моря при температурі від мінус 60 ° С до плюс 55 ° С і вологості навколишнього середовища від 80% до 100%.

Обмежувачі перенапруг типу ОПН-РТ рекомендується використовувати в умовах частих і інтенсивних перенапруг для захисту трансформаторів, електродугових печей, ізоляції кабельних мереж, електричних генераторів, двигунів і іншого обладнання. Вони призначені для експлуатації на висоті до 1000 м над рівнем моря при температурі навколишнього середовища від мінус 60 ° С до плюс 55 ° С для внутрішньої установки згідно з ГОСТ 15150. Вологість навколишнього середовища в експлуатації може сягати середньорічного значення 80% при 15 ° С і верхнього значення 100% при 25 ° С.

Обмежувачі ОПН-35,110 призначені для захисту електрообладнання підстанцій і повітряних ліній електропередавання від грозових і комутаційних перенапруг в мережах напруги 35 кВ (з ізолюваною або компенсованою нейтраллю) та 110 кВ (з ефективно заземленою нейтраллю). Ці обмежувачі рекомендовано використовувати в умовах зовнішньої установки на висоті до 1000 м над рівнем моря при температурі від мінус 60 ° С до плюс 55 ° С. Вологість навколишнього середовища в експлуатації може коливатися від середньорічного значення 80% при 15 ° С до верхнього значення 100% при 25 ° С.

Обмежувачі ОПН-6,10 призначені для захисту електрообладнання розподільних пристроїв і апаратів від грозових і комутаційних перенапруг в повітряних ЛЕП напругою 6-10 кВ (з ізолюваною або резонансно заземленою нейтраллю). Ці обмежувачі можуть використовуватися в умовах зовнішньої установки на висоті до 1000 м над рівнем моря при температурі від мінус 60 ° С до плюс 55 ° С. Вологість навколишнього середовища в експлуатації може коливатися від середньорічного значення 80% при 15 ° С до верхнього значення 100% при 25 ° С.

На додаток до відомих переваг металооксидних обмежувачів перенапруг, таких як відсутність супроводжуючого струму після загасання хвилі перенапруги, постійне з'єднання з мережею, яку вони захищають, та здатність поглинати великі енергії, ОПН також володіють додатковим набором привабливих характеристик завдяки застосуванню металооксидних резисторів з незмінними характеристиками, а також унікальною технологією складання в полімерний корпус: не вимагають обслуговування впродовж усього терміну служби; мають необмежений комутаційний ресурс; забезпечують глибокий рівень обмеження перенапруг; представлені широким номенклатурним рядом робочих напруг; володіють стабільністю нестаріючих характеристик; мають вибухобезпечність і сейсмостійкість; висока надійність в експлуатації; стійкі до атмосферних забруднень; зручні для вбудовування в розподільчі пристрої.

9.3 Вибір обмежувачів перенапруг

Впровадження захисних апаратів нового покоління стикається зі значними викликами, пов'язаними з правильним їх застосуванням. Однією з основних проблем є недостатність нормативних документів, які регламентують правильне використання ОПН в мережах напруги від 0,38 до 110 кВ. Енергетичні підприємства зазвичай стикаються з двома протилежними завданнями: глибоко обмежити перенапруги та забезпечити надійну роботу самого апарату. Вибір параметрів ОПН вимагає балансу між цими завданнями, оскільки підвищення пріоритету одного може погіршити надійність роботи іншого.

При виборі ОПН необхідно враховувати кілька основних завдань:

- обмеження комутаційних та грозових перенапруг до значень, які гарантують надійну роботу ізоляції захищених електроустановок;
- ефективне функціонування, не втрачаючи термічної стійкості, при постійному впливі найвищих робочих напруг електричної мережі.
- надійне функціонування за незмінної термічної стійкості, під час впливу квазістаціонарних перенапруг в робочих і аварійних режимах;

- вибухобезпечність при виникненні струмів короткого замикання внаслідок внутрішніх пошкоджень;

- відповідність механічним та кліматичним умовам експлуатації.

Для ефективного вирішення цих завдань необхідна детальна інформація про параметри мережі та обладнання, такі як робоча напруга мережі, режим заземлення нейтралі, структура захищеної підстанції, струми короткого замикання, характеристики генераторів, трансформаторів, синхронних компенсаторів, електродвигунів і рівень ізоляції обладнання.

У мережах напругою 6-35 кВ, які використовують ізольовану нейтраль або компенсацію ємнісного струму короткого замикання на землю і можуть існувати з однофазним замиканням на землю протягом необмеженого часу, визначення максимальної робочої тривало допустимої напруги обмежувача проводиться на основі вибору значення, яке є більшим або рівним максимальній робочій напрузі електрообладнання для відповідного класу напруги або максимальній робочій напрузі мережі.

$$U_{н.р} \geq U_{н.р. об}, \quad (9.1)$$

де $U_{н.р}$ – допустима робоча напруга обмежувача, $U_{н.р. об}$ – максимальна робоча напруга, яку обмежувач захищає.

Якщо тривалість однофазного замикання на землю обмежена, то максимальна тривало допустима робоча напруга обмежувача повинна відповідати наступним умовам:

$$U_{н.р} \geq U_{н.р. об} / k_t, \quad (9.1)$$

де k_t - коефіцієнт, що визначається як відношення допустимого підвищення напруги протягом найбільш тривалого часу t до допустимої робочої напруги обмежувача. Значення k_t визначається для значень часу

однофазного замикання на землю, враховуючи нормоване навантаження імпульсною енергією.

Час протікання однофазного замикання на землю визначається на основі експлуатаційних даних для конкретного місця установки обмежувача. Нормовані значення для допустимої робочої напруги дійсні при температурі навколишнього середовища до 45°C , з урахуванням додаткового нагріву від сонячної радіації. У випадку наявності інших джерел підвищення температури навколишнього середовища необхідно збільшити значення допустимої робочої напруги. Це особливо актуально при використанні обмежувачів, вбудованих в електрообладнання, такі як силові трансформатори, осередки КРУ та інше обладнання.

Якщо температура навколишнього середовища перевищує 45°C , то допустиму робочу напругу слід збільшити на 2% за кожних 5°C підвищення температури. У випадку встановлення обмежувачів на шинах підстанції або внутрішніх розподільчих пристроях, необхідно враховувати можливий нагрів обмежувачів від мідних або алюмінієвих шин.

Розрахункова температура шин, до яких може бути приєднаний обмежувач, становить 70°C . У цьому випадку максимальну тривало допустиму напругу обмежувача слід збільшити на 10% порівняно з паспортними умовами експлуатації.

Визначення оптимального номінального розрядного струму для обмежувача перенапруг проводиться у випадку його призначення для захисту від грозових перенапруг. У всіх ситуаціях номінальний розрядний струм встановлюється на рівні 5 кА. Додатково, номінальний розрядний струм призначається на рівні 10 кА у наступних випадках:

- у районах з високою інтенсивністю грозової активності, де кількість грозових годин перевищує 50 на рік;
- у схемах грозозахисту, що застосовуються до двигунів і генераторів, які приєднані до повітряних ліній;

- в районах з високим рівнем промислового забруднення (IV ступінь забруднення атмосфери) або, якщо обмежувач розташований на відстань меншу 1000 метрів від моря;
- в схемах грозозахисту, де висуваються високі вимоги до надійності.

9.4 Розташування обмежувачів перенапруг

При захисті трансформатора від грозових перенапруг важливо розміщувати ОПН на трансформаторі, що захищається, до комутаційного апарату. У РП напругою до 10 кВ, коли використовується кабельний зв'язок трансформаторів із шинами, відстань від ОПН до трансформатора і апаратів не має обмежень. За використання повітряного зв'язку із шинами РП, відстань від ОПН до трансформатора і апаратів повинна бути не більше 60 м на дерев'яних опорах і 90 м на металевих і залізобетонних опорах. Для РП 35-220 кВ відстань до шин, включаючи відгалуження від обмежувача до об'єкта, що захищається, визначається згідно з рекомендаціями ПУЕ.

Задача зниження рівня ізоляції ліній електропередавання вирішується не лише за допомогою поліпшення захисних характеристик нелінійних обмежувачів (зміни структури матеріалу і конструкції варисторів, оптимізація охолодження, заливка полімерними композиціями і т. п.), але і шляхом оптимізації схеми та форми приєднання ОПН до мережі. Описані вище обмежувачі включені між фазним проводом і землею (рис. 9.2 а) і, отже, призначені для обмеження перенапруг, які впливають на ізоляцію електрообладнання відносно землі. Проблему глибокого обмеження міжфазних перенапруг успішно вирішує використання нелінійних обмежувачів в полімерних корпусах у підвісному виконанні, розрахованих на тривалий вплив лінійного найбільш робочої напруги лінії та приєднаних між фазними проводами (рис. 9.2, б).

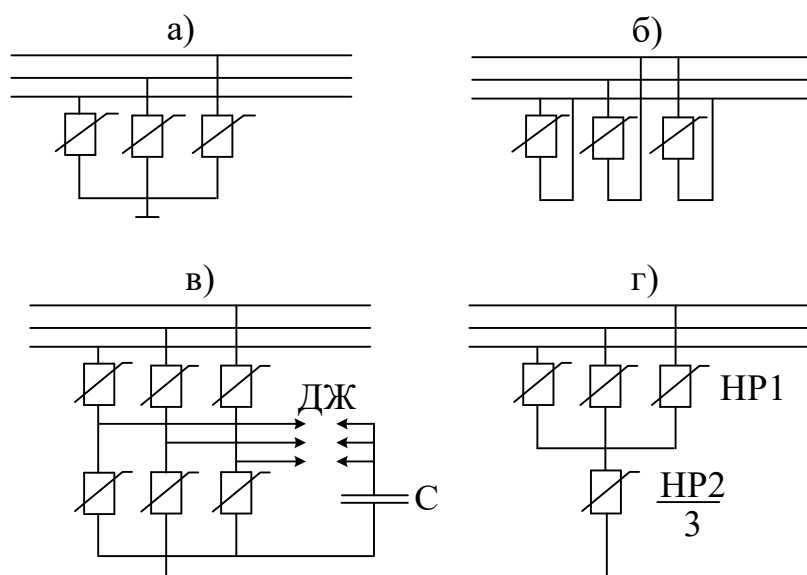


Рисунок 9.2 – Схеми нелінійних ОПН перенапруг

На стандартній підтримуючій або натяжній опорі лінії електропередавання без суттєвих змін у її конструкції можна розмістити два набори підвісних ОПН. Обмежувачі фаза-земля підвішуються паралельно гірляндам ізоляторів або (при відповідному збільшенні механічної міцності на розрив) можуть заміщати гірлянди, з'єднуючись з фазними проводами і землею. Обмежувачі міжфазних перенапруг підвішуються нижче гірлянд фазних проводів і з'єднуються між собою.

Також часто застосовують установку підвісних обмежувачів в розподільних пристроях електростанцій і підстанцій, що дозволяє значно зменшити їх площу. Порцелянові корпуси не підходять для виготовлення підвісних ОПН через низькі механічні характеристики електротехнічного фарфору на розрив. Однак конструкція опори виготовлена для ОПН опорного виконання, яка дозволяє обмежувати як перенапруги щодо землі, так і міжфазні перенапруги. Схема такого захисного апарату, відомого як ОПНІ, показана на рис. 9.2, в.

Кожен фазний ОПНІ має нелінійний робочий резистор, розділений на дві послідовно з'єднані частини (НР1 і НР2). Фази всіх обмежувачів з'єднані іскровими проміжками, включеними зіркою. Середня точка зірки через

ємність С з'єднана з землею. У нормальному режимі фазна напруга діє на резистори НР1 і НР2 послідовно. При надходженні комутаційних перенапруг, які завжди несиметричні, іскрові проміжки ІІ пробиваються, і резистори НР2 всіх фаз з'єднуються паралельно, а резистори НР1 - попарно послідовно між відповідними фазними провідниками. Таким чином, всі нелінійні робочі резистори трьох фаз обмежувачів формують чотирипромінну зірку. Ця схема ефективно дозволяє обмежувати як фазні, так і міжфазні перенапруги, а рівні напруг можуть регулюватися відповідним підбором значень НР1 і НР2.

9.5 Вибір обмежувачів перенапруг напругою 110 кВ

Обираємо обмежувач перенапруги серії ОПН-П-110/95/10/400 УХЛ1 для зовнішнього встановлення.

ОПН-П-110/95/10/400 УХЛ1 призначений для захисту електрообладнання класу напруги 110 кВ, яке працює в мережі з заземленою нейтраллю (коефіцієнт замикання на землю не більше 1,4), від грозових та комутаційних перенапруг. Обмежувачі перенапруг призначені для роботи в умовах відкритого повітря при температурі навколишнього середовища від мінус 60° до плюс 50 °С, що відповідає умовам, визначеним ГОСТ 15543.1-89 для кліматичного виконання УХЛ категорії розміщення 1 за ГОСТ 15150-69. Висота встановлення ОПН над рівнем моря - не більше 1000 м.

Умовне позначення обмежувачів складається з літер та цифр:

- **О** - обмежувач;
- **П** – перенапруг;
- **Н** - нелінійний;
- **П** - полімерний (матеріал захисної оболонки - кремнійорганічна гума);
- **110** - клас напруги мережі, кВ;
- **95** - найбільша допустима тривала робоча напруга, кВ;
- **10** - номінальний розрядний струм, кА;
- **400** - струм пропускної здатності, А (відповідає І класу розряду лінії);

• **УХЛ1** - кліматичне виконання і категорія розміщення відповідно до ГОСТ 15150-69.

Обмежувач ОПНп-110/95/10/400 УХЛ1 є захисним пристроєм, який складається з колон, послідовно з'єднаних нелінійних оксидно-цинкових варисторів ZnO та електродів, укладених у полімерний корпус, штирів, гайок і шайб, що дозволяють монтувати обмежувачі та приєднувати їх до фазного та заземляючого провідника. Обмежувачі не містять іскрових проміжків. Полімерний корпус сформований із кремнійорганічних (силіконових) гумових сумішей та вулканізованим на поверхню обмежувача під час їх виготовлення. Полімерний корпус є герметичним та не пропускає вологу.

Обмежувач перенапруг ОПН-П-110/95/10/400 УХЛ1 підходить для заміни обмежувачів типу ОПН-П1-110/95/10/1 УХЛ1, ОПНп-110/95/10/450 УХЛ1.

Для ОПН такого типу: $U_{нр}=118,7$ кВ та $k_o = 1,1$ при $t = 24$ години знаходимо $U_d = 95$ кВ. Для нього залишкова напруга при $I_{ном}=10$ кА (8/20 мкс) складає $U_3=231$ кВ.

Відповідний вентильний розрядник III групи забезпечує залишкову напругу $U_3=241$ кВ. Визначаємо енергію W (при $U_{ном}=110$ кВ, $U_{нр}=118,7$ кВ і струмі $I_o=500$ А), що виділяється при внутрішніх перенапругах:

$$W = \frac{I_o \cdot k_{\max}^2 \cdot U_{нр}^2}{3\sqrt{3} \cdot w \cdot U_n} = \frac{500 \cdot 2^2 \cdot 118,7^2}{3 \cdot 1,73 \cdot 314 \cdot 110} = 157,19 \text{ (кДж)}.$$

Згідно даних, наведених даних у [13], енергія, що поглинається вибраним обмежувачем, табл.4, досягає 223 кДж. Отже, можна рекомендувати до застосування в розглянутому випадку обмежувач ОПН - 110/95/10/400 УХЛ1.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1 Задача розділу

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

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

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

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

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

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

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

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

3. Описати основні заходи протипожежного захисту вимірювальних трансформаторів.

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

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

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

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

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

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

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

10.3 Розрахунок захисного заземлення трансформатора

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

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

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

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

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

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

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

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

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталевий прутки з розмірами:

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

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

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему :

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

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

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

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

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

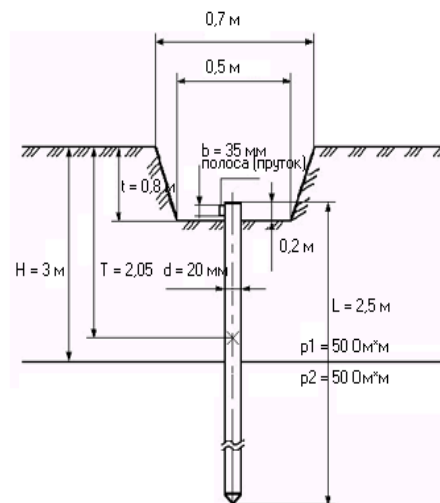


Рисунок 10.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

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

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

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

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

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

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

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

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

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

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

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

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

Приймаємо $n_B = 9$ шт.

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

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

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

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

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

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

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

10.4 Протипожежний захист силових трансформаторів

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

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

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

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

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

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі потрібно було підключити нових споживачів (вузли 501, 502 та 503) та СЕС (вузол 504). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Немирів (вузол 2) пропонується реконструювати наявну схему на «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин», для вузла Брацлав (3) пропонується змінити схему ПС на «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», для вузла ЛДТЕС (300) пропонується залишити наявну схему «Дві робочі і обхідна системи шин», оскільки вона задовольняє умови надійності.

За допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності. Для нових ПС (501,502,503) було вибрано схему РП типу: «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку. Для вузла 504 було обрано «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами».

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,236 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 331215,8 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0,103)$ близький до $E_a'(0,2)$, та швидкий термін окупності 10 років.

В роботі проаналізовано способи обмеження від атмосферних перенапружень, типи обмежувачів, їх місця встановлення та проведено розрахунок вибору ОПН.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. <https://vseosvita.ua/library/embed/01005ovr-7043.docx.html>
3. <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/scenarii-realizacii-energeticheskoi-strategii-ukrainy-v-2035-godu/>.
4. Лежнюк П. Д. Оперативне діагностування високовольтного обладнання в задачах оптимального керування режимами електроенергетичних систем [Текст] / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, О. В. Нікіторович // Технічна електродинаміка. - 2012. – № 3. – С. 35-36.
5. Режим доступу: http://forca.com.ua/instrukcii/pidstancii/eksploataciya-silovyh-ransformatorov_5.html.
6. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
7. Нормативний документ Міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми», – СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.
8. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
10. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
11. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Шполянський О.Г. Дослідження внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах

надвисокої напруги та розробка заходів по їх запобіганню й обмеженню. Пр. Інту електродинаміки НАН України. 2013. Вип. 35. С. 117–123.

12. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Кучанський В.В. Перенапруги в аномальних режимах ліній електропередачі надвисокої напруги. Технічна електродинаміка. 2012. №2. С. 40 – 41.

13. <https://ekg5a.com.ua/product/opn-kr-tel-6-6-6-uhl2-10ka-ogranichitel-perenapryazheniy/>.

14. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У проєкті є посилання на такі нормативні документи:

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

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ДОДАТОК 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 З АНАЛІЗОМ
ЗАХИСТУ ВІД АТМОСФЕРНИХ ПЕРЕНАПРУЖЕНЬ»**

08-21.МКР.013.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Малогулко Ю.В.

(підпис)

Магістр групи 2ЕСМ-22м

_____ Райкіс Ю.Р.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – дослідження способів захисту від атмосферних перенапружень при розвитку електричної мережі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

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

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

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

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

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

Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 520 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 2.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 35 км за рік.

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

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	27.09.23	08.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	09.10.23	15.10.23	розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування	16.10.23	22.10.23	розділ 3
5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	23.10.23	29.10.23	розділ 4
6	Вибір схем розподільних	30.10.23	05.11.23	розділ 5,6

	пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей			
7	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Аналіз способів захисту від атмосферних перенапруг.	06.11.23	12.11.23	розділ 7,8,9
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	26.11.23	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

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

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

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

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

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

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

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

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

Дослідження безпеки роботи підстанції 330 умовах дії іонізуючих випромінювань

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

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

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

Таблиця В.1– Граничні значення експозиційних доз

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

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

Розраховуємо граничне значення потужності експозиційної дози:

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

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

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

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

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

Розрахуємо допустимий час роботи підстанції:

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

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

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

Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

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

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

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

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

Визначаємо коефіцієнти безпеки:

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

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

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

Розраховуємо спочатку допустиме коливання напруги живлення:

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

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

N - допустимі коливання напруги, %.

Визначаємо максимальну очікувану напругу в горизонтальних лініях:

$$U_2 = \frac{U_{\partial}}{10^{K/20}} [B] \quad (6.5)$$

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

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\theta} = \frac{U_2}{I_2} [B/m] \quad (B.6)$$

Визначаємо горизонтальну складову н напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_2 = 10^{-3} \cdot E_{\theta} [B/m] \quad (B.7)$$

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

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

$$U_2 = \frac{231}{10^{40/20}} = 2,31 [B];$$

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

$$E_2 = 10^{-3} \cdot 7,7 = 0,077 [B/m]$$

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

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

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

навіть при впливі електромагнітних полів. Для підвищення стійкості роботи об'єкта до виливу ЕМІ також необхідно провести наступні заходи:

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

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

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

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

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 106.898 МВт / 936.426 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.400 МВт / 905.784 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.589 МВт / 11.182 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.589 МВт / 11.182 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.591 МВт / 5.176 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.368 МВт / 1.591 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.959 МВт / 6.767 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.548 МВт / 17.950 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-19.541	-9.410	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.763	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.664	-0.14
402		0.000	0.000	114.516	-0.23
404		0.000	0.000	114.316	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	114.250	-0.30
4	Тульчин	0.000	0.000	114.231	-0.30
2	Немирів	0.000	0.000	113.760	-0.40
403		0.000	0.000	113.820	-0.39
405		0.000	0.000	114.854	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.812	-0.06
300	ладижинська ТЕС	-78.218	-45.329	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.811	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	Іллінці	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	Іллінці КС	0.000	0.000	107.803	-2.57
11	Сороки	0.000	0.000	107.590	-2.53
12	Дашів	0.000	0.000	107.578	-2.48
13	Гайсин	0.000	0.000	108.325	-2.02
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	109.932	-1.36
15	Ладжидин	0.000	0.000	110.856	-0.99
409		0.000	0.000	111.032	-0.92
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.531	-6.97
302	Козаківка	0.000	0.000	34.346	-7.08
303	Чуків	0.000	0.000	34.550	-6.87
304	Потоки	0.000	0.000	34.295	-6.83
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.089	-6.99
306	Ситківці	0.000	0.000	33.942	-6.88
307	Носівці	0.000	0.000	34.095	-6.68
308	Попівка	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	Слободище	0.000	0.000	34.325	-5.67
310	Гранів	0.000	0.000	34.129	-5.81
201		0.000	0.000	34.749	-5.50
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.659	-5.57
312	Гунча	0.000	0.000	34.688	-5.54
313	Тишківка	0.000	0.000	34.478	-5.52
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.618	-5.56
1001		2.630	1.490	10.641	-2.64

2003	0.000	0.000	106.838	-5.15
2002	0.000	0.000	34.983	-6.72
2001	5.370	2.900	10.206	-5.11
20033	0.000	0.000	113.760	-0.40
20021	0.000	0.000	38.085	-0.40
20011	0.000	0.000	10.881	-0.40
3001	2.510	1.490	10.603	-2.70
4003	0.000	0.000	112.969	-1.46
4002	0.000	0.000	37.802	-1.45
4001	5.480	2.660	10.767	-1.71
40031	0.000	0.000	112.690	-1.74
40021	0.000	0.000	37.801	-1.45
40011	0.000	0.000	10.768	-1.71
5001	10.280	5.550	10.200	-2.55
6001	2.630	1.420	10.670	-2.57
7001	2.860	1.460	10.656	-2.80
8003	0.000	0.000	113.018	-1.42
8002	0.000	0.000	37.812	-1.41
8001	4.910	2.650	10.777	-1.58
80031	0.000	0.000	112.786	-1.61
80021	0.000	0.000	37.812	-1.41
80011	0.000	0.000	10.778	-1.59
9001	2.970	1.680	10.782	-1.53
10001	23.990	14.240	9.696	-3.86
100011	0.000	0.000	9.697	-3.86
11001	2.510	1.290	9.985	-5.25
12003	0.000	0.000	104.737	-5.41
12002	0.000	0.000	35.024	-5.38
12001	3.430	1.850	9.938	-6.13
120031	0.000	0.000	104.737	-5.41
120021	0.000	0.000	35.024	-5.38
120011	0.000	0.000	9.938	-6.13
13003	0.000	0.000	104.319	-5.41
13002	0.000	0.000	34.902	-5.39
13001	7.430	3.800	9.844	-6.74
14001	2.970	1.440	10.175	-4.47
15003	0.000	0.000	109.661	-1.97
15002	0.000	0.000	36.713	-1.97
15001	7.650	4.340	10.418	-2.59
150031	0.000	0.000	109.661	-1.97
150021	0.000	0.000	36.713	-1.97
150011	0.000	0.000	10.418	-2.59
301001	1.140	0.680	10.117	-8.61
302001	1.030	0.580	10.573	-8.57
303001	0.690	0.390	10.256	-7.63
3030011	0.000	0.000	10.256	-7.63
304001	1.260	0.540	10.670	-7.75
3040011	0.000	0.000	10.670	-7.76
305001	1.370	0.740	10.423	-9.03
306001	1.490	0.840	10.031	-7.98
3060011	0.000	0.000	10.031	-7.98
307001	1.600	0.950	10.593	-7.53
3070011	0.000	0.000	10.593	-7.53
308001	0.690	0.330	11.649	-2.81
309001	0.910	0.490	10.600	-6.99
310001	0.910	0.440	10.443	-7.92
311001	1.490	0.840	10.811	-6.17
3110011	0.000	0.000	10.811	-6.17
312001	0.570	0.290	10.814	-6.17
3120011	0.000	0.000	10.814	-6.17
313001	1.600	0.910	10.118	-7.22
90011	0.000	0.000	10.782	-1.53
314001	1.030	0.550	10.780	-6.29
3140011	0.000	0.000	10.780	-6.29

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	6.242	2.319	6.234	2.302	0.008	0.018	0.033	0.237
401	402	3.582	1.546	3.577	1.535	0.005	0.010	0.020	0.248
402	404	3.577	2.231	3.573	2.223	0.004	0.007	0.021	0.200

80011	8001	4.449	2.211	4.449	2.211	0.000	0.000	0.266	0.000
8003	8001	0.458	0.440	0.458	0.437	0.000	0.003	0.003	0.351
8	8003	2.013	1.107	2.011	1.049	0.002	0.057	0.012	1.476
8003	8002	1.553	0.610	1.552	0.610	0.001	0.000	0.009	0.072
8002	80021	0.853	0.292	0.853	0.292	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.288	-0.853	-0.292	0.000	0.003	-0.005	-0.169
9	9001	1.487	0.890	1.484	0.840	0.003	0.050	0.009	1.910
9001	90011	-1.484	-0.839	-1.484	-0.839	0.000	0.000	-0.091	-0.000
9	90011	1.488	0.890	1.484	0.839	0.003	0.050	0.009	1.909
200	407	9.140	4.387	9.133	4.375	0.007	0.012	0.051	0.125
407	7	6.483	3.090	6.480	3.086	0.003	0.005	0.036	0.073
7	408	3.599	1.858	3.593	1.847	0.006	0.011	0.020	0.301
408	8	3.593	2.313	3.592	2.312	0.001	0.001	0.022	0.041
8	9	-2.075	-0.784	-2.077	-0.786	0.002	0.003	-0.011	-0.134
9	100	-5.073	-2.011	-5.087	-2.030	0.013	0.019	-0.027	-0.407
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
5	5001	10.301	6.154	10.274	5.547	0.028	0.605	0.060	3.212
310	310001	0.917	0.486	0.909	0.440	0.007	0.046	0.018	1.040
13	13003	12.234	7.837	12.207	6.837	0.027	0.996	0.077	4.403
13003	13002	4.772	2.814	4.768	2.814	0.004	0.000	0.031	0.064
13002	314	1.047	0.605	1.040	0.597	0.007	0.008	0.020	0.293
313	313001	1.607	0.978	1.599	0.909	0.008	0.068	0.031	0.864
11	11001	2.519	1.450	2.508	1.289	0.011	0.160	0.016	3.532
13002	201	2.092	1.257	2.085	1.247	0.007	0.010	0.040	0.159
1	1001	2.639	1.652	2.628	1.489	0.011	0.162	0.016	3.526
404	3	2.531	1.623	2.529	1.622	0.001	0.001	0.015	0.066
3	3001	2.519	1.642	2.508	1.489	0.010	0.152	0.015	3.517
309	309001	0.914	0.520	0.909	0.490	0.004	0.030	0.018	0.679
407	6	2.651	1.532	2.650	1.530	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001	2.639	1.577	2.628	1.419	0.010	0.158	0.015	3.373
2003	2001	5.375	2.898	5.367	2.898	0.009	0.000	0.033	0.129
2	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13002	313	1.630	1.009	1.612	0.993	0.017	0.016	0.032	0.429
201	312	0.577	0.330	0.577	0.329	0.001	0.001	0.011	0.063
12002	309	1.874	1.011	1.841	0.982	0.032	0.029	0.035	0.713
2002	301	2.217	1.375	2.194	1.347	0.023	0.027	0.043	0.468
301	302	1.043	0.632	1.039	0.626	0.004	0.005	0.020	0.191
201	311	1.508	0.943	1.505	0.939	0.003	0.004	0.029	0.093
8002	308	0.698	0.348	0.696	0.345	0.002	0.003	0.012	0.147
308	308001	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.631
302	302001	1.035	0.619	1.029	0.580	0.006	0.039	0.020	0.816
301	301001	1.146	0.729	1.139	0.680	0.007	0.049	0.023	0.936
20033	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
305	305001	1.379	0.810	1.369	0.740	0.010	0.070	0.027	1.080
401	1	2.652	1.591	2.650	1.589	0.002	0.002	0.016	0.099
13003	13001	7.435	4.024	7.425	3.798	0.010	0.225	0.047	1.652
309	310	0.924	0.490	0.919	0.485	0.004	0.005	0.018	0.202
7	7001	2.870	1.642	2.858	1.459	0.012	0.182	0.017	3.528
14	14001	2.982	1.651	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.846
405	5	10.336	6.361	10.333	6.357	0.003	0.004	0.061	0.041
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

ДОДАТОК Б

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
 Час втрат: 4318.9 год
 Отримано потужн./ел.енерг.: 140.137 МВт / 1227.604 млн.кВт*г
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в ЛЕП: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г
 Втрати х.х. в трансформаторах: 0.702 МВт / 6.148 млн.кВт*г
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.604 МВт / 2.609 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.306 МВт / 8.757 млн.кВт*г
 СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.236 МВт / 21.412 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-15.154	-12.674	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.609	-0.13
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.510	-0.15
402		0.000	0.000	114.102	-0.27
404		0.000	0.000	113.737	-0.34
3	Брацлав	0.000	0.000	113.437	-0.39
4	Тульчин	0.000	0.000	114.001	-0.22
2	Немирів	0.000	0.000	114.039	0.05
403		0.000	0.000	114.046	0.02
405		0.000	0.000	114.834	-0.04
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.793	-0.05
300	ладижинська ТЕС	-102.135	-62.563	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.811	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	Іллінці	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	Іллінці КС	0.000	0.000	107.819	-2.56
11	Сороки	0.000	0.000	107.612	-2.51
12	Дашів	0.000	0.000	107.602	-2.46
13	Гайсин	0.000	0.000	108.343	-2.01
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	109.945	-1.35
15	Ладижин	0.000	0.000	110.867	-0.98
409		0.000	0.000	111.042	-0.92
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.632	-6.64
302	Козаківка	0.000	0.000	34.448	-6.74
303	Чуків	0.000	0.000	34.641	-6.56
304	Потоки	0.000	0.000	34.370	-6.54
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.168	-6.70
306	Ситківці	0.000	0.000	34.006	-6.64
307	Носівці	0.000	0.000	34.150	-6.46
308	Полівка	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	Слободище	0.000	0.000	34.337	-5.57
310	Гранів	0.000	0.000	34.141	-5.71
201		0.000	0.000	34.755	-5.49
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.666	-5.55
312	Гунча	0.000	0.000	34.694	-5.53
313	Тишківка	0.000	0.000	34.485	-5.51
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.624	-5.55
1001		2.630	1.490	10.626	-2.67
2003		0.000	0.000	107.126	-4.77
2002		0.000	0.000	35.083	-6.39
2001		5.370	2.900	10.233	-4.73
20033		0.000	0.000	114.039	0.05

20021	0.000	0.000	38.178	0.05
20011	0.000	0.000	10.908	0.05
3001	2.510	1.490	10.523	-2.83
4003	0.000	0.000	112.736	-1.39
4002	0.000	0.000	37.724	-1.38
4001	5.480	2.660	10.745	-1.64
40031	0.000	0.000	112.457	-1.67
40021	0.000	0.000	37.724	-1.38
40011	0.000	0.000	10.745	-1.64
5001	10.280	5.550	10.198	-2.54
6001	2.630	1.420	10.670	-2.57
7001	2.860	1.460	10.656	-2.80
8003	0.000	0.000	113.018	-1.42
8002	0.000	0.000	37.812	-1.41
8001	4.910	2.650	10.777	-1.58
80031	0.000	0.000	112.786	-1.61
80021	0.000	0.000	37.812	-1.41
80011	0.000	0.000	10.778	-1.59
9001	2.970	1.680	10.782	-1.53
10001	23.990	14.240	9.698	-3.85
100011	0.000	0.000	9.699	-3.85
11001	2.510	1.290	9.987	-5.23
12003	0.000	0.000	104.767	-5.31
12002	0.000	0.000	35.036	-5.29
12001	3.430	1.850	9.941	-6.03
120031	0.000	0.000	104.767	-5.31
120021	0.000	0.000	35.036	-5.29
120011	0.000	0.000	9.941	-6.03
13003	0.000	0.000	104.338	-5.40
13002	0.000	0.000	34.908	-5.38
13001	7.430	3.800	9.845	-6.73
14001	2.970	1.440	10.176	-4.46
15003	0.000	0.000	109.671	-1.97
15002	0.000	0.000	36.716	-1.97
15001	7.650	4.340	10.419	-2.58
150031	0.000	0.000	109.671	-1.97
150021	0.000	0.000	36.716	-1.97
150011	0.000	0.000	10.419	-2.58
301001	1.140	0.680	10.148	-8.26
302001	1.030	0.580	10.606	-8.23
303001	0.690	0.390	10.284	-7.31
3030011	0.000	0.000	10.284	-7.31
304001	1.260	0.540	10.694	-7.46
3040011	0.000	0.000	10.694	-7.46
305001	1.370	0.740	10.449	-8.73
306001	1.490	0.840	10.050	-7.73
3060011	0.000	0.000	10.051	-7.73
307001	1.600	0.950	10.610	-7.31
3070011	0.000	0.000	10.611	-7.31
308001	0.690	0.330	11.649	-2.81
309001	0.910	0.490	10.604	-6.90
310001	0.910	0.440	10.447	-7.82
311001	1.490	0.840	10.813	-6.16
3110011	0.000	0.000	10.813	-6.16
312001	0.570	0.290	10.816	-6.15
3120011	0.000	0.000	10.816	-6.15
313001	1.600	0.910	10.119	-7.20
90011	0.000	0.000	10.782	-1.53
314001	1.030	0.550	10.782	-6.28
3140011	0.000	0.000	10.782	-6.28
501	0.000	0.000	113.089	-0.45
502	0.000	0.000	113.052	-0.45
503	0.000	0.000	113.504	-0.34
504	0.000	0.000	114.303	0.26
100501	8.110	4.380	10.308	-4.51
1005011	0.000	0.000	10.309	-4.51
100502	0.000	0.000	10.293	-4.89
1005022	13.940	7.140	10.292	-4.89
100503	0.000	0.000	10.441	-3.61
1005033	10.510	5.960	10.441	-3.61
100504	0.000	0.000	10.947	4.43
1005044	-13.710	0.000	10.948	4.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	8.029	4.850	8.013	4.815	0.016	0.035	0.047	0.391
401	402	5.361	4.056	5.347	4.025	0.014	0.031	0.034	0.508
402	404	5.347	4.715	5.335	4.694	0.012	0.021	0.036	0.366
404	4	-5.960	-2.173	-5.969	-2.190	0.009	0.017	-0.032	-0.266
4	403	-3.991	1.732	-4.000	1.716	0.009	0.016	-0.022	-0.045
403	2	-4.000	2.299	-4.001	2.296	0.001	0.002	-0.023	0.007
2	100	-2.014	-6.031	-2.037	-6.081	0.022	0.049	-0.032	-0.961
2002	303	2.402	1.827	2.377	1.797	0.025	0.030	0.050	0.451
303	305	1.680	1.394	1.660	1.370	0.019	0.023	0.036	0.481
305	306	0.277	0.586	0.275	0.584	0.002	0.002	0.011	0.155
306	307	-1.228	-0.304	-1.232	-0.309	0.004	0.005	-0.021	-0.155
307	304	-0.188	-0.478	-0.190	-0.481	0.002	0.003	-0.009	-0.213
304	2002	-1.461	-1.008	-1.489	-1.033	0.027	0.025	-0.030	-0.719
304	304001	0.631	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.037	-0.000
304	3040011	0.632	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
15	15003	3.827	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
150031	150011	3.828	2.218	3.826	2.162	0.002	0.056	0.023	0.787
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.243	0.000
15003	15001	3.822	2.231	3.820	2.175	0.002	0.056	0.023	0.791
2	2003	11.540	8.795	11.496	7.322	0.044	1.467	0.073	7.284
2003	2002	6.121	4.424	6.107	4.157	0.013	0.266	0.041	2.613
12003	12002	2.295	0.886	2.292	0.886	0.003	0.000	0.014	0.111
12	12003	4.019	2.093	4.010	1.841	0.009	0.251	0.024	3.186
12	13	-10.036	-2.161	-10.088	-2.255	0.051	0.094	-0.055	-0.773
13	14	-22.349	-9.495	-22.568	-9.894	0.218	0.398	-0.129	-1.637
14	15	-25.560	-11.092	-25.702	-11.351	0.141	0.258	-0.146	-0.937
15	409	-33.414	-16.135	-33.449	-16.199	0.034	0.063	-0.193	-0.177
409	300	-33.449	-15.761	-34.375	-16.875	0.923	1.110	-0.192	-3.972
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.006	0.006	0.358
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.043	-0.000
314	3140011	0.702	0.400	0.700	0.387	0.001	0.012	0.013	0.358
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.017	-0.000
312	3120011	0.286	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
311	311001	0.581	0.330	0.580	0.321	0.001	0.009	0.011	0.295
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.056	-0.000
311	3110011	0.910	0.532	0.909	0.518	0.001	0.013	0.018	0.295
12	120031	4.020	2.093	4.010	1.840	0.009	0.251	0.024	3.185
120031	120021	2.294	0.888	2.291	0.888	0.003	0.000	0.014	0.111
120021	12002	2.291	0.888	2.291	0.888	0.000	0.000	0.040	0.000
120031	120011	1.716	0.952	1.714	0.923	0.002	0.029	0.011	0.956
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.113	0.000
12003	12001	1.715	0.955	1.713	0.925	0.002	0.029	0.011	0.957
10	10001	11.984	7.529	11.970	7.149	0.015	0.379	0.076	1.741
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.828	-0.001
10	100011	12.022	7.462	12.007	7.082	0.015	0.378	0.076	1.728
307	12002	-2.657	-0.771	-2.709	-0.847	0.052	0.075	-0.047	-0.953
12	11	1.961	-1.681	1.959	-1.683	0.001	0.002	0.014	-0.006
11	10	-0.569	-2.789	-0.573	-2.794	0.003	0.005	-0.015	-0.203
10	300	-24.693	-16.963	-25.505	-19.250	0.808	2.277	-0.160	-7.288
307	307001	0.801	0.492	0.799	0.475	0.002	0.017	0.016	0.446
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.051	-0.000
307	3070011	0.802	0.492	0.800	0.475	0.002	0.017	0.016	0.445
306	306001	0.747	0.441	0.744	0.420	0.003	0.021	0.015	0.585
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.049	-0.000
306	3060011	0.748	0.440	0.745	0.420	0.003	0.021	0.015	0.585
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.418
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.022	-0.000
303	3030011	0.346	0.201	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.418
504	100504	-6.823	0.500	-6.850	0.003	0.027	0.496	-0.034	0.188
100504	1005044	-6.850	0.003	-6.851	0.003	0.000	0.000	-0.361	-0.001
504	1005044	-6.823	0.495	-6.851	-0.003	0.027	0.496	-0.034	0.181
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.027	0.114
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.282	0.000

2002	301	2.216	1.374	2.194	1.347	0.023	0.027	0.043	0.466
3	3001	2.519	1.644	2.508	1.489	0.010	0.154	0.015	3.554
201	311	1.508	0.943	1.505	0.939	0.003	0.004	0.029	0.093
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
 Час втрат: 4318.9 год
 Отримано потужн./ел.енерг.: 140.498 МВт / 1230.761 млн.кВт*г
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.286 МВт / 14.192 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в ЛЕП: 3.286 МВт / 14.192 млн.кВт*г
 Втрати х.х. в трансформаторах: 0.636 МВт / 5.573 млн.кВт*г
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.672 МВт / 2.902 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.308 МВт / 8.475 млн.кВт*г
 СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.594 МВт / 22.667 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-15.159	-13.405	110.000	0.00
401		0.000	0.000	109.579	-0.14
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.474	-0.16
402		0.000	0.000	109.035	-0.29
404		0.000	0.000	108.648	-0.37
3	Брацлав	0.000	0.000	108.333	-0.41
4	Тульчин	0.000	0.000	108.925	-0.24
2	Немирів	0.000	0.000	108.942	0.07
403		0.000	0.000	108.951	0.03
405		0.000	0.000	109.823	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	109.780	-0.05
300	ладжинська ТЕС	-102.493	-64.611	110.000	0.00
406		0.000	0.000	110.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.136	-4.514	110.000	0.00
407		0.000	0.000	109.867	-0.05
6	Оленівка	0.000	0.000	109.800	-0.07
7	Степанівка	0.000	0.000	109.789	-0.08
408		0.000	0.000	109.471	-0.19
8	Липовець	0.000	0.000	109.428	-0.20
9	Іллінці	0.000	0.000	109.568	-0.15
10	Іллінці КС	0.000	0.000	102.342	-2.80
11	Сороки	0.000	0.000	102.115	-2.74
12	Дашів	0.000	0.000	102.103	-2.68
13	Гайсин	0.000	0.000	102.896	-2.18
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	104.611	-1.46
15	Ладжин	0.000	0.000	105.599	-1.06
409		0.000	0.000	105.786	-0.99
301	Ковалівка	0.000	0.000	32.673	-7.35
302	Козаківка	0.000	0.000	32.477	-7.47
303	Чуків	0.000	0.000	32.683	-7.26
304	Потоки	0.000	0.000	32.396	-7.24
305	Мельниківці	0.000	0.000	32.180	-7.42
306	Ситківці	0.000	0.000	32.010	-7.35
307	Носівці	0.000	0.000	32.165	-7.15
308	Попівка	0.000	0.000	35.948	-1.65
309	Слободище	0.000	0.000	32.370	-6.16
310	Гранів	0.000	0.000	32.161	-6.31
201		0.000	0.000	32.829	-6.07
311	Гайсин 35	0.000	0.000	32.734	-6.14
312	Гунча	0.000	0.000	32.764	-6.11
313	Тишківка	0.000	0.000	32.540	-6.08

314	Цук. з-д	0.000	0.000	32.689	-6.13
1001		2.630	1.490	10.127	-2.92
2003		0.000	0.000	101.529	-5.26
2002		0.000	0.000	33.153	-7.07
2001		5.370	2.900	9.697	-5.22
20033		0.000	0.000	108.942	0.07
20021		0.000	0.000	36.472	0.07
20011		0.000	0.000	10.420	0.07
3001		2.510	1.490	10.017	-3.10
4003		0.000	0.000	107.596	-1.52
4002		0.000	0.000	36.002	-1.51
4001		5.480	2.660	10.251	-1.79
40031		0.000	0.000	107.303	-1.82
40021		0.000	0.000	36.002	-1.51
40011		0.000	0.000	10.252	-1.79
5001		10.280	5.550	9.726	-2.78
6001		2.630	1.420	10.174	-2.81
7001		2.860	1.460	10.159	-3.07
8003		0.000	0.000	107.910	-1.56
8002		0.000	0.000	36.101	-1.54
8001		4.910	2.650	10.287	-1.73
80031		0.000	0.000	107.669	-1.76
80021		0.000	0.000	36.101	-1.54
80011		0.000	0.000	10.288	-1.73
9001		2.970	1.680	10.292	-1.68
10001		23.990	14.240	9.189	-4.23
100011		0.000	0.000	9.190	-4.24
11001		2.510	1.290	9.442	-5.78
12003		0.000	0.000	99.038	-5.87
12002		0.000	0.000	33.115	-5.84
12001		3.430	1.850	9.388	-6.68
120031		0.000	0.000	99.038	-5.87
120021		0.000	0.000	33.115	-5.84
120011		0.000	0.000	9.389	-6.68
13003		0.000	0.000	98.613	-5.96
13002		0.000	0.000	32.990	-5.94
13001		7.430	3.800	9.289	-7.46
14001		2.970	1.440	9.645	-4.91
15003		0.000	0.000	104.337	-2.15
15002		0.000	0.000	34.930	-2.15
15001		7.650	4.340	9.905	-2.83
150031		0.000	0.000	104.337	-2.15
150021		0.000	0.000	34.930	-2.15
150011		0.000	0.000	9.905	-2.83
301001		1.140	0.680	9.544	-9.18
302001		1.030	0.580	9.972	-9.14
303001		0.690	0.390	9.689	-8.11
3030011		0.000	0.000	9.689	-8.11
304001		1.260	0.540	10.067	-8.28
3040011		0.000	0.000	10.067	-8.28
305001		1.370	0.740	9.804	-9.72
306001		1.490	0.840	9.441	-8.59
3060011		0.000	0.000	9.441	-8.59
307001		1.600	0.950	9.979	-8.11
3070011		0.000	0.000	9.979	-8.11
308001		0.690	0.330	11.099	-3.08
309001		0.910	0.490	9.973	-7.65
310001		0.910	0.440	9.806	-8.70
311001		1.490	0.840	10.201	-6.81
3110011		0.000	0.000	10.201	-6.81
312001		0.570	0.290	10.204	-6.81
3120011		0.000	0.000	10.204	-6.81
313001		1.600	0.910	9.521	-7.99
90011		0.000	0.000	10.292	-1.68
314001		1.030	0.550	10.168	-6.95

3140011	0.000	0.000	10.168	-6.95
501	0.000	0.000	107.969	-0.49
502	0.000	0.000	107.933	-0.49
503	0.000	0.000	108.414	-0.37
504	0.000	0.000	109.214	0.30
100501	8.110	4.380	9.789	-4.96
1005011	0.000	0.000	9.789	-4.96
100502	0.000	0.000	9.772	-5.38
1005022	13.940	7.140	9.771	-5.38
100503	0.000	0.000	9.931	-3.97
1005033	10.510	5.960	9.931	-3.97
100504	0.000	0.000	10.459	4.87
1005044	-13.710	0.000	10.459	4.87

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	8.030	5.111	8.012	5.071	0.018	0.040	0.050	0.422
401	402	5.360	4.219	5.344	4.184	0.016	0.035	0.036	0.545
402	404	5.344	4.814	5.331	4.790	0.013	0.024	0.038	0.388
404	4	-5.953	-2.180	-5.963	-2.199	0.010	0.019	-0.034	-0.278
4	403	-3.967	1.921	-3.977	1.903	0.010	0.018	-0.023	-0.027
403	2	-3.977	2.435	-3.978	2.432	0.001	0.003	-0.025	0.009
2	100	-2.012	-6.389	-2.039	-6.449	0.027	0.059	-0.035	-1.058
2002	303	2.406	1.842	2.378	1.808	0.028	0.034	0.053	0.480
303	305	1.681	1.403	1.659	1.377	0.022	0.026	0.039	0.511
305	306	0.275	0.580	0.273	0.578	0.002	0.003	0.012	0.163
306	307	-1.230	-0.315	-1.235	-0.321	0.005	0.006	-0.023	-0.167
307	304	-0.187	-0.475	-0.189	-0.478	0.002	0.003	-0.009	-0.223
304	2002	-1.460	-1.013	-1.491	-1.041	0.031	0.028	-0.032	-0.763
304	304001	0.632	0.285	0.630	0.270	0.002	0.015	0.012	0.440
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.039	-0.000
304	3040011	0.632	0.284	0.630	0.270	0.002	0.015	0.012	0.440
15	15003	3.828	2.331	3.825	2.231	0.003	0.100	0.024	1.317
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.331	3.826	2.231	0.003	0.100	0.024	1.317
150031	150011	3.828	2.224	3.826	2.162	0.003	0.062	0.024	0.833
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.256	0.000
15003	15001	3.822	2.237	3.820	2.175	0.003	0.062	0.024	0.837
2	2003	11.559	9.057	11.509	7.404	0.049	1.646	0.078	7.841
2003	2002	6.133	4.506	6.118	4.204	0.015	0.301	0.043	2.826
12003	12002	2.303	0.917	2.300	0.917	0.003	0.000	0.014	0.117
12	12003	4.029	2.160	4.019	1.875	0.011	0.284	0.026	3.473
12	13	-10.069	-2.258	-10.127	-2.364	0.058	0.106	-0.058	-0.830
13	14	-22.393	-9.826	-22.638	-10.275	0.245	0.447	-0.137	-1.755
14	15	-25.631	-11.539	-25.791	-11.831	0.159	0.290	-0.155	-1.004
15	409	-33.499	-16.632	-33.538	-16.702	0.039	0.071	-0.204	-0.189
409	300	-33.538	-16.305	-34.576	-17.554	1.034	1.244	-0.203	-4.230
314	314001	0.330	0.169	0.329	0.163	0.001	0.006	0.007	0.385
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.045	-0.000
314	3140011	0.702	0.401	0.700	0.387	0.002	0.014	0.014	0.385
312	312001	0.286	0.150	0.285	0.145	0.001	0.005	0.006	0.337
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.018	-0.000
312	3120011	0.286	0.150	0.285	0.145	0.001	0.005	0.006	0.337
311	311001	0.581	0.331	0.580	0.321	0.001	0.010	0.012	0.317
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.059	-0.000
311	3110011	0.910	0.533	0.909	0.518	0.001	0.015	0.019	0.317
12	120031	4.030	2.160	4.019	1.875	0.011	0.284	0.026	3.473
120031	120021	2.302	0.919	2.299	0.919	0.003	0.000	0.014	0.117
120021	12002	2.299	0.919	2.299	0.919	0.000	0.000	0.043	0.000
120031	120011	1.716	0.956	1.714	0.923	0.002	0.032	0.011	1.027
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.120	0.000

12003	12001	1.716	0.958	1.713	0.925	0.002	0.032	0.011	1.028
10	10001	11.986	7.572	11.970	7.149	0.017	0.422	0.080	1.854
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.008	-7.082	0.000	0.000	-0.874	-0.001
10	100011	12.024	7.505	12.008	7.082	0.017	0.421	0.080	1.841
307	12002	-2.660	-0.796	-2.720	-0.882	0.059	0.085	-0.050	-1.029
12	11	1.977	-1.752	1.976	-1.755	0.001	0.002	0.015	-0.007
11	10	-0.553	-2.914	-0.558	-2.920	0.004	0.006	-0.017	-0.221
10	300	-24.670	-17.257	-25.580	-19.820	0.906	2.552	-0.170	-7.780
307	307001	0.802	0.495	0.799	0.475	0.002	0.020	0.017	0.480
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.054	-0.000
307	3070011	0.802	0.494	0.800	0.475	0.002	0.020	0.017	0.480
306	306001	0.748	0.443	0.744	0.420	0.003	0.023	0.016	0.632
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.052	-0.000
306	3060011	0.748	0.443	0.745	0.420	0.003	0.023	0.016	0.631
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.449
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.024	-0.000
303	3030011	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.449
504	100504	-6.820	0.548	-6.850	0.003	0.030	0.543	-0.036	0.263
100504	1005044	-6.850	0.003	-6.851	0.003	0.000	0.000	-0.378	-0.001
504	1005044	-6.821	0.543	-6.851	-0.003	0.030	0.543	-0.036	0.256
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.028	0.119
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.295	0.000
4003	4001	0.690	0.503	0.690	0.497	0.000	0.005	0.005	0.434
4003	4002	1.189	0.412	1.189	0.412	0.001	0.000	0.007	0.058
4002	40021	1.189	0.412	1.189	0.412	0.000	0.000	0.020	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.189	-0.412	0.000	0.007	-0.007	-0.251
4	40031	3.609	1.883	3.605	1.756	0.004	0.127	0.022	1.675
4	4003	1.882	0.968	1.880	0.915	0.002	0.053	0.011	1.366
4	405	-7.531	-6.143	-7.572	-6.219	0.041	0.076	-0.051	-0.899
405	300	-17.909	-12.163	-17.927	-12.197	0.019	0.034	-0.114	-0.177
404	3	11.285	7.513	11.258	7.481	0.026	0.031	0.072	0.316
3	501	8.729	5.972	8.707	5.940	0.022	0.031	0.056	0.365
501	502	0.523	0.812	0.523	0.811	0.000	0.000	0.005	0.036
502	503	-13.526	-7.876	-13.569	-7.940	0.044	0.063	-0.084	-0.482
503	300	-24.152	-14.667	-24.409	-15.040	0.256	0.371	-0.150	-1.588
503	100503	5.279	3.446	5.253	2.976	0.026	0.468	0.034	4.832
100503	1005033	5.253	2.976	5.253	2.976	0.000	0.000	0.350	0.001
503	1005033	5.277	3.450	5.251	2.980	0.026	0.468	0.034	4.837
502	100502	7.013	4.380	6.968	3.565	0.045	0.812	0.044	6.212
100502	1005022	6.968	3.565	6.967	3.565	0.000	0.000	0.462	0.001
502	1005022	7.009	4.386	6.964	3.571	0.045	0.812	0.044	6.219
501	100501	4.082	2.636	4.052	2.190	0.030	0.445	0.026	6.008
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.271	-0.000
501	1005011	4.083	2.634	4.053	2.188	0.030	0.445	0.026	6.004
200	406	-0.002	-0.021	-0.002	-0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.263	-0.002	0.263	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	9001	1.488	0.895	1.484	0.840	0.004	0.055	0.009	2.009
9001	90011	-1.484	-0.839	-1.484	-0.839	0.000	0.000	-0.095	-0.000
9	90011	1.488	0.894	1.484	0.839	0.004	0.055	0.009	2.007
200	407	9.138	4.535	9.130	4.522	0.007	0.013	0.053	0.133
407	7	6.479	3.196	6.476	3.190	0.003	0.005	0.038	0.078
7	408	3.595	1.910	3.588	1.897	0.007	0.012	0.021	0.319
408	8	3.588	2.323	3.587	2.322	0.001	0.001	0.023	0.043
8	9	-2.077	-0.802	-2.079	-0.805	0.002	0.003	-0.012	-0.141
9	100	-5.074	-2.087	-5.089	-2.108	0.015	0.021	-0.029	-0.432
80031	80011	4.455	2.212	4.449	2.212	0.006	0.000	0.027	0.111
80011	8001	4.449	2.212	4.449	2.212	0.000	0.000	0.278	0.000
8003	8001	0.458	0.439	0.458	0.436	0.000	0.003	0.003	0.368
8003	8002	1.553	0.614	1.552	0.614	0.001	0.000	0.009	0.075
8002	80021	0.853	0.290	0.853	0.290	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.286	-0.853	-0.290	0.000	0.004	-0.005	-0.177
8	80031	3.605	2.057	3.602	1.926	0.004	0.130	0.022	1.809
8	8003	2.014	1.116	2.012	1.053	0.002	0.063	0.012	1.557
302	302001	1.036	0.624	1.029	0.580	0.006	0.044	0.021	0.873
301	301001	1.147	0.735	1.139	0.680	0.008	0.055	0.024	1.001

305	305001	1.381	0.819	1.369	0.740	0.011	0.079	0.029	1.162
401	1	2.652	1.614	2.650	1.611	0.002	0.002	0.016	0.105
13003	13001	7.436	4.051	7.425	3.798	0.011	0.253	0.049	1.780
309	309001	0.914	0.523	0.909	0.490	0.005	0.034	0.019	0.730
2003	2001	5.376	2.898	5.367	2.898	0.010	0.000	0.035	0.136
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	504	-13.576	0.760	-13.613	0.707	0.037	0.053	-0.072	-0.270
309	310	0.925	0.497	0.920	0.491	0.005	0.006	0.019	0.216
14	14001	2.984	1.675	2.968	1.439	0.016	0.235	0.019	4.104
13002	314	1.047	0.605	1.039	0.596	0.007	0.009	0.021	0.311
407	6	2.651	1.552	2.650	1.550	0.001	0.002	0.016	0.067
6	6001	2.640	1.593	2.628	1.419	0.012	0.173	0.016	3.559
313	313001	1.608	0.987	1.599	0.909	0.009	0.077	0.033	0.931
7	7001	2.872	1.660	2.858	1.459	0.013	0.201	0.017	3.727
11	11001	2.520	1.469	2.508	1.289	0.012	0.179	0.016	3.781
13002	201	2.091	1.253	2.084	1.243	0.007	0.011	0.043	0.168
310	310001	0.918	0.492	0.909	0.440	0.008	0.052	0.019	1.124
13	13003	12.241	8.000	12.211	6.877	0.030	1.118	0.082	4.742
1	1001	2.640	1.669	2.628	1.489	0.012	0.179	0.016	3.730
13003	13002	4.775	2.826	4.770	2.826	0.005	0.000	0.032	0.067
13002	313	1.632	1.018	1.612	1.000	0.020	0.018	0.034	0.456
301	302	1.044	0.636	1.039	0.630	0.005	0.006	0.022	0.203
201	312	0.577	0.328	0.576	0.327	0.001	0.001	0.012	0.067
12002	309	1.879	1.029	1.843	0.996	0.037	0.033	0.037	0.760
405	5	10.336	6.404	10.333	6.401	0.003	0.004	0.064	0.043
5	5001	10.304	6.214	10.274	5.547	0.030	0.665	0.063	3.390
8002	308	0.699	0.351	0.696	0.348	0.002	0.003	0.012	0.155
308	308001	0.693	0.353	0.690	0.330	0.004	0.023	0.012	0.667
2002	301	2.221	1.390	2.195	1.359	0.025	0.031	0.046	0.497
3	3001	2.520	1.660	2.508	1.489	0.011	0.170	0.016	3.757
201	311	1.507	0.938	1.504	0.934	0.003	0.005	0.031	0.098
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітнього періоду: 8760.0 год
 Час втрат: 4318.9 год
 Отримано потужн./ел.енерг.: 139.798 МВт / 1224.630 млн.кВт*г
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.578 МВт / 11.135 млн.кВт*г
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в ЛЕП: 2.578 МВт / 11.135 млн.кВт*г
 Втрати х.х. в трансформаторах: 0.784 МВт / 6.870 млн.кВт*г
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.536 МВт / 2.317 млн.кВт*г
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.321 МВт / 9.187 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.899 МВт / 20.321 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-15.154	-11.848	121.000	0.00
401		0.000	0.000	120.642	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	120.548	-0.14
402		0.000	0.000	120.173	-0.25
404		0.000	0.000	119.831	-0.31
3	Брацлав	0.000	0.000	119.546	-0.36
4	Тульчин	0.000	0.000	120.082	-0.21
2	Немирів	0.000	0.000	120.139	0.03
403		0.000	0.000	120.143	0.00
405		0.000	0.000	120.846	-0.04
5	Ферментний завод	0.000	0.000	120.806	-0.05
300	ладизинська ТЕС	-101.792	-60.386	121.000	0.00
406		0.000	0.000	121.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.142	-4.187	121.000	0.00
407		0.000	0.000	120.883	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	120.823	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	120.815	-0.07
408		0.000	0.000	120.533	-0.16
8	Липовець	0.000	0.000	120.494	-0.17
9	Іллінці	0.000	0.000	120.620	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	114.317	-2.31
11	Сороки	0.000	0.000	114.129	-2.27
12	Дашів	0.000	0.000	114.122	-2.23
13	Гайсин	0.000	0.000	114.808	-1.82
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	116.293	-1.23
15	Ладизин	0.000	0.000	117.147	-0.90
409		0.000	0.000	117.310	-0.84
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.932	-5.92
302	Козаківка	0.000	0.000	36.760	-6.02
303	Чуків	0.000	0.000	36.940	-5.85
304	Потоки	0.000	0.000	36.686	-5.84
305	Мельниківці	0.000	0.000	36.498	-5.98
306	Ситківці	0.000	0.000	36.345	-5.92
307	Носівці	0.000	0.000	36.479	-5.76
308	Попівка	0.000	0.000	39.723	-1.36
309	Слободище	0.000	0.000	36.647	-4.99
310	Гранів	0.000	0.000	36.465	-5.10
201		0.000	0.000	37.024	-4.91
311	Гайсин 35	0.000	0.000	36.940	-4.97
312	Гунча	0.000	0.000	36.967	-4.94
313	Тишківка	0.000	0.000	36.772	-4.92

314	Цук. з-д	0.000	0.000	36.901	-4.96
1001		2.630	1.490	11.222	-2.40
2003		0.000	0.000	113.736	-4.27
2002		0.000	0.000	37.353	-5.70
2001		5.370	2.900	10.866	-4.24
20033		0.000	0.000	120.139	0.03
20021		0.000	0.000	40.221	0.03
20011		0.000	0.000	11.491	0.03
3001		2.510	1.490	11.126	-2.55
4003		0.000	0.000	118.886	-1.26
4002		0.000	0.000	39.783	-1.25
4001		5.480	2.660	11.335	-1.48
40031		0.000	0.000	118.621	-1.51
40021		0.000	0.000	39.783	-1.25
40011		0.000	0.000	11.335	-1.49
5001		10.280	5.550	10.763	-2.29
6001		2.630	1.420	11.262	-2.31
7001		2.860	1.460	11.249	-2.52
8003		0.000	0.000	119.133	-1.29
8002		0.000	0.000	39.861	-1.27
8001		4.910	2.650	11.364	-1.43
80031		0.000	0.000	118.913	-1.46
80021		0.000	0.000	39.861	-1.27
80011		0.000	0.000	11.364	-1.43
9001		2.970	1.680	11.368	-1.38
10001		23.990	14.240	10.300	-3.45
100011		0.000	0.000	10.301	-3.46
11001		2.510	1.290	10.630	-4.68
12003		0.000	0.000	111.519	-4.75
12002		0.000	0.000	37.298	-4.73
12001		3.430	1.850	10.592	-5.38
120031		0.000	0.000	111.519	-4.75
120021		0.000	0.000	37.298	-4.73
120011		0.000	0.000	10.592	-5.38
13003		0.000	0.000	111.085	-4.83
13002		0.000	0.000	37.168	-4.81
13001		7.430	3.800	10.499	-6.00
14001		2.970	1.440	10.805	-4.00
15003		0.000	0.000	116.022	-1.78
15002		0.000	0.000	38.842	-1.78
15001		7.650	4.340	11.030	-2.33
150031		0.000	0.000	116.022	-1.78
150021		0.000	0.000	38.842	-1.78
150011		0.000	0.000	11.030	-2.33
301001		1.140	0.680	10.854	-7.35
302001		1.030	0.580	11.347	-7.32
303001		0.690	0.390	10.980	-6.51
3030011		0.000	0.000	10.980	-6.51
304001		1.260	0.540	11.429	-6.65
3040011		0.000	0.000	11.429	-6.65
305001		1.370	0.740	11.201	-7.75
306001		1.490	0.840	10.763	-6.88
3060011		0.000	0.000	10.763	-6.88
307001		1.600	0.950	11.350	-6.51
3070011		0.000	0.000	11.350	-6.51
308001		0.690	0.330	12.306	-2.53
309001		0.910	0.490	11.342	-6.14
310001		0.910	0.440	11.197	-6.95
311001		1.490	0.840	11.533	-5.49
3110011		0.000	0.000	11.533	-5.49
312001		0.570	0.290	11.536	-5.49
3120011		0.000	0.000	11.536	-5.49
313001		1.600	0.910	10.821	-6.41
90011		0.000	0.000	11.368	-1.38
314001		1.030	0.550	11.504	-5.60

3140011		0.000	0.000	11.504	-5.60
501		0.000	0.000	119.217	-0.42
502		0.000	0.000	119.178	-0.42
503		0.000	0.000	119.600	-0.31
504		0.000	0.000	120.394	0.22
100501		8.110	4.380	10.926	-4.04
1005011		0.000	0.000	10.926	-4.05
100502		0.000	0.000	10.912	-4.38
1005022		13.940	7.140	10.911	-4.38
100503		0.000	0.000	11.049	-3.25
1005033		10.510	5.960	11.048	-3.25
100504		0.000	0.000	11.532	3.98
1005044		-13.710	0.000	11.533	3.98

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	8.030	4.551	8.016	4.520	0.014	0.031	0.044	0.359
401	402	5.364	3.875	5.352	3.848	0.012	0.027	0.032	0.469
402	404	5.352	4.614	5.342	4.595	0.010	0.019	0.034	0.343
404	4	-5.966	-2.165	-5.975	-2.180	0.008	0.015	-0.031	-0.252
4	403	-4.015	1.529	-4.022	1.515	0.008	0.014	-0.021	-0.063
403	2	-4.022	2.161	-4.023	2.159	0.001	0.002	-0.022	0.004
2	100	-2.020	-5.639	-2.038	-5.678	0.018	0.039	-0.029	-0.861
2002	303	2.398	1.811	2.377	1.785	0.022	0.026	0.046	0.421
303	305	1.679	1.384	1.662	1.363	0.017	0.020	0.034	0.449
305	306	0.279	0.592	0.278	0.590	0.002	0.002	0.010	0.148
306	307	-1.226	-0.294	-1.229	-0.298	0.004	0.004	-0.020	-0.143
307	304	-0.190	-0.482	-0.191	-0.484	0.002	0.002	-0.008	-0.201
304	2002	-1.463	-1.003	-1.487	-1.025	0.024	0.022	-0.028	-0.673
304	304001	0.631	0.281	0.630	0.270	0.002	0.011	0.011	0.374
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.035	-0.000
304	3040011	0.631	0.281	0.630	0.270	0.002	0.011	0.011	0.374
15	15003	3.827	2.299	3.825	2.219	0.002	0.080	0.022	1.167
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.827	2.299	3.825	2.219	0.002	0.080	0.022	1.167
150031	150011	3.828	2.212	3.826	2.162	0.002	0.050	0.022	0.739
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.230	0.000
15003	15001	3.822	2.225	3.820	2.175	0.002	0.050	0.022	0.743
2	2003	11.523	8.535	11.484	7.239	0.039	1.291	0.069	6.719
2003	2002	6.110	4.340	6.098	4.107	0.012	0.232	0.038	2.399
12003	12002	2.287	0.854	2.284	0.854	0.003	0.000	0.013	0.105
12	12003	4.010	2.025	4.002	1.805	0.008	0.220	0.023	2.899
12	13	-10.002	-2.053	-10.047	-2.136	0.045	0.083	-0.052	-0.715
13	14	-22.306	-9.145	-22.498	-9.496	0.191	0.349	-0.121	-1.516
14	15	-25.490	-10.616	-25.614	-10.843	0.124	0.227	-0.137	-0.866
15	409	-33.333	-15.614	-33.363	-15.669	0.030	0.056	-0.181	-0.165
409	300	-33.363	-15.181	-34.179	-16.162	0.812	0.977	-0.180	-3.702
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.005	0.006	0.331
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.040	-0.000
314	3140011	0.702	0.398	0.700	0.387	0.001	0.011	0.013	0.331
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.291
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.016	-0.000
312	3120011	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.291
311	311001	0.581	0.329	0.580	0.321	0.001	0.007	0.010	0.273
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.052	-0.000
311	3110011	0.910	0.530	0.909	0.518	0.001	0.012	0.016	0.273
12	120031	4.010	2.025	4.002	1.805	0.008	0.220	0.023	2.899
120031	120021	2.286	0.856	2.284	0.856	0.003	0.000	0.013	0.105
120021	12002	2.284	0.856	2.284	0.856	0.000	0.000	0.038	0.000
120031	120011	1.716	0.949	1.714	0.923	0.002	0.025	0.010	0.884

120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.106	0.000
12003	12001	1.715	0.951	1.713	0.925	0.002	0.025	0.010	0.886
10	10001	11.983	7.486	11.970	7.149	0.013	0.336	0.071	1.625
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.780	-0.001
10	100011	12.020	7.419	12.007	7.082	0.013	0.335	0.071	1.612
307	12002	-2.654	-0.746	-2.699	-0.812	0.045	0.065	-0.044	-0.877
12	11	1.941	-1.611	1.940	-1.613	0.001	0.002	0.013	-0.004
11	10	-0.589	-2.657	-0.592	-2.661	0.003	0.004	-0.014	-0.185
10	300	-24.722	-16.642	-25.437	-18.655	0.712	2.004	-0.150	-6.775
307	307001	0.801	0.490	0.799	0.475	0.002	0.015	0.015	0.411
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.047	-0.000
307	3070011	0.801	0.490	0.800	0.475	0.002	0.015	0.015	0.410
306	306001	0.747	0.438	0.744	0.420	0.003	0.018	0.014	0.538
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.046	-0.000
306	3060011	0.747	0.438	0.745	0.420	0.003	0.018	0.014	0.538
303	303001	0.346	0.201	0.345	0.195	0.001	0.006	0.006	0.386
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.021	-0.000
303	3030011	0.346	0.201	0.345	0.195	0.001	0.006	0.006	0.386
504	100504	-6.825	0.451	-6.850	0.003	0.025	0.447	-0.033	0.116
100504	1005044	-6.850	0.003	-6.851	0.003	0.000	0.000	-0.342	-0.001
504	1005044	-6.826	0.446	-6.851	-0.003	0.025	0.447	-0.033	0.110
40031	40011	4.792	2.161	4.787	2.161	0.005	0.000	0.026	0.108
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.267	0.000
4003	4001	0.690	0.502	0.690	0.497	0.000	0.004	0.004	0.390
4003	4002	1.189	0.411	1.188	0.411	0.001	0.000	0.006	0.053
4002	40021	1.188	0.411	1.188	0.411	0.000	0.000	0.018	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.188	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.224
4	40031	3.607	1.860	3.604	1.756	0.003	0.104	0.019	1.501
4	4003	1.881	0.956	1.879	0.912	0.002	0.044	0.010	1.224
4	405	-7.502	-5.518	-7.533	-5.576	0.031	0.057	-0.045	-0.765
405	300	-17.869	-11.339	-17.884	-11.366	0.015	0.027	-0.101	-0.154
404	3	11.308	7.419	11.286	7.393	0.021	0.026	0.065	0.285
3	501	8.757	5.949	8.739	5.923	0.018	0.026	0.051	0.331
501	502	0.563	1.002	0.563	1.001	0.000	0.000	0.006	0.038
502	503	-13.474	-7.346	-13.509	-7.396	0.034	0.050	-0.074	-0.422
503	300	-24.087	-13.907	-24.292	-14.203	0.204	0.295	-0.134	-1.402
503	100503	5.274	3.356	5.253	2.976	0.021	0.378	0.030	4.269
100503	1005033	5.253	2.976	5.253	2.976	0.000	0.000	0.315	0.000
503	1005033	5.272	3.360	5.251	2.980	0.021	0.378	0.030	4.274
502	100502	7.004	4.219	6.967	3.565	0.036	0.651	0.040	5.427
100502	1005022	6.967	3.565	6.967	3.565	0.000	0.000	0.413	0.001
502	1005022	7.000	4.225	6.964	3.571	0.036	0.651	0.040	5.433
501	100501	4.076	2.548	4.052	2.190	0.024	0.357	0.023	5.268
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.243	-0.000
501	1005011	4.077	2.546	4.053	2.188	0.024	0.357	0.023	5.265
200	406	-0.002	-0.026	-0.002	-0.026	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.318	-0.002	0.318	0.000	0.000	-0.002	0.001
9	9001	1.487	0.885	1.484	0.840	0.003	0.045	0.008	1.805
9001	90011	-1.484	-0.839	-1.484	-0.839	0.000	0.000	-0.086	-0.000
9	90011	1.487	0.884	1.484	0.839	0.003	0.045	0.008	1.804
200	407	9.144	4.212	9.138	4.202	0.006	0.011	0.048	0.117
407	7	6.488	2.965	6.485	2.961	0.002	0.004	0.034	0.068
7	408	3.604	1.797	3.599	1.787	0.005	0.010	0.019	0.282
408	8	3.599	2.303	3.598	2.302	0.001	0.001	0.020	0.039
8	9	-2.073	-0.763	-2.074	-0.765	0.002	0.002	-0.011	-0.126
9	100	-5.073	-1.920	-5.084	-1.937	0.012	0.017	-0.026	-0.380
80031	80011	4.453	2.210	4.449	2.210	0.005	0.000	0.024	0.100
80011	8001	4.449	2.210	4.448	2.210	0.000	0.000	0.252	0.000
8003	8001	0.459	0.441	0.459	0.439	0.000	0.002	0.003	0.333
8003	8002	1.552	0.605	1.551	0.605	0.001	0.000	0.008	0.068
8002	80021	0.853	0.293	0.853	0.293	0.000	0.000	0.013	0.000
80031	80021	-0.853	-0.290	-0.853	-0.293	0.000	0.003	-0.004	-0.160
8	80031	3.604	2.027	3.601	1.920	0.003	0.107	0.020	1.619
8	8003	2.013	1.097	2.011	1.046	0.002	0.051	0.011	1.390
302	302001	1.034	0.614	1.029	0.580	0.005	0.034	0.019	0.744

301	301001	1.145	0.722	1.139	0.680	0.006	0.043	0.021	0.855
305	305001	1.378	0.800	1.369	0.740	0.009	0.061	0.025	0.983
401	1	2.652	1.568	2.650	1.566	0.002	0.002	0.015	0.094
13003	13001	7.434	3.996	7.425	3.798	0.009	0.198	0.044	1.522
309	309001	0.913	0.516	0.909	0.490	0.004	0.026	0.016	0.625
2003	2001	5.374	2.898	5.367	2.898	0.008	0.000	0.031	0.123
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	504	-13.588	0.475	-13.618	0.431	0.030	0.044	-0.065	-0.254
309	310	0.923	0.483	0.919	0.479	0.004	0.004	0.016	0.188
14	14001	2.981	1.627	2.968	1.439	0.012	0.187	0.017	3.579
13002	314	1.047	0.605	1.041	0.598	0.006	0.007	0.019	0.274
407	6	2.651	1.511	2.650	1.509	0.001	0.002	0.015	0.060
6	6001	2.638	1.561	2.628	1.419	0.009	0.141	0.015	3.175
313	313001	1.606	0.969	1.599	0.909	0.007	0.060	0.029	0.796
7	7001	2.869	1.623	2.858	1.459	0.011	0.164	0.016	3.318
11	11001	2.518	1.431	2.508	1.289	0.009	0.141	0.015	3.273
13002	201	2.093	1.262	2.087	1.254	0.006	0.009	0.038	0.149
310	310001	0.916	0.480	0.909	0.440	0.006	0.040	0.016	0.952
13	13003	12.228	7.680	12.204	6.800	0.023	0.876	0.072	4.059
1	1001	2.638	1.635	2.628	1.489	0.010	0.146	0.015	3.324
13003	13002	4.770	2.804	4.767	2.804	0.004	0.000	0.029	0.060
13002	313	1.627	1.000	1.612	0.986	0.015	0.014	0.030	0.401
301	302	1.043	0.627	1.039	0.622	0.004	0.005	0.019	0.177
201	312	0.578	0.333	0.577	0.332	0.001	0.001	0.010	0.059
12002	309	1.868	0.993	1.840	0.967	0.028	0.026	0.033	0.663
405	5	10.336	6.321	10.333	6.317	0.003	0.003	0.058	0.039
5	5001	10.298	6.092	10.274	5.547	0.025	0.543	0.057	3.023
8002	308	0.698	0.345	0.696	0.342	0.002	0.002	0.011	0.139
308	308001	0.693	0.349	0.690	0.330	0.003	0.019	0.011	0.594
2002	301	2.212	1.358	2.193	1.334	0.020	0.024	0.040	0.434
3	3001	2.518	1.628	2.508	1.489	0.009	0.138	0.014	3.340
201	311	1.509	0.951	1.506	0.947	0.002	0.004	0.028	0.087
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

ДОДАТОК Д

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 140.137 МВт / 1227.604 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.702 МВт / 6.148 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.604 МВт / 2.609 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.306 МВт / 8.757 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.236 МВт / 21.412 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-15.154	-12.674	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.609	-0.13
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.510	-0.15
402		0.000	0.000	114.102	-0.27
404		0.000	0.000	113.737	-0.34
3	Брацлав	0.000	0.000	113.437	-0.39
4	Тульчин	0.000	0.000	114.001	-0.22
2	Немирів	0.000	0.000	114.039	0.05
403		0.000	0.000	114.046	0.02
405		0.000	0.000	114.834	-0.04
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.793	-0.05
300	ладижинська ТЕС	-102.135	-62.563	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.811	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	Іллінці	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	Іллінці КС	0.000	0.000	107.819	-2.56
11	Сороки	0.000	0.000	107.612	-2.51
12	Дашів	0.000	0.000	107.602	-2.46
13	Гайсин	0.000	0.000	108.343	-2.01
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	109.945	-1.35
15	Ладжиджин	0.000	0.000	110.867	-0.98
409		0.000	0.000	111.042	-0.92
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.632	-6.64
302	Козаківка	0.000	0.000	34.448	-6.74
303	Чуків	0.000	0.000	34.641	-6.56
304	Потоки	0.000	0.000	34.370	-6.54
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.168	-6.70
306	Ситківці	0.000	0.000	34.006	-6.64
307	Носівці	0.000	0.000	34.150	-6.46
308	Попівка	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	Слободище	0.000	0.000	34.337	-5.57
310	Гранів	0.000	0.000	34.141	-5.71
201		0.000	0.000	34.755	-5.49
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.666	-5.55
312	Гунча	0.000	0.000	34.694	-5.53
313	Тишківка	0.000	0.000	34.485	-5.51
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.624	-5.55

1001	2.630	1.490	10.626	-2.67
2003	0.000	0.000	107.126	-4.77
2002	0.000	0.000	35.083	-6.39
2001	5.370	2.900	10.233	-4.73
20033	0.000	0.000	114.039	0.05
20021	0.000	0.000	38.178	0.05
20011	0.000	0.000	10.908	0.05
3001	2.510	1.490	10.523	-2.83
4003	0.000	0.000	112.736	-1.39
4002	0.000	0.000	37.724	-1.38
4001	5.480	2.660	10.745	-1.64
40031	0.000	0.000	112.457	-1.67
40021	0.000	0.000	37.724	-1.38
40011	0.000	0.000	10.745	-1.64
5001	10.280	5.550	10.198	-2.54
6001	2.630	1.420	10.670	-2.57
7001	2.860	1.460	10.656	-2.80
8003	0.000	0.000	113.018	-1.42
8002	0.000	0.000	37.812	-1.41
8001	4.910	2.650	10.777	-1.58
80031	0.000	0.000	112.786	-1.61
80021	0.000	0.000	37.812	-1.41
80011	0.000	0.000	10.778	-1.59
9001	2.970	1.680	10.782	-1.53
10001	23.990	14.240	9.698	-3.85
100011	0.000	0.000	9.699	-3.85
11001	2.510	1.290	9.987	-5.23
12003	0.000	0.000	104.767	-5.31
12002	0.000	0.000	35.036	-5.29
12001	3.430	1.850	9.941	-6.03
120031	0.000	0.000	104.767	-5.31
120021	0.000	0.000	35.036	-5.29
120011	0.000	0.000	9.941	-6.03
13003	0.000	0.000	104.338	-5.40
13002	0.000	0.000	34.908	-5.38
13001	7.430	3.800	9.845	-6.73
14001	2.970	1.440	10.176	-4.46
15003	0.000	0.000	109.671	-1.97
15002	0.000	0.000	36.716	-1.97
15001	7.650	4.340	10.419	-2.58
150031	0.000	0.000	109.671	-1.97
150021	0.000	0.000	36.716	-1.97
150011	0.000	0.000	10.419	-2.58
301001	1.140	0.680	10.148	-8.26
302001	1.030	0.580	10.606	-8.23
303001	0.690	0.390	10.284	-7.31
3030011	0.000	0.000	10.284	-7.31
304001	1.260	0.540	10.694	-7.46
3040011	0.000	0.000	10.694	-7.46
305001	1.370	0.740	10.449	-8.73
306001	1.490	0.840	10.050	-7.73
3060011	0.000	0.000	10.051	-7.73
307001	1.600	0.950	10.610	-7.31
3070011	0.000	0.000	10.611	-7.31
308001	0.690	0.330	11.649	-2.81
309001	0.910	0.490	10.604	-6.90
310001	0.910	0.440	10.447	-7.82
311001	1.490	0.840	10.813	-6.16
3110011	0.000	0.000	10.813	-6.16
312001	0.570	0.290	10.816	-6.15
3120011	0.000	0.000	10.816	-6.15
313001	1.600	0.910	10.119	-7.20
90011	0.000	0.000	10.782	-1.53
314001	1.030	0.550	10.782	-6.28
3140011	0.000	0.000	10.782	-6.28

501	0.000	0.000	113.089	-0.45
502	0.000	0.000	113.052	-0.45
503	0.000	0.000	113.504	-0.34
504	0.000	0.000	114.303	0.26
100501	8.110	4.380	10.308	-4.51
1005011	0.000	0.000	10.309	-4.51
100502	0.000	0.000	10.293	-4.89
1005022	13.940	7.140	10.292	-4.89
100503	0.000	0.000	10.441	-3.61
1005033	10.510	5.960	10.441	-3.61
100504	0.000	0.000	10.947	4.43
1005044	-13.710	0.000	10.948	4.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	8.029	4.850	8.013	4.815	0.016	0.035	0.047	0.391
401	402	5.361	4.056	5.347	4.025	0.014	0.031	0.034	0.508
402	404	5.347	4.715	5.335	4.694	0.012	0.021	0.036	0.366
404	4	-5.960	-2.173	-5.969	-2.190	0.009	0.017	-0.032	-0.266
4	403	-3.991	1.732	-4.000	1.716	0.009	0.016	-0.022	-0.045
403	2	-4.000	2.299	-4.001	2.296	0.001	0.002	-0.023	0.007
2	100	-2.014	-6.031	-2.037	-6.081	0.022	0.049	-0.032	-0.961
2002	303	2.402	1.827	2.377	1.797	0.025	0.030	0.050	0.451
303	305	1.680	1.394	1.660	1.370	0.019	0.023	0.036	0.481
305	306	0.277	0.586	0.275	0.584	0.002	0.002	0.011	0.155
306	307	-1.228	-0.304	-1.232	-0.309	0.004	0.005	-0.021	-0.155
307	304	-0.188	-0.478	-0.190	-0.481	0.002	0.003	-0.009	-0.213
304	2002	-1.461	-1.008	-1.489	-1.033	0.027	0.025	-0.030	-0.719
304	304001	0.631	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.037	-0.000
304	3040011	0.632	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
15	15003	3.827	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
150031	150011	3.828	2.218	3.826	2.162	0.002	0.056	0.023	0.787
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.243	0.000
15003	15001	3.822	2.231	3.820	2.175	0.002	0.056	0.023	0.791
2	2003	11.540	8.795	11.496	7.322	0.044	1.467	0.073	7.284
2003	2002	6.121	4.424	6.107	4.157	0.013	0.266	0.041	2.613
12003	12002	2.295	0.886	2.292	0.886	0.003	0.000	0.014	0.111
12	12003	4.019	2.093	4.010	1.841	0.009	0.251	0.024	3.186
12	13	-10.036	-2.161	-10.088	-2.255	0.051	0.094	-0.055	-0.773
13	14	-22.349	-9.495	-22.568	-9.894	0.218	0.398	-0.129	-1.637
14	15	-25.560	-11.092	-25.702	-11.351	0.141	0.258	-0.146	-0.937
15	409	-33.414	-16.135	-33.449	-16.199	0.034	0.063	-0.193	-0.177
409	300	-33.449	-15.761	-34.375	-16.875	0.923	1.110	-0.192	-3.972
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.006	0.006	0.358
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.043	-0.000
314	3140011	0.702	0.400	0.700	0.387	0.001	0.012	0.013	0.358
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.017	-0.000
312	3120011	0.286	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
311	311001	0.581	0.330	0.580	0.321	0.001	0.009	0.011	0.295
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.056	-0.000
311	3110011	0.910	0.532	0.909	0.518	0.001	0.013	0.018	0.295
12	120031	4.020	2.093	4.010	1.840	0.009	0.251	0.024	3.185
120031	120021	2.294	0.888	2.291	0.888	0.003	0.000	0.014	0.111
120021	12002	2.291	0.888	2.291	0.888	0.000	0.000	0.040	0.000
120031	120011	1.716	0.952	1.714	0.923	0.002	0.029	0.011	0.956
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.113	0.000

12003	12001	1.715	0.955	1.713	0.925	0.002	0.029	0.011	0.957
10	10001	11.984	7.529	11.970	7.149	0.015	0.379	0.076	1.741
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.828	-0.001
10	100011	12.022	7.462	12.007	7.082	0.015	0.378	0.076	1.728
307	12002	-2.657	-0.771	-2.709	-0.847	0.052	0.075	-0.047	-0.953
12	11	1.961	-1.681	1.959	-1.683	0.001	0.002	0.014	-0.006
11	10	-0.569	-2.789	-0.573	-2.794	0.003	0.005	-0.015	-0.203
10	300	-24.693	-16.963	-25.505	-19.250	0.808	2.277	-0.160	-7.288
307	307001	0.801	0.492	0.799	0.475	0.002	0.017	0.016	0.446
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.051	-0.000
307	3070011	0.802	0.492	0.800	0.475	0.002	0.017	0.016	0.445
306	306001	0.747	0.441	0.744	0.420	0.003	0.021	0.015	0.585
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.049	-0.000
306	3060011	0.748	0.440	0.745	0.420	0.003	0.021	0.015	0.585
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.418
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.022	-0.000
303	3030011	0.346	0.201	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.418
504	100504	-6.823	0.500	-6.850	0.003	0.027	0.496	-0.034	0.188
100504	1005044	-6.850	0.003	-6.851	0.003	0.000	0.000	-0.361	-0.001
504	1005044	-6.823	0.495	-6.851	-0.003	0.027	0.496	-0.034	0.181
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.027	0.114
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.282	0.000
4003	4001	0.690	0.502	0.690	0.497	0.000	0.005	0.004	0.412
4003	4002	1.189	0.411	1.188	0.411	0.001	0.000	0.006	0.055
4002	40021	1.188	0.411	1.188	0.411	0.000	0.000	0.019	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.188	-0.411	0.000	0.007	-0.006	-0.238
4	40031	3.608	1.872	3.605	1.756	0.003	0.115	0.021	1.591
4	4003	1.881	0.962	1.879	0.913	0.002	0.049	0.011	1.297
4	405	-7.516	-5.848	-7.552	-5.915	0.036	0.066	-0.048	-0.834
405	300	-17.888	-11.772	-17.905	-11.803	0.017	0.031	-0.107	-0.166
404	3	11.295	7.460	11.271	7.432	0.024	0.029	0.069	0.301
3	501	8.742	5.953	8.722	5.924	0.020	0.028	0.054	0.348
501	502	0.542	0.897	0.542	0.897	0.000	0.000	0.005	0.037
502	503	-13.500	-7.622	-13.540	-7.679	0.039	0.056	-0.079	-0.453
503	300	-24.120	-14.301	-24.351	-14.635	0.230	0.333	-0.142	-1.498
503	100503	5.277	3.401	5.253	2.976	0.023	0.423	0.032	4.557
100503	1005033	5.253	2.976	5.253	2.976	0.000	0.000	0.333	0.000
503	1005033	5.274	3.405	5.251	2.980	0.023	0.423	0.032	4.563
502	100502	7.008	4.300	6.967	3.565	0.040	0.732	0.042	5.826
100502	1005022	6.967	3.565	6.967	3.565	0.000	0.000	0.438	0.001
502	1005022	7.005	4.306	6.964	3.571	0.040	0.732	0.042	5.833
501	100501	4.079	2.592	4.052	2.190	0.027	0.401	0.025	5.645
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.258	-0.000
501	1005011	4.080	2.590	4.053	2.188	0.027	0.401	0.025	5.641
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	9001	1.487	0.890	1.484	0.840	0.003	0.050	0.009	1.910
9001	90011	-1.484	-0.839	-1.484	-0.839	0.000	0.000	-0.091	-0.000
9	90011	1.488	0.890	1.484	0.839	0.003	0.050	0.009	1.909
200	407	9.140	4.387	9.133	4.375	0.007	0.012	0.051	0.125
407	7	6.483	3.090	6.480	3.086	0.003	0.005	0.036	0.073
7	408	3.599	1.858	3.593	1.847	0.006	0.011	0.020	0.301
408	8	3.593	2.313	3.592	2.312	0.001	0.001	0.022	0.041
8	9	-2.075	-0.784	-2.077	-0.786	0.002	0.003	-0.011	-0.134
9	100	-5.073	-2.011	-5.087	-2.030	0.013	0.019	-0.027	-0.407
80031	80011	4.454	2.211	4.449	2.211	0.005	0.000	0.025	0.106
80011	8001	4.449	2.211	4.449	2.211	0.000	0.000	0.266	0.000
8003	8001	0.458	0.440	0.458	0.437	0.000	0.003	0.003	0.351
8003	8002	1.553	0.610	1.552	0.610	0.001	0.000	0.009	0.072
8002	80021	0.853	0.292	0.853	0.292	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.288	-0.853	-0.292	0.000	0.003	-0.005	-0.169
8	80031	3.605	2.042	3.601	1.923	0.004	0.119	0.021	1.718
8	8003	2.013	1.107	2.011	1.049	0.002	0.057	0.012	1.476
302	302001	1.035	0.619	1.029	0.580	0.006	0.039	0.020	0.809
301	301001	1.146	0.729	1.139	0.680	0.007	0.049	0.023	0.928

305	305001	1.379	0.809	1.369	0.740	0.010	0.070	0.027	1.072
401	1	2.652	1.591	2.650	1.589	0.002	0.002	0.016	0.099
13003	13001	7.435	4.023	7.425	3.798	0.010	0.225	0.047	1.651
309	309001	0.914	0.520	0.909	0.490	0.004	0.030	0.018	0.678
2003	2001	5.375	2.898	5.367	2.898	0.009	0.000	0.033	0.130
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	504	-13.582	0.624	-13.616	0.575	0.033	0.048	-0.069	-0.262
309	310	0.924	0.490	0.919	0.485	0.004	0.005	0.018	0.202
14	14001	2.982	1.651	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.845
13002	314	1.047	0.605	1.040	0.597	0.007	0.008	0.020	0.293
407	6	2.651	1.532	2.650	1.530	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001	2.639	1.577	2.628	1.419	0.010	0.158	0.015	3.373
313	313001	1.607	0.978	1.599	0.909	0.008	0.068	0.031	0.863
7	7001	2.870	1.642	2.858	1.459	0.012	0.182	0.017	3.528
11	11001	2.519	1.450	2.508	1.289	0.011	0.160	0.016	3.530
13002	201	2.092	1.257	2.085	1.247	0.007	0.010	0.040	0.159
310	310001	0.917	0.486	0.909	0.440	0.007	0.046	0.018	1.038
13	13003	12.234	7.837	12.207	6.837	0.027	0.995	0.077	4.401
1	1001	2.639	1.652	2.628	1.489	0.011	0.162	0.016	3.533
13003	13002	4.772	2.814	4.768	2.814	0.004	0.000	0.031	0.064
13002	313	1.630	1.009	1.612	0.993	0.017	0.016	0.032	0.429
301	302	1.043	0.631	1.039	0.626	0.004	0.005	0.020	0.190
201	312	0.577	0.330	0.577	0.329	0.001	0.001	0.011	0.063
12002	309	1.874	1.011	1.841	0.982	0.032	0.029	0.035	0.712
405	5	10.336	6.361	10.333	6.358	0.003	0.004	0.061	0.041
5	5001	10.301	6.154	10.274	5.547	0.028	0.605	0.060	3.212
8002	308	0.698	0.348	0.696	0.345	0.002	0.003	0.012	0.147
308	308001	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.631
2002	301	2.216	1.374	2.194	1.347	0.023	0.027	0.043	0.466
3	3001	2.519	1.644	2.508	1.489	0.010	0.154	0.015	3.554
201	311	1.508	0.943	1.505	0.939	0.003	0.004	0.029	0.093
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 115.215 МВТ / 1009.288 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 111.510 МВТ / 976.828 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.727 МВТ / 11.777 МЛН.КВТ*Г

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

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.727 МВТ / 11.777 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.611 МВТ / 5.354 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.422 МВТ / 1.824 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.033 МВТ / 7.177 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.760 МВТ / 18.954 МЛН.КВТ*Г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-24.157	-12.507	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.592	-0.17
1	ВОРОНОВИЦЯ	0.000	0.000	114.493	-0.19
402		0.000	0.000	114.056	-0.38
404		0.000	0.000	113.667	-0.48
3	БРАЦЛАВ	0.000	0.000	113.389	-0.53
4	ТУЛЬЧИН	0.000	0.000	113.856	-0.41
2	НЕМИРІВ	0.000	0.000	113.560	-0.47
403		0.000	0.000	113.600	-0.46
405		0.000	0.000	114.822	-0.06
5	ФЕРМЕНТНИЙ ЗАВОД	0.000	0.000	114.780	-0.07
300	ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС	-81.920	-47.540	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04
6	ОЛЕНІВКА	0.000	0.000	114.811	-0.06
7	СТЕПАНІВКА	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	ЛИПОВЕЦЬ	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	ІЛЛІНЦІ	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	ІЛЛІНЦІ КС	0.000	0.000	107.794	-2.57
11	СОРОКИ	0.000	0.000	107.579	-2.53
12	ДАШІВ	0.000	0.000	107.566	-2.48
13	ГАЙСИН	0.000	0.000	108.316	-2.02
14	ЛАД. ХУТОРА	0.000	0.000	109.925	-1.36
15	ЛАДИЖИН	0.000	0.000	110.852	-0.99
409		0.000	0.000	111.028	-0.92
301	КОВАЛІВКА	0.000	0.000	34.474	-7.03
302	КОЗАКІВКА	0.000	0.000	34.289	-7.13
303	ЧУКІВ	0.000	0.000	34.497	-6.92
304	ПОТОКИ	0.000	0.000	34.249	-6.88
305	МЕЛЬНИКІВЦІ	0.000	0.000	34.042	-7.03
306	СИТКІВЦІ	0.000	0.000	33.902	-6.92
307	НОСІВЦІ	0.000	0.000	34.059	-6.72
308	ПОПІВКА	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	СЛОВДИЩЕ	0.000	0.000	34.311	-5.69
310	ГРАНІВ	0.000	0.000	34.115	-5.83
201		0.000	0.000	34.746	-5.51
311	ГАЙСИН 35	0.000	0.000	34.656	-5.57
312	ГУНЧА	0.000	0.000	34.685	-5.54
313	ТИШКІВКА	0.000	0.000	34.475	-5.52

314	ЦФК. Э-Д	0.000	0.000	34.614	-5.57
1001		2.630	1.490	10.624	-2.70
2003		0.000	0.000	106.657	-5.21
2002		0.000	0.000	34.927	-6.77
2001		5.370	2.900	10.188	-5.17
20033		0.000	0.000	113.560	-0.47
20021		0.000	0.000	38.018	-0.47
20011		0.000	0.000	10.862	-0.47
3001		2.510	1.490	10.518	-2.97
4003		0.000	0.000	112.590	-1.59
4002		0.000	0.000	37.675	-1.58
4001		5.480	2.660	10.731	-1.83
40031		0.000	0.000	112.310	-1.86
40021		0.000	0.000	37.675	-1.58
40011		0.000	0.000	10.731	-1.83
5001		10.280	5.550	10.197	-2.56
6001		2.630	1.420	10.670	-2.57
7001		2.860	1.460	10.656	-2.80
8003		0.000	0.000	113.018	-1.42
8002		0.000	0.000	37.812	-1.41
8001		4.910	2.650	10.777	-1.58
80031		0.000	0.000	112.786	-1.61
80021		0.000	0.000	37.812	-1.41
80011		0.000	0.000	10.778	-1.59
9001		2.970	1.680	10.782	-1.53
10001		23.990	14.240	9.695	-3.86
100011		0.000	0.000	9.697	-3.87
11001		2.510	1.290	9.984	-5.26
12003		0.000	0.000	104.698	-5.43
12002		0.000	0.000	35.010	-5.41
12001		3.430	1.850	9.935	-6.15
120031		0.000	0.000	104.699	-5.43
120021		0.000	0.000	35.010	-5.41
120011		0.000	0.000	9.935	-6.15
13003		0.000	0.000	104.310	-5.41
13002		0.000	0.000	34.899	-5.39
13001		7.430	3.800	9.843	-6.75
14001		2.970	1.440	10.174	-4.47
15003		0.000	0.000	109.656	-1.97
15002		0.000	0.000	36.711	-1.97
15001		7.650	4.340	10.417	-2.59
150031		0.000	0.000	109.656	-1.97
150021		0.000	0.000	36.711	-1.97
150011		0.000	0.000	10.417	-2.59
301001		1.140	0.680	10.099	-8.66
302001		1.030	0.580	10.555	-8.63
303001		0.690	0.390	10.240	-7.68
3030011		0.000	0.000	10.240	-7.68
304001		1.260	0.540	10.655	-7.81
3040011		0.000	0.000	10.655	-7.81
305001		1.370	0.740	10.408	-9.08
306001		1.490	0.840	10.019	-8.02
3060011		0.000	0.000	10.019	-8.02
307001		1.600	0.950	10.582	-7.57
3070011		0.000	0.000	10.582	-7.58
308001		0.690	0.330	11.649	-2.81
309001		0.910	0.490	10.595	-7.02
310001		0.910	0.440	10.439	-7.94
311001		1.490	0.840	10.810	-6.17
3110011		0.000	0.000	10.810	-6.17
312001		0.570	0.290	10.813	-6.17
3120011		0.000	0.000	10.813	-6.17
313001		1.600	0.910	10.117	-7.22
90011		0.000	0.000	10.782	-1.53
314001		1.030	0.550	10.779	-6.29

3140011		0.000	0.000	10.779	-6.29
501		0.000	0.000	113.074	-0.60
100501		8.110	4.380	10.307	-4.65
1005011		0.000	0.000	10.307	-4.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	PP, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
100	401	9.540	4.546	9.520	4.501	0.020	0.045	0.053	0.409
401	402	6.868	3.742	6.849	3.700	0.019	0.042	0.039	0.538
402	404	6.849	4.390	6.834	4.362	0.015	0.028	0.041	0.391
404	4	-3.913	-1.745	-3.917	-1.753	0.004	0.008	-0.022	-0.190
4	403	1.879	1.626	1.876	1.621	0.003	0.005	0.013	0.257
403	2	1.876	2.199	1.876	2.198	0.000	0.001	0.015	0.041
2	100	-9.459	-6.063	-9.529	-6.218	0.069	0.154	-0.057	-1.444
2002	303	2.267	1.819	2.244	1.791	0.023	0.028	0.048	0.437
303	305	1.547	1.388	1.529	1.367	0.018	0.021	0.035	0.460
305	306	0.146	0.582	0.144	0.580	0.002	0.002	0.010	0.130
306	307	-1.359	-0.308	-1.364	-0.315	0.005	0.006	-0.024	-0.170
307	304	-0.067	-0.477	-0.069	-0.480	0.002	0.002	-0.008	-0.177
304	2002	-1.339	-1.008	-1.364	-1.030	0.025	0.022	-0.028	-0.681
304	304001	0.631	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.412
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.037	-0.000
304	3040011	0.632	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.411
15	15003	3.827	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
150031	150011	3.828	2.218	3.826	2.162	0.002	0.056	0.023	0.788
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.243	0.000
15003	15001	3.822	2.231	3.820	2.175	0.002	0.056	0.023	0.792
2	2003	11.279	8.736	11.236	7.300	0.043	1.430	0.072	7.340
2003	2002	5.861	4.402	5.848	4.148	0.013	0.253	0.040	2.616
12003	12002	2.427	0.897	2.424	0.897	0.003	0.000	0.014	0.118
12	12003	4.152	2.119	4.142	1.851	0.010	0.266	0.025	3.236
12	13	-10.177	-2.178	-10.230	-2.275	0.053	0.097	-0.056	-0.784
13	14	-22.492	-9.516	-22.713	-9.920	0.220	0.403	-0.130	-1.646
14	15	-25.705	-11.118	-25.848	-11.380	0.143	0.261	-0.147	-0.941
15	409	-33.561	-16.164	-33.596	-16.228	0.035	0.064	-0.194	-0.178
409	300	-33.596	-15.790	-34.530	-16.914	0.930	1.119	-0.193	-3.987
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.006	0.006	0.358
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.043	-0.000
314	3140011	0.702	0.400	0.700	0.387	0.001	0.012	0.013	0.358
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.017	-0.000
312	3120011	0.286	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
311	311001	0.581	0.330	0.580	0.321	0.001	0.009	0.011	0.296
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.056	-0.000
311	3110011	0.910	0.532	0.909	0.518	0.001	0.013	0.018	0.295
12	120031	4.152	2.118	4.142	1.851	0.010	0.266	0.025	3.236
120031	120021	2.426	0.899	2.423	0.899	0.003	0.000	0.014	0.118
120021	12002	2.423	0.899	2.423	0.899	0.000	0.000	0.043	0.000
120031	120011	1.716	0.952	1.714	0.923	0.002	0.029	0.011	0.959
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.113	0.000
12003	12001	1.715	0.955	1.713	0.925	0.002	0.029	0.011	0.961
10	10001	11.984	7.529	11.970	7.149	0.015	0.379	0.076	1.743
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.829	-0.001
10	100011	12.022	7.462	12.007	7.082	0.015	0.379	0.076	1.730
307	12002	-2.911	-0.778	-2.973	-0.868	0.062	0.090	-0.051	-1.029
12	11	1.836	-1.715	1.835	-1.717	0.001	0.002	0.013	-0.009
11	10	-0.693	-2.823	-0.697	-2.828	0.004	0.005	-0.016	-0.211
10	300	-24.817	-16.999	-25.636	-19.305	0.815	2.297	-0.161	-7.315

307	307001	0.801	0.492	0.799	0.475	0.002	0.017	0.016	0.449
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.051	-0.000
307	3070011	0.802	0.492	0.800	0.475	0.002	0.017	0.016	0.449
306	306001	0.747	0.441	0.744	0.420	0.003	0.021	0.015	0.590
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.049	-0.000
306	3060011	0.748	0.440	0.745	0.420	0.003	0.021	0.015	0.589
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.422
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.022	-0.000
303	3030011	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.422
4	405	-11.334	-5.308	-11.397	-5.423	0.063	0.115	-0.063	-0.968
405	300	-21.733	-11.281	-21.755	-11.321	0.022	0.040	-0.123	-0.178
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.027	0.114
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.282	0.000
4003	4001	0.690	0.502	0.690	0.497	0.000	0.005	0.004	0.415
4003	4002	1.189	0.411	1.188	0.411	0.001	0.000	0.006	0.055
4002	40021	1.188	0.411	1.188	0.411	0.000	0.000	0.019	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.188	-0.411	0.000	0.007	-0.006	-0.240
4	40031	3.608	1.872	3.605	1.756	0.003	0.115	0.021	1.602
4	4003	1.881	0.962	1.879	0.913	0.002	0.049	0.011	1.307
501	100501	4.079	2.593	4.052	2.190	0.027	0.401	0.025	5.665
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.258	-0.000
501	1005011	4.080	2.590	4.053	2.188	0.027	0.401	0.025	5.661
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
9	90011	1.488	0.890	1.484	0.839	0.003	0.050	0.009	1.909
90011	9001	1.484	0.839	1.484	0.839	0.000	0.000	0.091	0.000
9	9001	1.487	0.890	1.484	0.840	0.003	0.050	0.009	1.910
8	80031	3.605	2.042	3.601	1.923	0.004	0.119	0.021	1.718
80031	80011	4.454	2.211	4.449	2.211	0.005	0.000	0.025	0.106
80011	8001	4.449	2.211	4.449	2.211	0.000	0.000	0.266	0.000
8003	8001	0.458	0.440	0.458	0.437	0.000	0.003	0.003	0.351
8	8003	2.013	1.107	2.011	1.049	0.002	0.057	0.012	1.476
8003	8002	1.553	0.610	1.552	0.610	0.001	0.000	0.009	0.072
8002	80021	0.853	0.292	0.853	0.292	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.288	-0.853	-0.292	0.000	0.003	-0.005	-0.169
100	9	5.087	2.030	5.073	2.011	0.013	0.019	0.027	0.407
9	8	2.077	0.786	2.075	0.784	0.002	0.003	0.011	0.134
8	408	-3.592	-2.312	-3.593	-2.313	0.001	0.001	-0.022	-0.041
408	7	-3.593	-1.847	-3.599	-1.858	0.006	0.011	-0.020	-0.301
7	407	-6.480	-3.086	-6.483	-3.090	0.003	0.005	-0.036	-0.073
407	200	-9.133	-4.375	-9.140	-4.387	0.007	0.012	-0.051	-0.125
13003	13002	4.772	2.814	4.768	2.814	0.004	0.000	0.031	0.064
13002	314	1.047	0.605	1.040	0.597	0.007	0.008	0.020	0.293
313	313001	1.607	0.978	1.599	0.909	0.008	0.068	0.031	0.864
11	11001	2.519	1.450	2.508	1.289	0.011	0.160	0.016	3.533
13002	201	2.092	1.257	2.085	1.247	0.007	0.010	0.040	0.159
1	1001	2.639	1.652	2.628	1.489	0.011	0.162	0.016	3.537
404	3	10.747	6.700	10.726	6.675	0.021	0.025	0.064	0.279
3	3001	2.519	1.644	2.508	1.489	0.010	0.155	0.015	3.567
3	501	8.196	5.196	8.180	5.172	0.017	0.024	0.049	0.316
13002	313	1.630	1.009	1.612	0.993	0.017	0.016	0.032	0.429
201	312	0.577	0.330	0.577	0.329	0.001	0.001	0.011	0.063
12002	309	1.874	1.011	1.841	0.982	0.032	0.029	0.035	0.713
2002	301	2.217	1.375	2.194	1.347	0.023	0.027	0.043	0.468
301	302	1.043	0.632	1.039	0.626	0.004	0.005	0.020	0.191
309	310	0.924	0.490	0.919	0.485	0.004	0.005	0.018	0.203
201	311	1.508	0.943	1.505	0.939	0.003	0.004	0.029	0.093
302	302001	1.035	0.619	1.029	0.580	0.006	0.039	0.020	0.818
301	301001	1.146	0.729	1.139	0.680	0.007	0.049	0.023	0.939
14	14001	2.982	1.651	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.847
305	305001	1.379	0.810	1.369	0.740	0.010	0.070	0.027	1.083
401	1	2.652	1.592	2.650	1.589	0.002	0.002	0.016	0.099
13003	13001	7.435	4.024	7.425	3.798	0.010	0.225	0.047	1.652
309	309001	0.914	0.520	0.909	0.490	0.004	0.030	0.018	0.680
2003	2001	5.376	2.898	5.367	2.898	0.009	0.000	0.033	0.130

2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8002	308	0.698	0.348	0.696	0.345	0.002	0.003	0.012	0.147
308	308001	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.631
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
405	5	10.336	6.361	10.333	6.358	0.003	0.004	0.061	0.041
5	5001	10.301	6.154	10.274	5.547	0.028	0.605	0.060	3.214
7	7001	2.870	1.642	2.858	1.459	0.012	0.182	0.017	3.528
310	310001	0.917	0.486	0.909	0.440	0.007	0.046	0.018	1.041
13	13003	12.234	7.837	12.207	6.837	0.027	0.996	0.077	4.404
407	6	2.651	1.532	2.650	1.530	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001	2.639	1.577	2.628	1.419	0.010	0.158	0.015	3.373
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

2 РІК

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 140.131 МВт / 1227.550 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.018 МВт / 13.035 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.018 МВт / 13.035 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.670 МВт / 5.873 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.550 МВт / 2.376 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.221 МВт / 8.249 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.239 МВт / 21.284 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-24.157	-12.507	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.592	-0.17
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.493	-0.19
402		0.000	0.000	114.056	-0.38
404		0.000	0.000	113.667	-0.48
3	Брацлав	0.000	0.000	113.389	-0.53
4	Тульчин	0.000	0.000	113.856	-0.41
2	Немирів	0.000	0.000	113.560	-0.47
403		0.000	0.000	113.600	-0.46
405		0.000	0.000	114.822	-0.06
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.780	-0.07
300	ладижинська ТЕС	-106.836	-63.253	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.811	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	Іллінці	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	Іллінці КС	0.000	0.000	107.794	-2.57
11	Сороки	0.000	0.000	107.579	-2.53
12	Дашів	0.000	0.000	107.566	-2.48
13	Гайсин	0.000	0.000	108.316	-2.02
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	109.925	-1.36
15	Ладижин	0.000	0.000	110.852	-0.99
409		0.000	0.000	111.028	-0.92
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.474	-7.03
302	Козаківка	0.000	0.000	34.289	-7.13
303	Чуків	0.000	0.000	34.497	-6.92
304	Потоки	0.000	0.000	34.249	-6.88

305	Мельниківці	0.000	0.000	34.042	-7.03
306	Ситківці	0.000	0.000	33.902	-6.92
307	Носівці	0.000	0.000	34.059	-6.72
308	Попівка	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	Слободище	0.000	0.000	34.311	-5.69
310	Гранів	0.000	0.000	34.115	-5.83
201		0.000	0.000	34.746	-5.51
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.656	-5.57
312	Гунча	0.000	0.000	34.685	-5.54
313	Тишківка	0.000	0.000	34.475	-5.52
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.614	-5.57
1001		2.630	1.490	10.624	-2.70
2003		0.000	0.000	106.657	-5.21
2002		0.000	0.000	34.927	-6.77
2001		5.370	2.900	10.188	-5.17
20033		0.000	0.000	113.560	-0.47
20021		0.000	0.000	38.018	-0.47
20011		0.000	0.000	10.862	-0.47
3001		2.510	1.490	10.518	-2.97
4003		0.000	0.000	112.590	-1.59
4002		0.000	0.000	37.675	-1.58
4001		5.480	2.660	10.731	-1.83
40031		0.000	0.000	112.310	-1.86
40021		0.000	0.000	37.675	-1.58
40011		0.000	0.000	10.731	-1.83
5001		10.280	5.550	10.197	-2.56
6001		2.630	1.420	10.670	-2.57
7001		2.860	1.460	10.656	-2.80
8003		0.000	0.000	113.018	-1.42
8002		0.000	0.000	37.812	-1.41
8001		4.910	2.650	10.777	-1.58
80031		0.000	0.000	112.786	-1.61
80021		0.000	0.000	37.812	-1.41
80011		0.000	0.000	10.778	-1.59
9001		2.970	1.680	10.782	-1.53
10001		23.990	14.240	9.695	-3.86
100011		0.000	0.000	9.697	-3.87
11001		2.510	1.290	9.984	-5.26
12003		0.000	0.000	104.698	-5.43
12002		0.000	0.000	35.010	-5.41
12001		3.430	1.850	9.935	-6.15
120031		0.000	0.000	104.699	-5.43
120021		0.000	0.000	35.010	-5.41
120011		0.000	0.000	9.935	-6.15
13003		0.000	0.000	104.310	-5.41
13002		0.000	0.000	34.899	-5.39
13001		7.430	3.800	9.843	-6.75
14001		2.970	1.440	10.174	-4.47
15003		0.000	0.000	109.656	-1.97
15002		0.000	0.000	36.711	-1.97
15001		7.650	4.340	10.417	-2.59
150031		0.000	0.000	109.656	-1.97
150021		0.000	0.000	36.711	-1.97
150011		0.000	0.000	10.417	-2.59
301001		1.140	0.680	10.099	-8.66
302001		1.030	0.580	10.555	-8.63
303001		0.690	0.390	10.240	-7.68
3030011		0.000	0.000	10.240	-7.68
304001		1.260	0.540	10.655	-7.81
3040011		0.000	0.000	10.655	-7.81
305001		1.370	0.740	10.408	-9.08
306001		1.490	0.840	10.019	-8.02
3060011		0.000	0.000	10.019	-8.02
307001		1.600	0.950	10.582	-7.57
3070011		0.000	0.000	10.582	-7.58

308001		0.690	0.330	11.649	-2.81
309001		0.910	0.490	10.595	-7.02
310001		0.910	0.440	10.439	-7.94
311001		1.490	0.840	10.810	-6.17
3110011		0.000	0.000	10.810	-6.17
312001		0.570	0.290	10.813	-6.17
3120011		0.000	0.000	10.813	-6.17
313001		1.600	0.910	10.117	-7.22
90011		0.000	0.000	10.782	-1.53
314001		1.030	0.550	10.779	-6.29
3140011		0.000	0.000	10.779	-6.29
501		0.000	0.000	113.074	-0.60
502		0.000	0.000	112.944	-0.45
503		0.000	0.000	113.434	-0.34
100501		8.110	4.380	10.307	-4.65
1005011		0.000	0.000	10.307	-4.65
100502		0.000	0.000	10.282	-4.89
1005022		13.940	7.140	10.281	-4.89
100503		0.000	0.000	10.434	-3.61
1005033		10.510	5.960	10.434	-3.61

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	9.540	4.546	9.520	4.501	0.020	0.045	0.053	0.409
401	402	6.868	3.742	6.849	3.700	0.019	0.042	0.039	0.538
402	404	6.849	4.390	6.834	4.362	0.015	0.028	0.041	0.391
404	4	-3.913	-1.745	-3.917	-1.753	0.004	0.008	-0.022	-0.190
4	403	1.879	1.626	1.876	1.621	0.003	0.005	0.013	0.257
403	2	1.876	2.199	1.876	2.198	0.000	0.001	0.015	0.041
2	100	-9.459	-6.063	-9.529	-6.218	0.069	0.154	-0.057	-1.444
2002	303	2.267	1.819	2.244	1.791	0.023	0.028	0.048	0.437
303	305	1.547	1.388	1.529	1.367	0.018	0.021	0.035	0.460
305	306	0.146	0.582	0.144	0.580	0.002	0.002	0.010	0.130
306	307	-1.359	-0.308	-1.364	-0.315	0.005	0.006	-0.024	-0.170
307	304	-0.067	-0.477	-0.069	-0.480	0.002	0.002	-0.008	-0.177
304	2002	-1.339	-1.008	-1.364	-1.030	0.025	0.022	-0.028	-0.681
304	304001	0.631	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.412
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.037	-0.000
304	3040011	0.632	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.411
15	15003	3.827	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.828	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
150031	150011	3.828	2.218	3.826	2.162	0.002	0.056	0.023	0.788
150011	15001	3.826	2.162	3.825	2.162	0.000	0.000	0.243	0.000
15003	15001	3.822	2.231	3.820	2.175	0.002	0.056	0.023	0.792
2	2003	11.279	8.736	11.236	7.300	0.043	1.430	0.072	7.340
2003	2002	5.861	4.402	5.848	4.148	0.013	0.253	0.040	2.616
12003	12002	2.427	0.897	2.424	0.897	0.003	0.000	0.014	0.118
12	12003	4.152	2.119	4.142	1.851	0.010	0.266	0.025	3.236
12	13	-10.177	-2.178	-10.230	-2.275	0.053	0.097	-0.056	-0.784
13	14	-22.492	-9.516	-22.713	-9.920	0.220	0.403	-0.130	-1.646
14	15	-25.705	-11.118	-25.848	-11.380	0.143	0.261	-0.147	-0.941
15	409	-33.561	-16.164	-33.596	-16.228	0.035	0.064	-0.194	-0.178
409	300	-33.596	-15.790	-34.530	-16.914	0.930	1.119	-0.193	-3.987
314	314001	0.330	0.168	0.329	0.163	0.001	0.006	0.006	0.358
314001	3140011	-0.700	-0.387	-0.700	-0.387	0.000	0.000	-0.043	-0.000
314	3140011	0.702	0.400	0.700	0.387	0.001	0.012	0.013	0.358
312	312001	0.285	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314
312001	3120011	-0.285	-0.145	-0.285	-0.145	0.000	0.000	-0.017	-0.000
312	3120011	0.286	0.149	0.285	0.145	0.001	0.004	0.005	0.314

311	311001	0.581	0.330	0.580	0.321	0.001	0.009	0.011	0.296
311001	3110011	-0.909	-0.518	-0.909	-0.518	0.000	0.000	-0.056	-0.000
311	3110011	0.910	0.532	0.909	0.518	0.001	0.013	0.018	0.295
12	120031	4.152	2.118	4.142	1.851	0.010	0.266	0.025	3.236
120031	120021	2.426	0.899	2.423	0.899	0.003	0.000	0.014	0.118
120021	12002	2.423	0.899	2.423	0.899	0.000	0.000	0.043	0.000
120031	120011	1.716	0.952	1.714	0.923	0.002	0.029	0.011	0.959
120011	12001	1.714	0.923	1.714	0.923	0.000	0.000	0.113	0.000
12003	12001	1.715	0.955	1.713	0.925	0.002	0.029	0.011	0.961
10	10001	11.984	7.529	11.970	7.149	0.015	0.379	0.076	1.743
10001	100011	-12.005	-7.082	-12.007	-7.082	0.000	0.000	-0.829	-0.001
10	100011	12.022	7.462	12.007	7.082	0.015	0.379	0.076	1.730
307	12002	-2.911	-0.778	-2.973	-0.868	0.062	0.090	-0.051	-1.029
12	11	1.836	-1.715	1.835	-1.717	0.001	0.002	0.013	-0.009
11	10	-0.693	-2.823	-0.697	-2.828	0.004	0.005	-0.016	-0.211
10	300	-24.817	-16.999	-25.636	-19.305	0.815	2.297	-0.161	-7.315
307	307001	0.801	0.492	0.799	0.475	0.002	0.017	0.016	0.449
307001	3070011	-0.800	-0.475	-0.800	-0.475	0.000	0.000	-0.051	-0.000
307	3070011	0.802	0.492	0.800	0.475	0.002	0.017	0.016	0.449
306	306001	0.747	0.441	0.744	0.420	0.003	0.021	0.015	0.590
306001	3060011	-0.745	-0.420	-0.745	-0.420	0.000	0.000	-0.049	-0.000
306	3060011	0.748	0.440	0.745	0.420	0.003	0.021	0.015	0.589
303	303001	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.422
303001	3030011	-0.345	-0.195	-0.345	-0.195	0.000	0.000	-0.022	-0.000
303	3030011	0.346	0.202	0.345	0.195	0.001	0.007	0.007	0.422
4	405	-11.334	-5.308	-11.397	-5.423	0.063	0.115	-0.063	-0.968
405	300	-21.733	-11.281	-21.755	-11.321	0.022	0.040	-0.123	-0.178
40031	40011	4.793	2.161	4.787	2.161	0.006	0.000	0.027	0.114
40011	4001	4.787	2.161	4.786	2.161	0.000	0.000	0.282	0.000
4003	4001	0.690	0.502	0.690	0.497	0.000	0.005	0.004	0.415
4003	4002	1.189	0.411	1.188	0.411	0.001	0.000	0.006	0.055
4002	40021	1.188	0.411	1.188	0.411	0.000	0.000	0.019	0.000
40031	40021	-1.188	-0.405	-1.188	-0.411	0.000	0.007	-0.006	-0.240
4	40031	3.608	1.872	3.605	1.756	0.003	0.115	0.021	1.602
4	4003	1.881	0.962	1.879	0.913	0.002	0.049	0.011	1.307
501	100501	4.079	2.593	4.052	2.190	0.027	0.401	0.025	5.665
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.258	-0.000
501	1005011	4.080	2.590	4.053	2.188	0.027	0.401	0.025	5.661
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
9	90011	1.488	0.890	1.484	0.839	0.003	0.050	0.009	1.909
90011	9001	1.484	0.839	1.484	0.839	0.000	0.000	0.091	0.000
9	9001	1.487	0.890	1.484	0.840	0.003	0.050	0.009	1.910
8	80031	3.605	2.042	3.601	1.923	0.004	0.119	0.021	1.718
80031	80011	4.454	2.211	4.449	2.211	0.005	0.000	0.025	0.106
80011	8001	4.449	2.211	4.449	2.211	0.000	0.000	0.266	0.000
8003	8001	0.458	0.440	0.458	0.437	0.000	0.003	0.003	0.351
8	8003	2.013	1.107	2.011	1.049	0.002	0.057	0.012	1.476
8003	8002	1.553	0.610	1.552	0.610	0.001	0.000	0.009	0.072
8002	80021	0.853	0.292	0.853	0.292	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.288	-0.853	-0.292	0.000	0.003	-0.005	-0.169
100	9	5.087	2.030	5.073	2.011	0.013	0.019	0.027	0.407
9	8	2.077	0.786	2.075	0.784	0.002	0.003	0.011	0.134
8	408	-3.592	-2.312	-3.593	-2.313	0.001	0.001	-0.022	-0.041
408	7	-3.593	-1.847	-3.599	-1.858	0.006	0.011	-0.020	-0.301
7	407	-6.480	-3.086	-6.483	-3.090	0.003	0.005	-0.036	-0.073
407	200	-9.133	-4.375	-9.140	-4.387	0.007	0.012	-0.051	-0.125
502	100502	7.008	4.301	6.967	3.565	0.041	0.734	0.042	5.833
100502	1005022	6.967	3.565	6.967	3.565	0.000	0.000	0.439	0.001
502	1005022	7.005	4.307	6.964	3.571	0.041	0.734	0.042	5.840
503	100503	5.277	3.402	5.253	2.976	0.023	0.424	0.032	4.561
100503	1005033	5.253	2.976	5.253	2.976	0.000	0.000	0.334	0.000
503	1005033	5.274	3.406	5.251	2.980	0.023	0.424	0.032	4.566
404	3	10.747	6.700	10.726	6.675	0.021	0.025	0.064	0.279
3	3001	2.519	1.644	2.508	1.489	0.010	0.155	0.015	3.567

3	501	8.196	5.196	8.180	5.172	0.017	0.024	0.049	0.316
13002	313	1.630	1.009	1.612	0.993	0.017	0.016	0.032	0.429
201	312	0.577	0.330	0.577	0.329	0.001	0.001	0.011	0.063
12002	309	1.874	1.011	1.841	0.982	0.032	0.029	0.035	0.713
2002	301	2.217	1.375	2.194	1.347	0.023	0.027	0.043	0.468
301	302	1.043	0.632	1.039	0.626	0.004	0.005	0.020	0.191
309	310	0.924	0.490	0.919	0.485	0.004	0.005	0.018	0.203
201	311	1.508	0.943	1.505	0.939	0.003	0.004	0.029	0.093
302	302001	1.035	0.619	1.029	0.580	0.006	0.039	0.020	0.818
301	301001	1.146	0.729	1.139	0.680	0.007	0.049	0.023	0.939
14	14001	2.982	1.651	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.847
305	305001	1.379	0.810	1.369	0.740	0.010	0.070	0.027	1.083
401	1	2.652	1.592	2.650	1.589	0.002	0.002	0.016	0.099
13003	13001	7.435	4.024	7.425	3.798	0.010	0.225	0.047	1.652
309	309001	0.914	0.520	0.909	0.490	0.004	0.030	0.018	0.680
2003	2001	5.376	2.898	5.367	2.898	0.009	0.000	0.033	0.130
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8002	308	0.698	0.348	0.696	0.345	0.002	0.003	0.012	0.147
308	308001	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.631
20033	20021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	7001	2.870	1.642	2.858	1.459	0.012	0.182	0.017	3.528
310	310001	0.917	0.486	0.909	0.440	0.007	0.046	0.018	1.041
13	13003	12.234	7.837	12.207	6.837	0.027	0.996	0.077	4.404
407	6	2.651	1.532	2.650	1.530	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001	2.639	1.577	2.628	1.419	0.010	0.158	0.015	3.373
300	503	24.916	15.713	24.668	15.354	0.247	0.358	0.148	1.568
503	502	14.087	8.731	14.043	8.666	0.044	0.064	0.084	0.491
13003	13002	4.772	2.814	4.768	2.814	0.004	0.000	0.031	0.064
13002	314	1.047	0.605	1.040	0.597	0.007	0.008	0.020	0.293
313	313001	1.607	0.978	1.599	0.909	0.008	0.068	0.031	0.864

3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 140.137 МВт / 1227.604 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 135.960 МВт / 1191.010 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.930 МВт / 12.655 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.702 МВт / 6.148 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.604 МВт / 2.609 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.306 МВт / 8.757 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.236 МВт / 21.412 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-15.154	-12.674	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.609	-0.13
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.510	-0.15
402		0.000	0.000	114.102	-0.27
404		0.000	0.000	113.737	-0.34
3	Брацлав	0.000	0.000	113.437	-0.39
4	Тульчин	0.000	0.000	114.001	-0.22
2	Немирів	0.000	0.000	114.039	0.05
403		0.000	0.000	114.046	0.02
405		0.000	0.000	114.834	-0.04
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.793	-0.05
300	ладжинська ТЕС	-102.135	-62.563	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-9.138	-4.364	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.875	-0.04

6	Оленівка	0.000	0.000	114.811	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.801	-0.07
408		0.000	0.000	114.501	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	114.460	-0.18
9	Іллінці	0.000	0.000	114.593	-0.14
10	Іллінці КС	0.000	0.000	107.819	-2.56
11	Сороки	0.000	0.000	107.612	-2.51
12	Дашів	0.000	0.000	107.602	-2.46
13	Гайсин	0.000	0.000	108.343	-2.01
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	109.945	-1.35
15	Ладижин	0.000	0.000	110.867	-0.98
409		0.000	0.000	111.042	-0.92
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.632	-6.64
302	Козаківка	0.000	0.000	34.448	-6.74
303	Чуків	0.000	0.000	34.641	-6.56
304	Потоки	0.000	0.000	34.370	-6.54
305	Мельниківці	0.000	0.000	34.168	-6.70
306	Ситківці	0.000	0.000	34.006	-6.64
307	Носівці	0.000	0.000	34.150	-6.46
308	Попівка	0.000	0.000	37.667	-1.51
309	Слободище	0.000	0.000	34.337	-5.57
310	Гранів	0.000	0.000	34.141	-5.71
201		0.000	0.000	34.755	-5.49
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.666	-5.55
312	Гунча	0.000	0.000	34.694	-5.53
313	Тишківка	0.000	0.000	34.485	-5.51
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.624	-5.55
1001		2.630	1.490	10.626	-2.67
2003		0.000	0.000	107.126	-4.77
2002		0.000	0.000	35.083	-6.39
2001		5.370	2.900	10.233	-4.73
20033		0.000	0.000	114.039	0.05
20021		0.000	0.000	38.178	0.05
20011		0.000	0.000	10.908	0.05
3001		2.510	1.490	10.523	-2.83
4003		0.000	0.000	112.736	-1.39
4002		0.000	0.000	37.724	-1.38
4001		5.480	2.660	10.745	-1.64
40031		0.000	0.000	112.457	-1.67
40021		0.000	0.000	37.724	-1.38
40011		0.000	0.000	10.745	-1.64
5001		10.280	5.550	10.198	-2.54
6001		2.630	1.420	10.670	-2.57
7001		2.860	1.460	10.656	-2.80
8003		0.000	0.000	113.018	-1.42
8002		0.000	0.000	37.812	-1.41
8001		4.910	2.650	10.777	-1.58
80031		0.000	0.000	112.786	-1.61
80021		0.000	0.000	37.812	-1.41
80011		0.000	0.000	10.778	-1.59
9001		2.970	1.680	10.782	-1.53
10001		23.990	14.240	9.698	-3.85
100011		0.000	0.000	9.699	-3.85
11001		2.510	1.290	9.987	-5.23
12003		0.000	0.000	104.767	-5.31
12002		0.000	0.000	35.036	-5.29
12001		3.430	1.850	9.941	-6.03
120031		0.000	0.000	104.767	-5.31
120021		0.000	0.000	35.036	-5.29
120011		0.000	0.000	9.941	-6.03
13003		0.000	0.000	104.338	-5.40
13002		0.000	0.000	34.908	-5.38
13001		7.430	3.800	9.845	-6.73
14001		2.970	1.440	10.176	-4.46
15003		0.000	0.000	109.671	-1.97

15002	0.000	0.000	36.716	-1.97
15001	7.650	4.340	10.419	-2.58
150031	0.000	0.000	109.671	-1.97
150021	0.000	0.000	36.716	-1.97
150011	0.000	0.000	10.419	-2.58
301001	1.140	0.680	10.148	-8.26
302001	1.030	0.580	10.606	-8.23
303001	0.690	0.390	10.284	-7.31
3030011	0.000	0.000	10.284	-7.31
304001	1.260	0.540	10.694	-7.46
3040011	0.000	0.000	10.694	-7.46
305001	1.370	0.740	10.449	-8.73
306001	1.490	0.840	10.050	-7.73
3060011	0.000	0.000	10.051	-7.73
307001	1.600	0.950	10.610	-7.31
3070011	0.000	0.000	10.611	-7.31
308001	0.690	0.330	11.649	-2.81
309001	0.910	0.490	10.604	-6.90
310001	0.910	0.440	10.447	-7.82
311001	1.490	0.840	10.813	-6.16
3110011	0.000	0.000	10.813	-6.16
312001	0.570	0.290	10.816	-6.15
3120011	0.000	0.000	10.816	-6.15
313001	1.600	0.910	10.119	-7.20
90011	0.000	0.000	10.782	-1.53
314001	1.030	0.550	10.782	-6.28
3140011	0.000	0.000	10.782	-6.28
501	0.000	0.000	113.089	-0.45
502	0.000	0.000	113.052	-0.45
503	0.000	0.000	113.504	-0.34
504	0.000	0.000	114.303	0.26
100501	8.110	4.380	10.308	-4.51
1005011	0.000	0.000	10.309	-4.51
100502	0.000	0.000	10.293	-4.89
1005022	13.940	7.140	10.292	-4.89
100503	0.000	0.000	10.441	-3.61
1005033	10.510	5.960	10.441	-3.61
100504	0.000	0.000	10.947	4.43
1005044	-13.710	0.000	10.948	4.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	8.029	4.850	8.013	4.815	0.016	0.035	0.047	0.391
401	402	5.361	4.056	5.347	4.025	0.014	0.031	0.034	0.508
402	404	5.347	4.715	5.335	4.694	0.012	0.021	0.036	0.366
404	4	-5.960	-2.173	-5.969	-2.190	0.009	0.017	-0.032	-0.266
4	403	-3.991	1.732	-4.000	1.716	0.009	0.016	-0.022	-0.045
403	2	-4.000	2.299	-4.001	2.296	0.001	0.002	-0.023	0.007
2	100	-2.014	-6.031	-2.037	-6.081	0.022	0.049	-0.032	-0.961
2002	303	2.402	1.827	2.377	1.797	0.025	0.030	0.050	0.451
303	305	1.680	1.394	1.660	1.370	0.019	0.023	0.036	0.481
305	306	0.277	0.586	0.275	0.584	0.002	0.002	0.011	0.155
306	307	-1.228	-0.304	-1.232	-0.309	0.004	0.005	-0.021	-0.155
307	304	-0.188	-0.478	-0.190	-0.481	0.002	0.003	-0.009	-0.213
304	2002	-1.461	-1.008	-1.489	-1.033	0.027	0.025	-0.030	-0.719
304	304001	0.631	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
304001	3040011	-0.630	-0.270	-0.630	-0.270	0.000	0.000	-0.037	-0.000
304	3040011	0.632	0.283	0.630	0.270	0.002	0.013	0.012	0.407
15	15003	3.827	2.315	3.825	2.225	0.002	0.090	0.023	1.244
15003	15002	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.003	-0.006	0.003	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.003	0.006	-0.003	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000

502	100502	7.008	4.300	6.967	3.565	0.040	0.732	0.042	5.826
100502	1005022	6.967	3.565	6.967	3.565	0.000	0.000	0.438	0.001
502	1005022	7.005	4.306	6.964	3.571	0.040	0.732	0.042	5.833
501	100501	4.079	2.592	4.052	2.190	0.027	0.401	0.025	5.645
100501	1005011	-4.053	-2.188	-4.053	-2.188	0.000	0.000	-0.258	-0.000
501	1005011	4.080	2.590	4.053	2.188	0.027	0.401	0.025	5.641
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	9001	1.487	0.890	1.484	0.840	0.003	0.050	0.009	1.910
9001	90011	-1.484	-0.839	-1.484	-0.839	0.000	0.000	-0.091	-0.000
9	90011	1.488	0.890	1.484	0.839	0.003	0.050	0.009	1.909
200	407	9.140	4.387	9.133	4.375	0.007	0.012	0.051	0.125
407	7	6.483	3.090	6.480	3.086	0.003	0.005	0.036	0.073
7	408	3.599	1.858	3.593	1.847	0.006	0.011	0.020	0.301
408	8	3.593	2.313	3.592	2.312	0.001	0.001	0.022	0.041
8	9	-2.075	-0.784	-2.077	-0.786	0.002	0.003	-0.011	-0.134
9	100	-5.073	-2.011	-5.087	-2.030	0.013	0.019	-0.027	-0.407
80031	80011	4.454	2.211	4.449	2.211	0.005	0.000	0.025	0.106
80011	8001	4.449	2.211	4.449	2.211	0.000	0.000	0.266	0.000
8003	8001	0.458	0.440	0.458	0.437	0.000	0.003	0.003	0.351
8003	8002	1.553	0.610	1.552	0.610	0.001	0.000	0.009	0.072
8002	80021	0.853	0.292	0.853	0.292	0.000	0.000	0.014	0.000
80031	80021	-0.853	-0.288	-0.853	-0.292	0.000	0.003	-0.005	-0.169
8	80031	3.605	2.042	3.601	1.923	0.004	0.119	0.021	1.718
8	8003	2.013	1.107	2.011	1.049	0.002	0.057	0.012	1.476
302	302001	1.035	0.619	1.029	0.580	0.006	0.039	0.020	0.809
301	301001	1.146	0.729	1.139	0.680	0.007	0.049	0.023	0.928
305	305001	1.379	0.809	1.369	0.740	0.010	0.070	0.027	1.072
401	1	2.652	1.591	2.650	1.589	0.002	0.002	0.016	0.099
13003	13001	7.435	4.023	7.425	3.798	0.010	0.225	0.047	1.651
309	309001	0.914	0.520	0.909	0.490	0.004	0.030	0.018	0.678
2003	2001	5.375	2.898	5.367	2.898	0.009	0.000	0.033	0.130
2	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20033	20021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
20033	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	504	-13.582	0.624	-13.616	0.575	0.033	0.048	-0.069	-0.262
309	310	0.924	0.490	0.919	0.485	0.004	0.005	0.018	0.202
14	14001	2.982	1.651	2.968	1.439	0.014	0.211	0.018	3.845
13002	314	1.047	0.605	1.040	0.597	0.007	0.008	0.020	0.293
407	6	2.651	1.532	2.650	1.530	0.001	0.002	0.015	0.064
6	6001	2.639	1.577	2.628	1.419	0.010	0.158	0.015	3.373
313	313001	1.607	0.978	1.599	0.909	0.008	0.068	0.031	0.863
7	7001	2.870	1.642	2.858	1.459	0.012	0.182	0.017	3.528
11	11001	2.519	1.450	2.508	1.289	0.011	0.160	0.016	3.530
13002	201	2.092	1.257	2.085	1.247	0.007	0.010	0.040	0.159
310	310001	0.917	0.486	0.909	0.440	0.007	0.046	0.018	1.038
13	13003	12.234	7.837	12.207	6.837	0.027	0.995	0.077	4.401
1	1001	2.639	1.652	2.628	1.489	0.011	0.162	0.016	3.533
13003	13002	4.772	2.814	4.768	2.814	0.004	0.000	0.031	0.064
13002	313	1.630	1.009	1.612	0.993	0.017	0.016	0.032	0.429
301	302	1.043	0.631	1.039	0.626	0.004	0.005	0.020	0.190
201	312	0.577	0.330	0.577	0.329	0.001	0.001	0.011	0.063
12002	309	1.874	1.011	1.841	0.982	0.032	0.029	0.035	0.712
405	5	10.336	6.361	10.333	6.358	0.003	0.004	0.061	0.041
5	5001	10.301	6.154	10.274	5.547	0.028	0.605	0.060	3.212
8002	308	0.698	0.348	0.696	0.345	0.002	0.003	0.012	0.147
308	308001	0.693	0.351	0.690	0.330	0.003	0.021	0.012	0.631
2002	301	2.216	1.374	2.194	1.347	0.023	0.027	0.043	0.466
3	3001	2.519	1.644	2.508	1.489	0.010	0.154	0.015	3.554
201	311	1.508	0.943	1.505	0.939	0.003	0.004	0.029	0.093
2002	20021	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2001	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
ФЕЕЕМ, кафедра ЕСС

«Розвиток фрагменту електричної мережі з
аналізом захисту від атмосферних
перенапружень»

Виконав

ст. гр. 2ЕСМ-22м Райкіс Ю.Р.

Керівник

к.т.н., доцент Малогулко Ю.В.

Актуальність

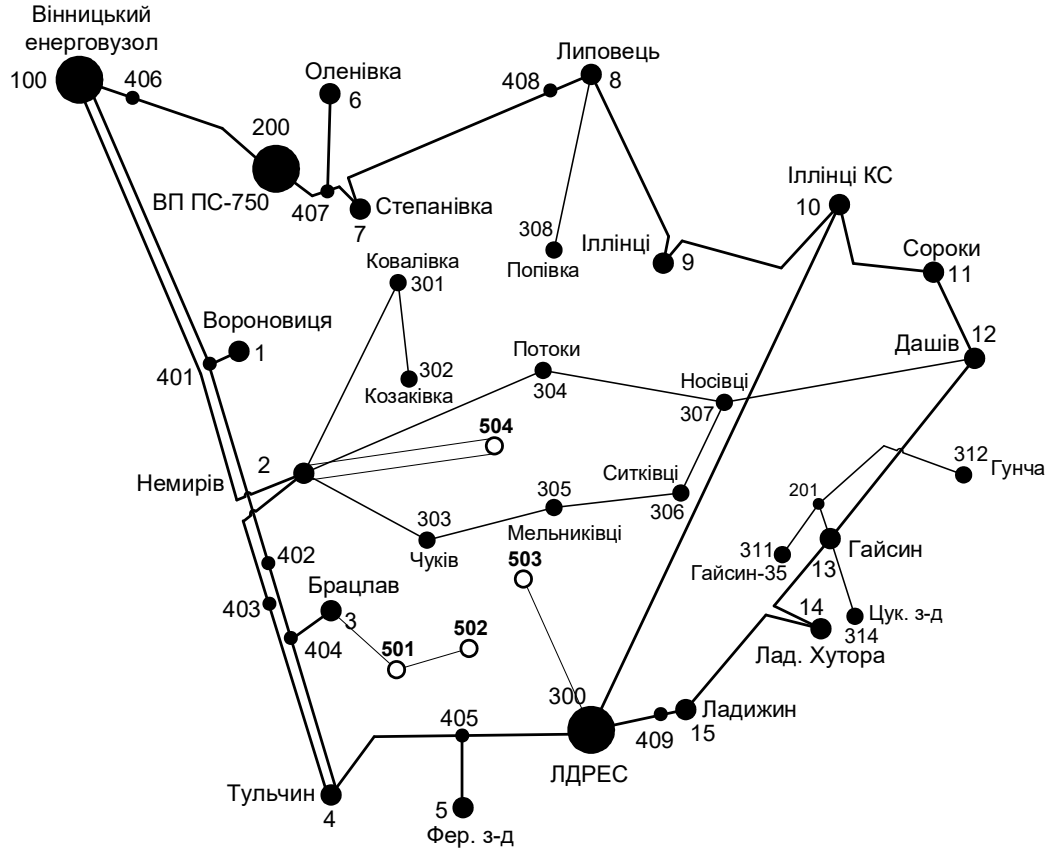
Відповідно до Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, №2484 від 10.12.2021 року «Про схвалення Плану розвитку системи розподілу ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» на 2022 – 2026 роки», а також воєнного стану та пошкодження більшості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

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

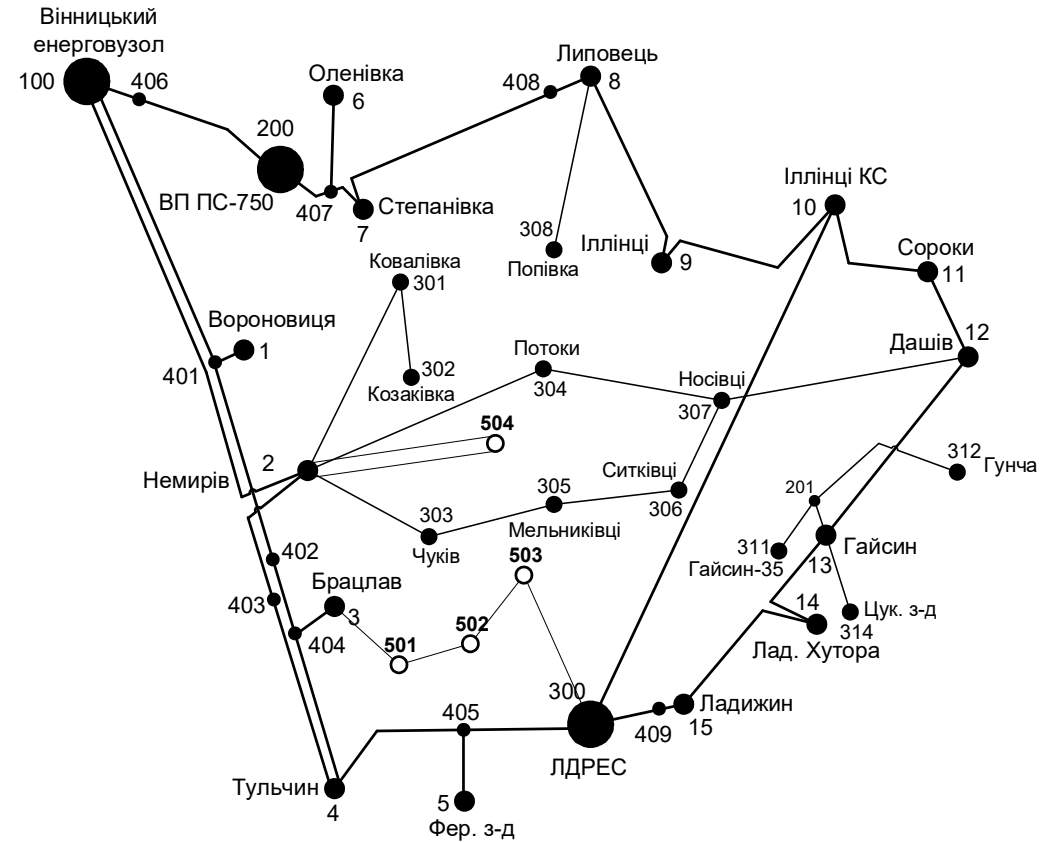
Без розвитку електроенергетики неможливий подальший науково-технічний прогрес у суспільстві, головна мета сьогодення – це створення різноманітних сценаріїв розвитку, які б не тільки відповідали сьогоднішнім нормам, а й могли пристосовуватись до майбутніх.

Крім того, є важливим на сьогоднішній день також є напрям досліджень методів захисту від атмосферних перенапружень у процесі розвитку електричної мережі. Атмосферні перенапруги можуть виникнути через блискавку, збої в електричних мережах або інші впливи. Забезпечення ефективного захисту від цих перенапруг стає критичним для забезпечення стабільності та надійності електропостачання.

Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

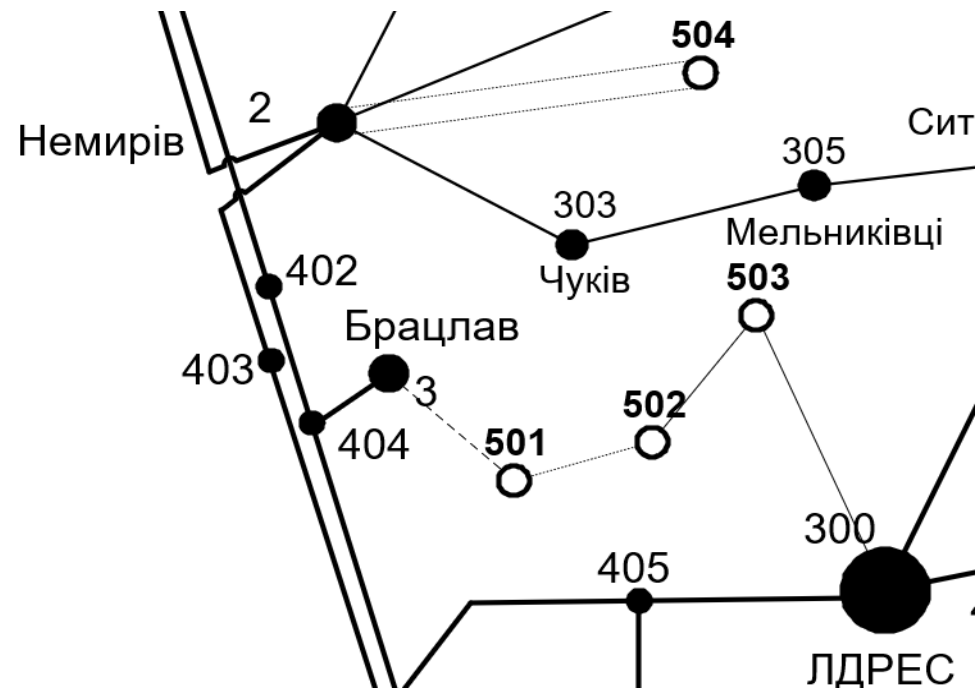


Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом



Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування



Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

$$I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки

$T_{нб} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_I = 1$.

По приведеній в таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

Таблиця – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	I _{п1} , А	I _{п2} , А	I _{п3} , А	I _{п4} , А	I _п , А max	I _п Доп.	Марка проводу
2-504	35,84	58,94	72,54	1,57	72,54	390	АС-120/19
3-501	0	195,74	51,97	46,83	195,74		АС-120/19
501-502	48,13	145,98	4,42	5,48	145,98		АС-120/19
502-503	130,42	63,3	77,39	69,7	130,42		АС-120/19
503-300	196,1	0	140,1	145,45	196,1	605	АС-240/39

Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

$$S_{T.НОМ} \geq \frac{P_{\max}}{1,4 \cdot (n - 1)}$$

Для 601 вузла згідно: $S_1 \geq \frac{8,11}{1,4 \cdot (2 - 1) \cdot 0,88} = 6,5(\text{МВА}).$

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		u _k %	ΔPk кВт	ΔPx кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQx кВАр
				ВН	НН							
501	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
502	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
503	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
504	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

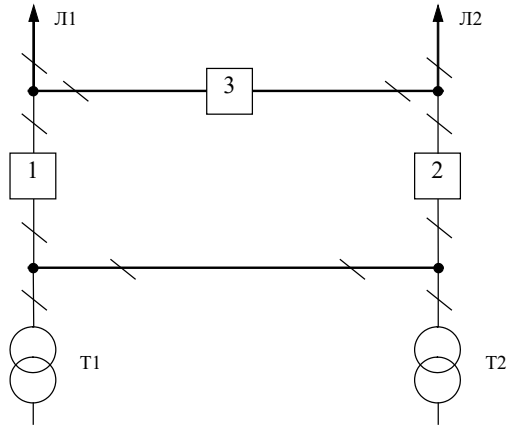
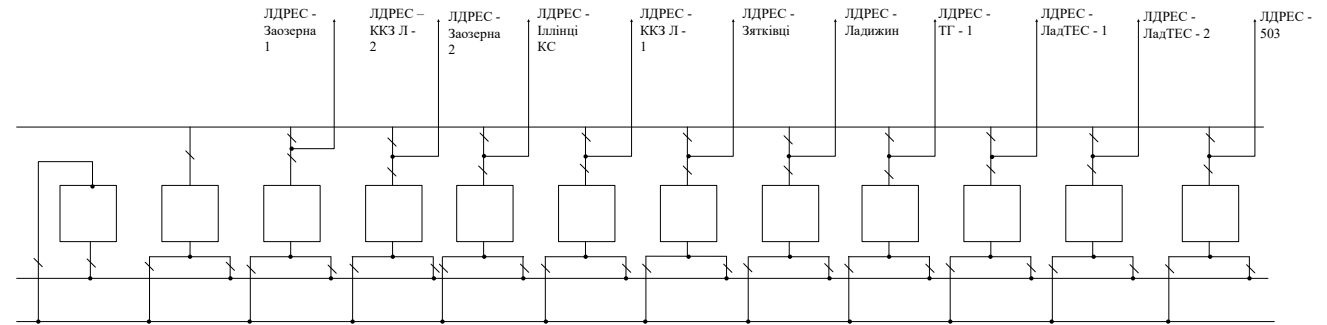
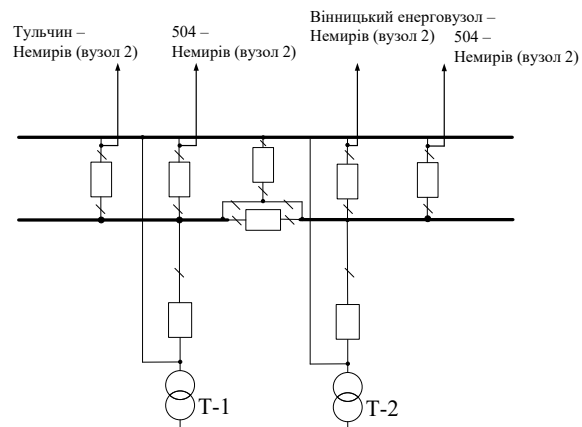


Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502, 503



Дві робочі і обхідна системи шин



Одна секціонована система збірних шин з обхідною

Аналіз способів захисту від атмосферних перенапруг



Загальний вигляд РДІ

Розрядник складається з зігнутого у формі петлі металевого стержня, обтягнутого ізоляційним шаром з поліетилену високого тиску. Кінці ізольованої петлі закріплені в затискувачі, яким розрядник приєднується до штиря ізолятора на опорі повітряної лінії. У середній частині петлі на поверхні ізоляції розташована металева трубка. Універсальний затиск закріплюється на дроті повітряної лінії напроти металевої трубки розрядника для створення необхідного повітряного іскрового проміжку.

Аналіз способів захисту від атмосферних перенапруг

Всі заходи з захисту від перенапруг поділяють на дві групи:

Превентивні заходи зниження перенапруг:

- застосування вимикачів з шунтувальними резисторами;
- використання вимикачів без повторних запалень дуги між контактами при їх розведенні;
- застосування грозозахисних тросів і блискавковідводів;
- заземлення опор ліній електропередавання;
- захист ізоляції обмоток трансформаторів і реакторів за допомогою ємнісного захисту;
- використання ємнісних елементів для зниження перенапруг.

Захист обладнання за допомогою комутаційних захисних засобів:

- використання іскрових проміжків, розрядників і обмежувачів перенапруг для захисту окремих точок на лінії;
- встановлення тросів та заземлення опор на лініях;
- застосування рогових і трубчастих розрядників на контактній мережі;
- використання громовідводів;
- встановлення розрядників і обмежувачів перенапруг на підстанціях;
- в окремих випадках - використання конденсаторів для зниження грозових перенапруг.

Висновки

У магістерській роботі було необхідно приєднати нових споживачів (вузли 501, 502 та 503) та сонячну електростанцію (вузол 504). Згідно з заданою категорією споживачів, переважно I класу, було розроблено конфігурацію, яка забезпечує високий рівень надійності. Живлення реалізується з двох центрів через одноланцюгові лінії. Оптимальну схему було отримано за допомогою симплекс-методу, після чого проведено аналіз різних варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, вибравши найбільш економічно обґрунтований варіант.

Щодо надійності, то для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Немирів (вузол 2) пропонується реконструювати наявну схему на «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин», для вузла Брацлав (3) пропонується змінити схему ПС на «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», для вузла ЛДТЕС (300) пропонується залишити наявну схему «Дві робочі і обхідна системи шин», оскільки вона задовольняє умови надійності.

З використанням ПК "Надійність" було визначено математичне очікування збитків, і на основі цього розраховані загальні витрати з урахуванням надійності. Для нових споживачів (501, 502, 503) була обрана схема РП типу "Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів" на основі результатів попередніх розрахунків, схеми електричних з'єднань мережі та її можливого розвитку. Для вузла 504 вибрана схема "Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами".

Проведено перевірку отриманої мережі за параметрами режиму, такими як напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі і т.д. Згідно з результатами була проведена оцінка доцільності використання пристроїв регулювання напруги для забезпечення робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,236 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 331215,8 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0,103)$ близький до $E_a'(0,2)$, та швидкий термін окупності 10 років.

В роботі проаналізовано способи обмеження від атмосферних перенапружень, типи обмежувачів, їх місця встановлення та проведено розрахунок вибору ОПН.