

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«Розвиток фрагменту електричних мереж із дослідженням втрат електроенергії»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-20м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і мережі»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Палій О. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Нетребський В. В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Опонент: _____

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

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

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

_____ 2021 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

_____ Палію Олександр Олександровичу _____
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Розвиток фрагменту електричних мереж із дослідженням втрат електроенергії»
 керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Нетребський В. В.
 затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277
2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: фрагмент електричної мережі 110/35кВ; Тнб=5400 год., обмеження спорудження ЛЕП складає 25 км за рік; Р(Нова1)=8,3 МВт, Р(Нова2)=-7,1 МВт, Р(Нова3)=4,8 МВт, Р(Нова4)=3,5; нові споживачі 1-ої категорії по надійності.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми мережі. 3. Симплекс - метод, метод динамічного програмування. 4. Вибір електрообладнання. 5. Розрахунок режимів електромережі. 6. Економічна частина. 7. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
1. Граф схеми існуючої мережі. 2. Варіанти розвитку мережі. 3. Основні техніко-економічні показники. 4. Оптимальна схема електричної мережі.. 5. План блискавкозахисту ВРУ-110 кВ.

Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання _____ 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання	02.09.21	06.09.21	
2	Розвиток фрагменту електричних мереж	07.09.21	12.09.21	
3	Техніко-економічні розрахунки	13.09.21	05.10.21	
4	Аналіз режимів роботи мережі	06.10.21	20.10.21	
5	Дослідження втрат електроенергії	21.10.21	30.10.21	
6	Розробка заходів безпеки життєдіяльності	01.11.21	10.11.21	
7	Оформлення пояснювальної записки	11.11.21	16.11.21	
8	Оформлення презентації	17.11.21	25.11.21	
9	Розробка технічного завдання	02.09.21	06.09.21	

Студент

_____ (підпис)

_____ Палій О. О.

Керівник роботи

_____ (підпис)

_____ В. В. Нетребський

ЗМІСТ

ABSTRACT	6
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1	10
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	10
1.1 Розрахунок режиму вхідної мережі.....	11
РОЗДІЛ 2	14
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	14
2.1 Вибір методу визначення оптимальної схеми.....	14
РОЗДІЛ 3	21
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ.....	21
3.1 Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі.....	21
3.2 Вибір оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	22
3.3 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	25
РОЗДІЛ 4	28
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ	28
4.1 Вибір силових трансформаторів.....	28
4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП.....	30
РОЗДІЛ 5	32
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ	32
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	33
5.2 Вибір схеми вузлової підстанції	34
5.3 Визначення укрупнених витрат для схем вузлової підстанції	34
5.4 Оцінювання надійності схеми вузлової підстанції.....	36
РОЗДІЛ 6	41
БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	41
РОЗДІЛ 7	44
РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ	44
7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних	44
7.2 Виконання розрахунків.....	46
7.3 Аналіз та виведення результатів розрахунків	46
7.4 Регулювання напруги у мережі.....	47
РОЗДІЛ 8.....	52
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	52
РОЗДІЛ 9	67
ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПІД ЧАС ПЕРЕДАВАННЯ.....	67
РОЗДІЛ 10	74

ОХОРОНА ПРАЦІ	74
10.1 Задачі розділу.....	74
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ	75
10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках.....	76
10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	77
10.4.1 Мікроклімат	77
10.4.2 Склад повітря робочої зони.....	78
10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення	78
10.4.4 Штучне освітлення	79
10.4.5 Виробничий шум.....	80
10.4.6 Виробнича вібрація	80
10.5 Розрахунок захисного заземлення	81
10.6 Пожежна безпека	87
ВИСНОВКИ	91
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	94
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи.....	98
Додаток Б Технічне завдання МКР	99
ДОДАТОК В	105
ДОДАТОК Г.....	112
ДОДАТОК Д	119
ДОДАТОК Е	126
ДОДАТОК Ж	133

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Палій Олександр Олегович «Розвиток фрагменту електричних мереж із дослідженням втрат електроенергії». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2021. 96 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 27 назв; рис.: 18; табл. 21.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж. Проведено прогнозування електричних навантажень. Визначено оптимальну схему електричної мережі, проведено розрахунок усталених режимів, а також виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. Досліджено питання аналізу втрат електроенергії. У розділі охорони праці проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує розподільні установки.

Ключові слова: електрична мережа, режим роботи, втрати електроенергії, відкрита розподільна установка, витрати, силовий трансформатор, блискавкозахист, заземлення.

ABSTRACT

УДК 621.311.1

Paliy Oleksandr «Development of a fragment of electrical networks with the study of electricity losses». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2021. 96 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 27 titles; fig.: 18; tabl. 21.

In the master's qualification work the modeling of the development of a fragment of electric networks is carried out. Forecasting of electric loads is carried out. The optimal scheme of the electric network is determined, the steady-state regime is calculated, and the calculation of lightning protection and earthing device of the 110 kV VRU is performed. The question of the analysis of losses of the electric power is investigated. In the section of labor protection the analysis of the dangerous and harmful factors influencing the personnel operating distribution systems is carried out.

Keywords: electrical network, operating mode, power losses, open switchgear, costs, power transformer, lightning protection, grounding.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

РУ – розподільна установка;

РПН – пристрій регулювання напруги під навантаженням;

ПС – електрична підстанція.

ВСТУП

В теперішній час майже повсюди спостерігається зростання абсолютних і відносних втрат електроенергії в електромережах. За даними Мінпаливенерго технологічні витрати на транспортування електроенергії (технічні і комерційні складові втрат) в електричних мережах України складають 19,11% загального товарного відпуску. В окремих областях України втрати електроенергії досягають 30 %.[1]

У структурі втрат по елементах систем електропостачання основна частина втрат приходить на лінії електропередач (в окремих випадках до 65%).

Втрати в трансформаторах складають близько 30 % сумарних втрат у мережі даної ступені напруги, причому біля половини з них – втрати в сталі. Втрати в інших елементах мережі (у реакторах, компенсуючих пристроях, вимірювальних приладах, трансформаторів струму і напруги) незначні і можуть бути оцінені в межах 3–5 % сумарних втрат. Втрати включають також електроенергію, що витрачається на власні потреби підстанцій. Приблизно 1/4 загальних втрат складають втрати, що практично не залежать від навантаження, так звані умовно-постійні, і 3/4 – умовно-змінні.[2]

Технічному аналізу піддається тільки частина загальних втрат, що називається технічними втратами; інша – приблизно 10 %, так звані комерційні втрати, – зв'язана з недосконалістю системи обліку електроенергії.[3,4]

Найбільш поширеним напрямом економії електроенергії є зниження втрат електроенергії в елементах системи електропостачання: у силових трансформаторах всіх ступенів напруги, у лініях електричної мережі, у реакторах, в компенсувальних установках реактивної потужності.

Виходячи із цього **актуальною науково-прикладною задачею** є проведення аналізу методів та засобів зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання розподільних мереж для підвищення ефективності електропостачання.

Метою даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідження втрат електроенергії.

Задачі дипломної роботи. Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

- аналіз втрат електроенергії;
- проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено розрахунок та аналіз режимів оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує елементи ВРУ.

Об'єктом дослідження є фрагмент електричних мереж.

Предметом дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110». [22]

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспектив використання існуючих засобів та методів для зменшення втрат електроенергії.

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

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

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

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

Підставляючи вхідні дані з таблиці 1 завдання в систему (1.3) отримуємо:

$$P'_{\max} = 0,94T - 1797,7.$$

Виористовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику з коефіцієнтами (рис 1.1).

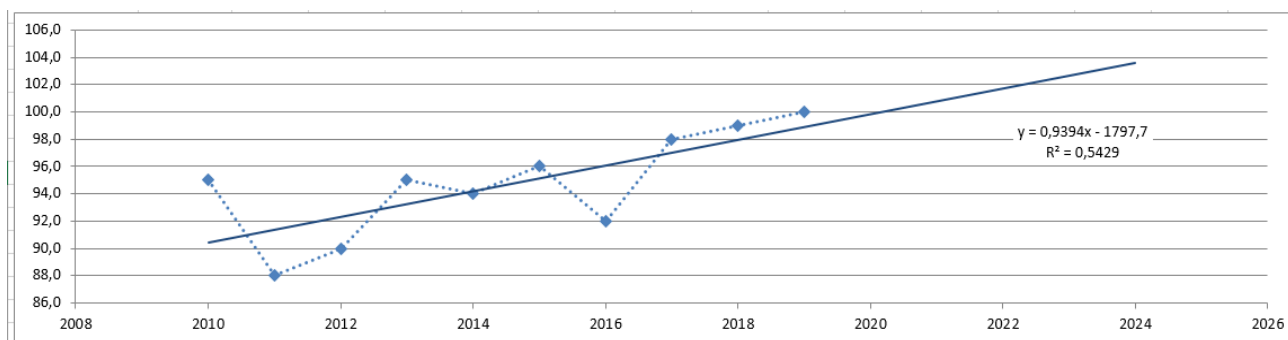


Рисунок 1.1 – Графіки заданої із таблиць $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 103,6%. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму вхідної мережі

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

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання використовується у економічних режимах, або наближених. Проведена перевірка відповідності струмових навантажень ЛЕП та трансформаторів, в результаті приймається висновок що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або наближених (таблиця 1.1.)

Таблиця 1.1– Порівняння струмових навантажень проводів ЛЕП

Вітки	12-701	701-703	703-702	702-704	704-7
Марка проводу	АС-240	АС-240	АС-240	АС-240	АС-240
Допустимий струм, А	450	450	450	450	450
Розрах. струм, А	24,7	24,023	21,3	19,67	25,79

У районі, де планується розвиток електромереж, лінії вхідної мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам при відповідних рівнях напруг у вузлах (таблиця 1.2)

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	12	103	7
Напруга вузла,кВ	111,6	109,9	110,3

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

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

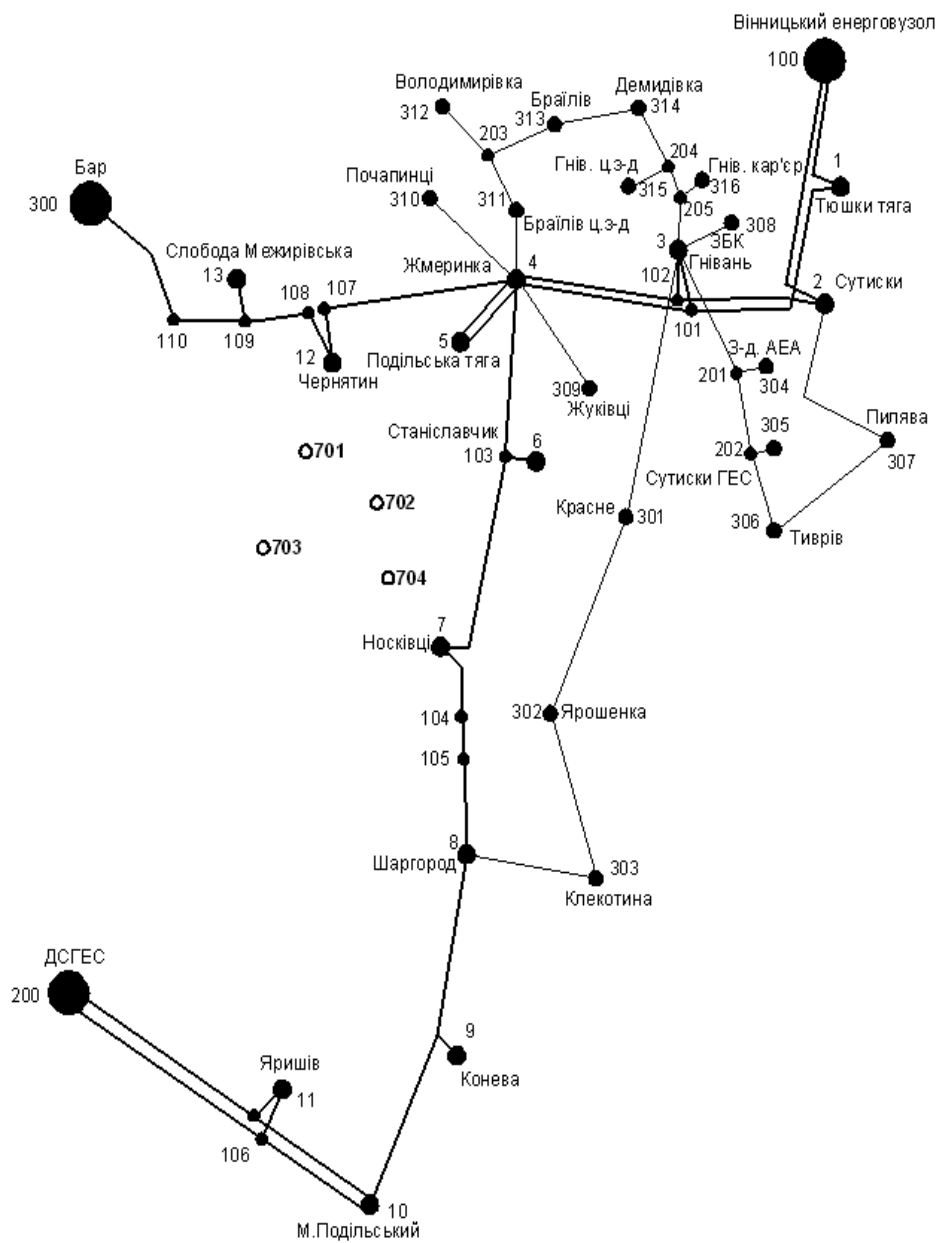


Рисунок 1.2 – Граф існуючої схеми із нанесеними новими вузлами

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Вибір методу визначення оптимальної схеми

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

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для вирішення задач в таких умовах без попереднього спрощення не буде можливо.

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

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

Що ж до використання СМ для розв'язання лінійної оптимізаційної задачі – задачі вибору оптимальної схеми ЕМ, то варто зауважити, що:

1. Факторами, тобто змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.3) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.3) – для ЕМ – це коефіцієнти І-ої матриці сполучень. У нашому випадку коефіцієнти a_{ij} можуть набувати лише трьох значень: +1, -1 та 0;
4. Коефіцієнти c_i системи (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими затратами для транспортування потужності лініями, а по суті це коефіцієнт b'_i з функції мети;
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя не відповідає канонам СМ. Тому потужності в лініях, які відносяться до хорд максимального графу, мають бути замінені двома змінними, одна з яких обов'язково набуде нульового значення.

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

Вітки	Орієнтована потужність P, що передається по ЛЕП МВт	Коефіцієнт а, тис.грн	Коефіцієнт b грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
12-701	3,5	3625,8	0,613	3687,1
7-704	3,5	3625,8	0,613	3687,1
109-701	3,5	5438,6	0,920	5530,6
701-702	3,5	3927,9	0,664	3994,3
103-702	3,5	5740,8	0,971	5837,9
701-703	3,5	4230,1	0,715	4301,6
702-704	3,5	3021,5	0,511	3072,6
702-703	3,5	4230,1	0,715	4301,6

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція) тис.грн	Коефіцієнт a_1 , тис.грн	Коефіцієнт b_1 грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція) тис.грн
12-701	3665,8	3625,8	4,958	3665,8
7-704	3665,8	3625,8	4,958	3665,8
109-701	5498,8	5438,6	7,438	5498,8
701-702	3971,3	3927,9	5,372	3771
103-702	5804,3	5740,8	7,851	5804,3
701-703	4276,8	4230,1	5,785	4276,8
702-704	3054,9	3021,5	4,132	3054,9
702-703	4276,8	4230,1	5,785	4276,8

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

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція) тис.грн	Коефіцієнт c , тис.грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція) тис.грн
12-701	3665,8	453,4	3665,8
7-704	3665,8	453,4	3665,8
109-701	5498,8	680,1	5498,8
103-702	5804,3	717,9	5804,3
701-702	3971,3	491,2	3971,3
701-703	4276,8	529	4276,8
702-704	3054,9	377,8	3054,9
702-703	4276,8	529	4276,8

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рисунку

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	12-701	7-704	109-701	103-702	701-702	702-701	701-703	703-701	702-704	704-702	702-703	703-702	0-0	0-0			
701	1	0	1	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	8,60	8,60
702	0	0	0	1	1	-1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	-7,10	-7,10
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	0	0	4,97	4,97
704	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	2,59	2,59
Коефіцієнти цільової функції	626,852	626,852	940,279	992,516	679,090	679,090	731,328	731,328	522,377	522,377	731,328	731,328	0,000	0,000			0,000
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																	0,000

Рисунок 2.2 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця).

Скориставшись у Microsoft office Excel надстройкою «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рисунку 2.3:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	12-701	7-704	109-701	103-702	701-702	702-701	701-703	703-701	702-704	704-702	702-703	703-702	0-0	0-0			
701	1	0	1	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,60	0,00	
702	0	0	0	1	1	-1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	-7,10	0,00	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	0	4,97	0,00	
704	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	2,59	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	426,749	7778,735	940,279	992,516	679,090	679,090	731,328	731,328	1422,945	522,377	853,823	731,328	0,000	0,000		14568,571	
Потужності ЛЕП	8,602585	0,466129	0	0	0	0	0	0	2,125011	0	4,974989	0	0	0			
Постійні складові витрат	3625,759	3625,759	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3021,466	0,000	4230,052	0,000	0,000	0,000		14503,036	
Змінні складові витрат	45,385	0,133	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,308	0,000	17,709	0,000	0,000	0,000		65,535	
Дисконтговані витрати, тис. грн																	14568,571

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel .

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків по лініях, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок :

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	12-701	7-704	109-701	103-702	701-702	702-701	701-703	703-701	702-704	704-702	702-703	703-702	0-0	0-0			
701	1	0	1	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,60	0,00	
702	0	0	0	1	1	-1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	-7,10	0,00	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	0	4,97	0,00	
704	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	2,59	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	405,371	626,852	940,279	992,516	679,090	679,090	9075,191	731,328	1167,400	522,377	941,391	731,328	0,000	0,000		15175,899	
Потужності ЛЕП	9,068714	0	0	0	0	0	0,466129	0	2,59114	0	4,50886	0	0	0			
Постійні складові витрат	3625,759	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4230,052	0,000	3021,466	0,000	4230,052	0,000	0,000	0,000		15107,329	
Змінні складові витрат	50,437	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,155	0,000	3,431	0,000	14,546	0,000	0,000	0,000		68,570	
Дисконтговані витрати, тис. грн																	15175,899

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях.

Було отримано розрахунок з найменшим значенням витрат рис. 2.5:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	12-701	7-704	109-701	103-702	701-702	702-701	701-703	703-701	702-704	704-702	702-703	703-702	0-0	0-0			
701	1	0	1	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,60	0,00	
702	0	0	0	1	1	-1	0	0	-1	1	-1	1	0	0	-7,10	0,00	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	0	4,97	0,00	
704	0	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	2,59	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	405,371	626,852	940,279	992,516	679,090	679,090	9075,191	731,328	1167,400	522,377	941,391	731,328	0,000	0,000		10376,566	
Потужності ЛЕП	6,477574	2,59114	0	0	0	0	2,125011	0	0	0	4,974989	0	0	0			
Постійні складові витрат	3625,759	3625,759	0,000	0,000	0,000	3927,906	0,000	0,000	0,000	0,000	4230,052	0,000	0,000	0,000		15409,476	
Змінні складові витрат	25,733	4,118	0,000	0,000	0,000	3,000	0,000	0,000	0,000	0,000	17,709	0,000	0,000	0,000		50,559	
Дисконтговані витрати, тис. грн																	15460,035

Рисунок 2.5 – Третя ітерація пошуку рішення.

При повторному уточненні коефіцієнтів цільової функції ми отримуємо попередню схему. Отже, на рисунку 2.6 була отримана оптимальна схема ЕМ так як уній найменше значення витрат.

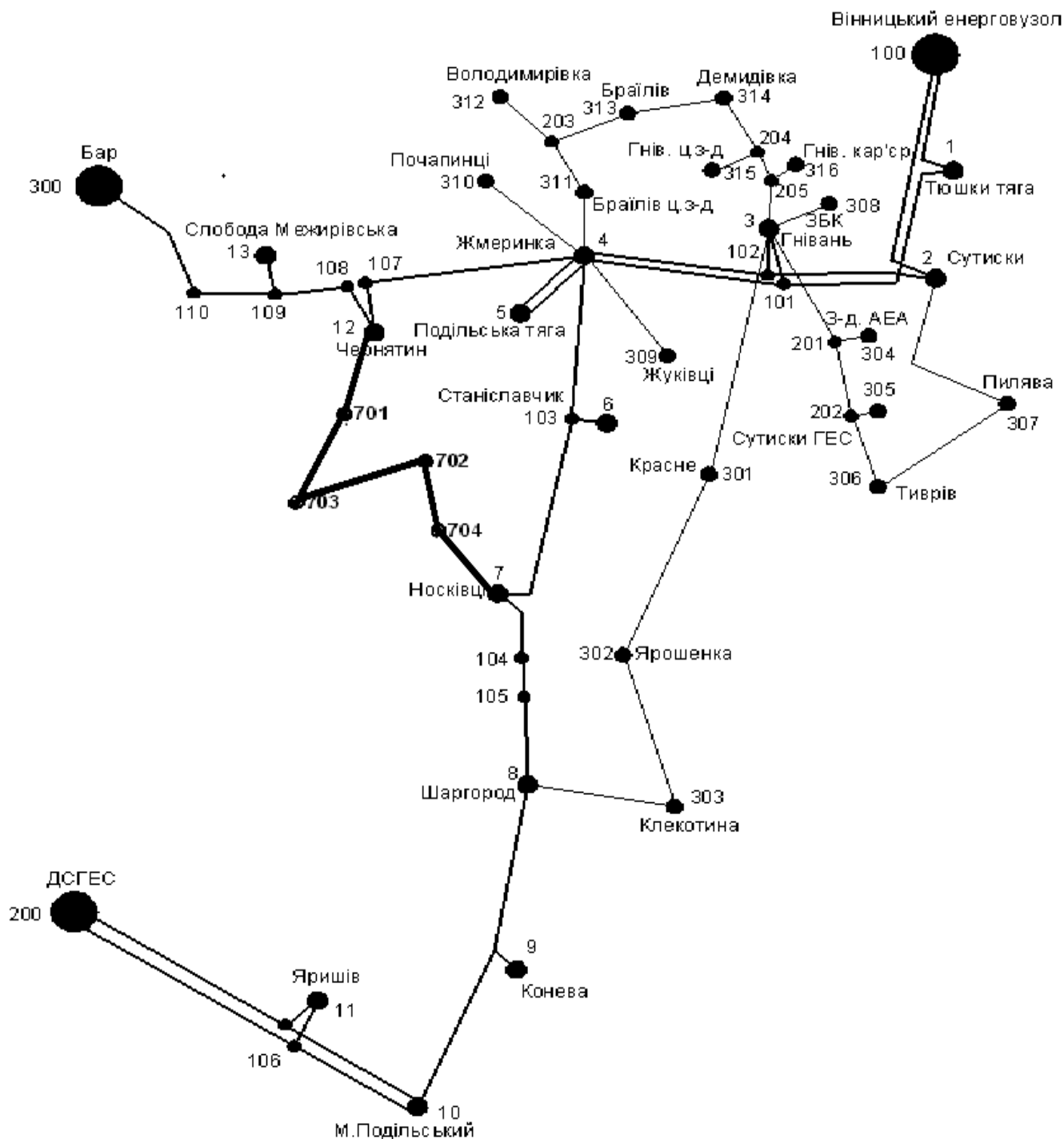


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку Симплекс-методом.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОСЛІДОВНОСТІ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

3.1 Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі

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

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

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

Тому для вирішення задач оптимізації в електроенергетиці поруч із методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується також метод динамічного програмування.

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

3.2 Вибір 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 701, 702, 703, 704). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 2 та 7 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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

$E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року.

T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

Для розв'язування необхідних задач (3.1) можна використовувати методи нелінійного програмування, одним із них є метод динамічного програмування.

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

На першому етапі при переході від першого року до останнього визначають умовно оптимальну схему електромережі. Кожен крок вибирають таким, щоб загальні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальні:

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

Тобто, витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації проекту. Таким чином такий варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Однак, оскільки на перших роках не відомо, якими будуть варіанти для прийдешнього року, то отриманий розв'язок є не точним і вимагає корекції.

На другому етапі при переході від останнього року до початкового уточнюють параметри електромережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (3.3).

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

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року.

Перший крок. За два роки потрібно забезпечити електропостачання нових споживачів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги будувати більше ніж 35 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку не можливо виконати

будівництво усіх нових ліній, тому під час другого року необхідно добудувати інші.

Варіант №4

1- ий рік – будуємо одноланцюгову лінію від вузла 12 до вузла 701, далі 7 і 704.

Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

2- ий рік – можемо добудувати одноланцюгову лінію 701-703 також 703-702 і одноланцюгову лінію 702-704. Результати розрахунків приведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року.

Варіант	ЛЕП	L _i , км	L _Σ , км	P _i , мВт	V _i , тис.грн	V _Σ , тис.грн	V, тис.грн
1	12-701	7,2	22,8	13,58	3738,85	11616,5	13475,2
	701-703	8,4		4,97	4247,76		
	7-704	7,2		2,59	3629,91		
2	12-701	7,2	24	6,48	3654,51	12150,9	14095
	701-703	8,4		2,12	4233,31		
	703-702	8,4		7,09	4266,04		
3	7-704	7,2	21,6	0,46	3625,93	10897,5	12641,1
	704-702	6		2,13	3023,82		
	702-703	8,4		4,97	4247,76		
4	12-701	7,2	14,4	8,6	3671,14	7301,05	8469,22
	7-704	7,2		2,59	3629,91		
5	12-701	7,2	15,6	13,28	3733,91	7981,67	9258,74
	701-703	8,4		4,97	4247,76		

Таблиця 3.2 -Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року.

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	V_t , тис.грн
2,1	703-702	8,4	14,4	0,47	4230,26	7281,04	7281,04
	702-704	6		7,57	3050,78		
2,2	7-704	7,2	13,2	4,98	3641	6691,79	6691,79
	704-702	6		7,57	3050,78		
2,3	12-701	7,2	15,2	14,04	3746,64	7997,89	7997,89
	701-703	8,4		5,44	4251,26		
2,4	701-703	8,4	22,8	5,44	4251,26	11532,3	11532,3
	703-702	8,4		0,47	4230,26		
	702-704	6		7,57	3050,78		
2,5	7-704	7,2	21,6	4,98	3641	10922	10922
	704-702	6		7,57	3050,78		
	702-703	8,4		0,47	4230,26		

3.3 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі, визначають умовно оптимальний варіант розв'язку. Цей процес здійснюється шляхом уточнення перетоків по ЛЕП. Такий процес називається зворотнім ходом динамічного програмування.

Оскільки для всіх варіантів, приєднання нових споживачів призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл 3.3. Значення перетоків потужності були взяті із програмного комплексу «Втрати-110», що приведені у додатках.

Таблиця 3.3 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L _i , км	L _Σ , км	P _i , мВт	В _{ізх} , тис.грн	В _{Σзх} , тис.грн	В _{зх}
4	12-701	7,2	14,4	8,6	3671,14	7301,05	8469,22
	7-704	7,2		2,59	3629,91		
2,4	701-703	8,4	22,8	5,44	4251,26	11532,3	11532,3
	703-702	8,4		0,47	4230,26		
	702-704	6		7,57	3050,78		
						В _{зх} Σ	20001,52

Після уточнення, витрати зменшилися до сумарних витрат 20001,52 тис.грн, отже він і залишається оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема розвитку приведена на рис 3.1.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії надійності, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

На схемі показано суцільною лінією, ділянки які будуються у перший рік, а штрих-пунктирною ділянки, які мають побудувати за другий рік розвитку.

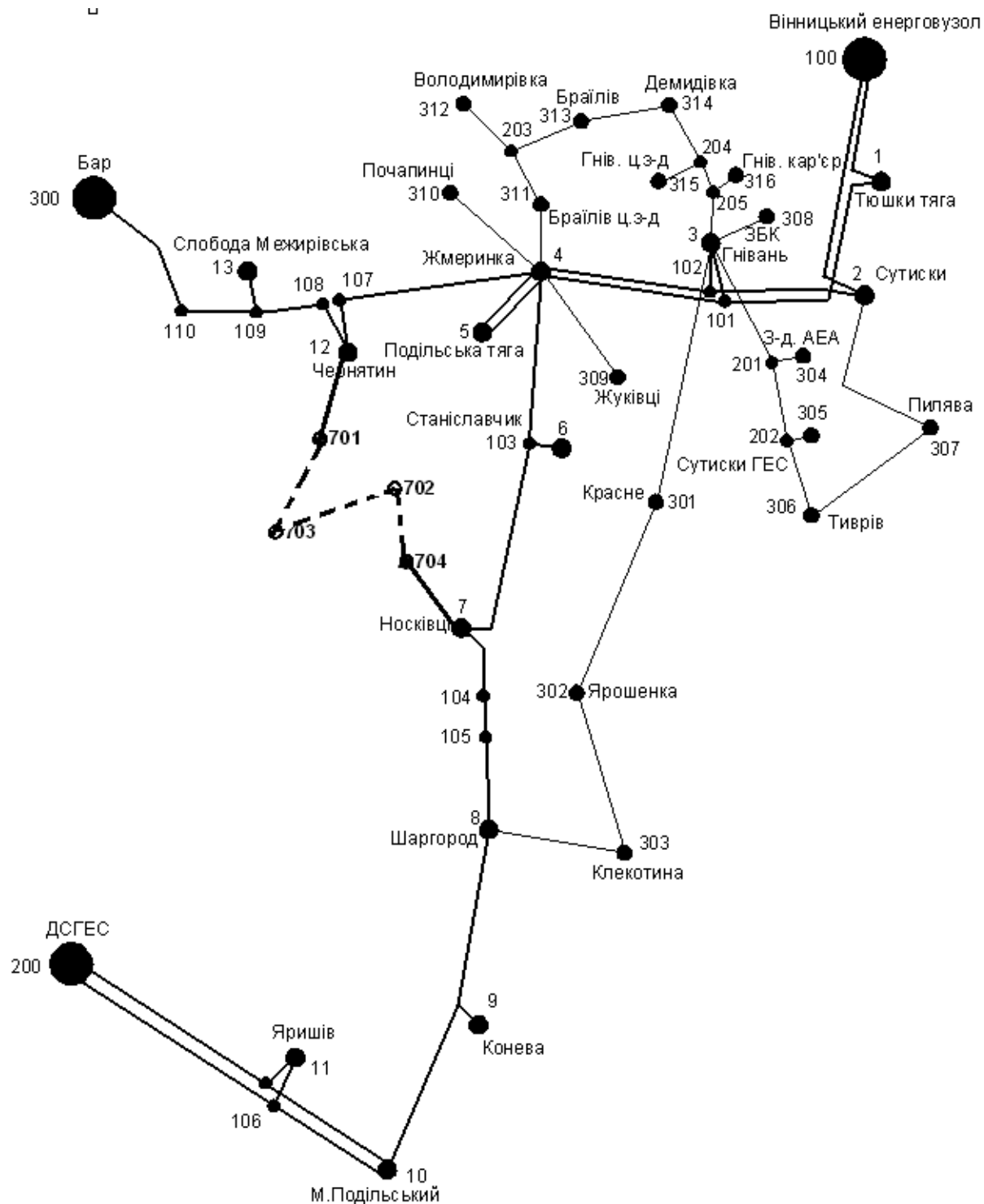


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема за методом динамічного програмування

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ

4.1 Вибір силових трансформаторів

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження нових підстанцій існують споживачі 1-ої категорії по надійності, то кількість встановлюваних силових трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електропостачання споживачів 2-ої та 3-ої категорії по надійності, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в цьому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого силового трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні маловірогідно.

Вибір силових трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

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

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_{ТНОМ} \geq 9,66/1,4 = 6,9$$

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

Також при виборі трансформаторів необхідно перевірити їх коефіцієнт резерву.

Коефіцієнт резерву розраховується за формулою:

$$K_{за} = \frac{S_{нав}}{n_m \cdot S_{ТН}} \leq 0,7 - 0,9 \quad (4.2)$$

$S_{ТН}$ – номінальна потужність силового трансформатора;

Для вузла 701 цей коефіцієнт буде рівний:

$$k_{за} = S_{нав} / (S_{ТН} \cdot n_m) = 9,66 / (10 \cdot (2)) = 0,483 \leq 0,7 - 0,9$$

Вибір трансформаторів на інших нових підстанціях виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

У вузлах 701, 702 та 704 також встановлюємо два силових трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$ обмоток кВ		u_k %	ΔP_k	ΔP_x	I_x	R	X	ΔQ	Межі регулювання
			ВН	НН								
701	ТДН-10000/110	10	110	10	10,5	60	14	0,7	7,67	138,8	4,41	$\pm 9 \times 1,78\%$
702	ТМН-6300/110	10	110	10	10,5	60	14	0,7	14,7	220,4	2,82	$\pm 9 \times 1,78\%$
703	ТМН-6300/110	10	110	10	10,5	60	14	0,7	14,7	220,4	2,82	$\pm 9 \times 1,78\%$
704	ТМН-2500/110	10	110	10	10,5	60	14	0,7	42,6	508,2	1,25	$\pm 9 \times 1,78\%$

4.2 Визначення конструктивних перерізів ЛЕП

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

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

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1,3$, оскільки $4000 < T_{нб} < 5400$ годин.

$$I_n = (\sqrt{P^2 + Q^2}) / (\sqrt{3}/110) = (\sqrt{7.57^2 + 2.61^2}) / (\sqrt{3}/110) = 0.041$$

$$I_{розрп} = 1,05 * 1,3 * (0.041/1) * 1000 = 55.96$$

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

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

Таблиця 4.2 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	I _{роз} , А	I _Е , А	Марка проводу
12-701	8,6	118.7	125	АС-120/19
701-703	5,44	50.51	125	АС-120/19
703-702	0,47(СЕС)	16.38	125	АС-120/19
702-704	7,57	55.96	125	АС-120/19
7-704	2,59	36.86	125	АС-120/19

Згідно ПУЕ [8] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС-240/39, але допускається АС-120/19. Були проведені розрахунки у програмі «Втрати-110» після аварійного режиму (Додаток), з можливими виходом з ладу однієї з ліній, зокрема найбільш завантаженої 12-701, а також пошкодження віток

703-701, 704-702 та 7-704. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП Аварії на ЛЕП	12-701	701-703	703-702	702-704	7-704	І _{ПА.МАХ} , А	Марка проводу
12-701	0	53	83	56	70	83	АС-120/19
7-704	68	24	24	15	0	68	АС-120/19
703-702	81	30	0	36	25	81	АС-120/19
702-704	54	20	36	0	16	54	АС-120/19
701-703	106	0	25	25	10	106	АС-120/19

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19 для ЛЕП 703-701, так як він задовольняє вимогам і для економічного струму, і для післяаварійного.

РОЗДІЛ 5

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Під час вибору схеми електричної підстанції враховують число приєднань з врахуванням призначення, типу підстанції в електромережі енергосистеми.

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

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

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

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

- урахувувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності

функціонування і безпеки обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

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

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

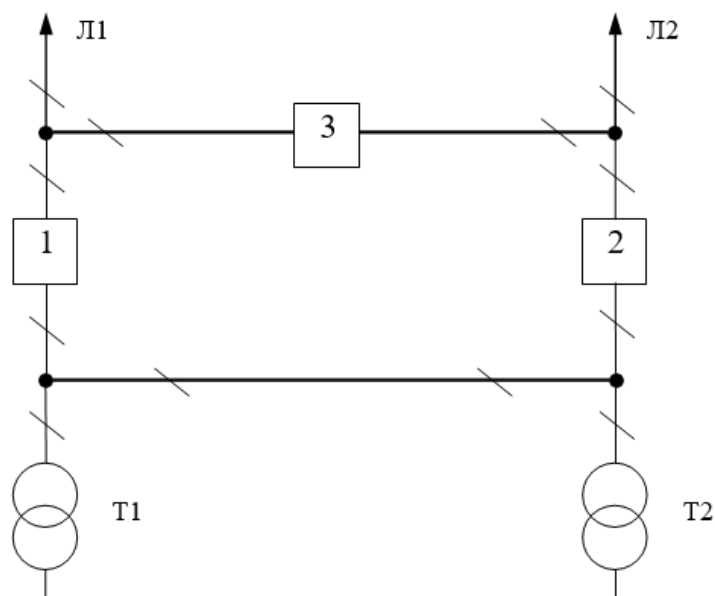


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704

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

5.2 Вибір схеми вузлової підстанції

Так як до підстанції (702) підходить ЛЕП від вузла 703 та 704, то для цього вузла пропонується варіант схеми розширеного містка з вимикачами в колах трансформаторів (рис 5.2);

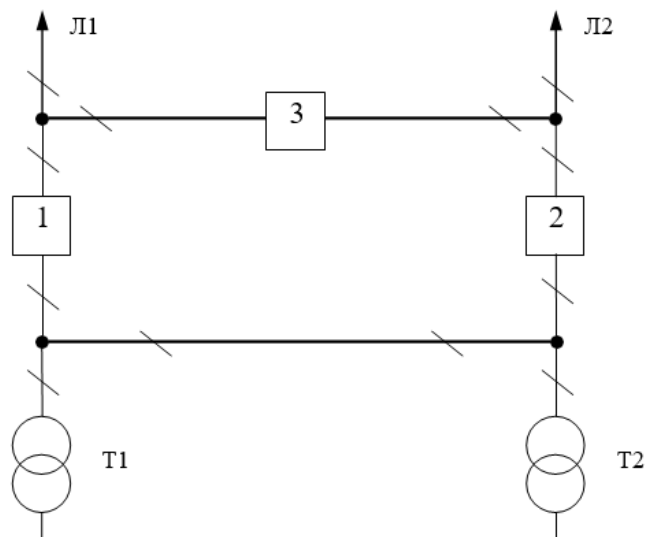


Рисунок 5.2 – Варіант схеми вузлової підстанції (вузол 720) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.(Л1-лінія 702-703; Л2-лінія 702-704)

5.3 Визначення укрупнених витрат для схем вузлової підстанції

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

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

де K – капіталовкладення на спорудження підстанції;

V – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

Z_6 – збиток від перерв електропостачання.

Укрупнені капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = \sum n_B \cdot C_0, \quad (5.2)$$

де n_B – кількість вузлів у схемі підстанції;

C_0 – вартість одного вузла зі встановленням;

Для схеми вузлової підстанції розширений місток необхідно встановити та приєднати такі типові вузли:

- приєднання 110кВ силового трансформатора з вимикачем – 2шт;
 - приєдн лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму – 2шт;
 - приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованим трансформаторами струму – 1шт;
 - приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1 фаза – 2шт.
- приєднання ремонтної перемички 110 кВ – 1шт.

У відповідності з (5.2) для варіантів підстанції (вузол 702) (рис.5.3)

маємо:

$$K = 1443,0,12 \cdot 2 + 3128,042 \cdot 2 + 3971,142 + 1148,947 \cdot 2 + 378,001 = 29632,19 \text{ (тис. грн.)}$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$B_{\text{АРО}} = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (5.3)$$

де P_a, P_o – відрахування на амортизацію і обслуговування (для силового електрообладнання і розподільчих пристроїв до 150 кВ: $P_a=18\%$, $P_o=3\%$).

У відповідності з (5.3) для варіантів схеми вузлової підстанції (вузол 702) маємо:

$$B_{\text{АРО}} = (18 + 3/100) * 29632,19 = 6222,76 \text{ (тис.грн.)}$$

У відповідності з (5.1) щорічні приведені витрати без врахування недовідпуску для варіантів схеми підстанції вузла 12:

$$Z_1 = 0,12 * 29632,19 + 6222,76 = 9778,62 \text{ (тис.грн.)}$$

5.4 Оцінювання надійності схеми вузлової підстанції

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

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_1 (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_r (год.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для одного варіанту схеми вузлової підстанції (вузол 12) (рис.5.3).

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

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

$$K_0 = 1 - 4 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0,9316$$

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: $\omega_{1,2} = 0,0226 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 3,8 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

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

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності варіанту схеми вузлової підстанції

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	$W_{л} * K_{о}$	$W_{т} * K_{о}$	$W_{л} * K_{р}$	$W_{т} * K_{р}$	Недовідпуск ЕЕ
G2,G1, W2,W1	1	7.1	1	0	4	0	0.0355
G1,W1, D(W2,G2)	1	3.55	1	0	1	0	0.0071
G2,W2, D(W1,G1)	1	3.55	1	0	1	0	0.0071
D(W1,G1), D(W2,G2)	5.2	0	1	0	0	0	0
G1	5.2	3.55	1	0	0	0	0.01846
G2	5.2	3.55	1	0	0	0	0.01846
G1,W1, D(W2, G2)	5.2	3.55	0	0	2	0	0.03692
G1,W1, D(W2, G2)	5.2	3.55	0	0	2	0	0.03692
G2, G1, D(W1,W2)	5.2	7.1	0	0	2	0	0.07384
Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ кВт*год							0,2343
Вартість недовідпущеної ЕЕ грн/кВт*год							85
Збиток від недовідпущеної ЕЕ тис.грн							19,9155

$$Z_1 = 0.12 * 29732,19 + 6222,76 + 19,9155 = 9810,54 (\text{тис.грн.});$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів для двох варіантів є незначним. Таким чином виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 703) обираємо варіант схеми (рисунок 5.4) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

РОЗДІЛ 6

БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 701, 702, 703, 704 записуємо так:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 16,17 + 0,05 \cdot 16,17 = 15,3615 \text{ (МВт)},$$

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

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

$\Delta P_{\text{М}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ - втрати активної потужності в лініях і трансформаторах

приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$;

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

Повна потужність генерування:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}; \quad (6.2)$$

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

$$S_{\Gamma} = 15,3615 / 0,95 = 16,17 (\text{МВА}).$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{S_{\Gamma}^2 - P_{\Gamma}^2}; \quad (6.3)$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{(16,17^2 - 15,3615^2)} = 5,049 (\text{МВАр}).$$

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

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

$$Q_{\text{СП}} = 8,056 (\text{МВАр});$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

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

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 8,056 = 0,8056 (\text{МВАр});$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 12-701.

$$Q_{\text{ЛЕП12-701}} = 112,45^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 7,2) = 0,24 (\text{МВАр}).$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,2449 + 0,2845 + 0,2031 + 0,2837 + 0,2429 = 1,26 (\text{МВАр}).$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 8,056 + 0,8056 - 5,049 - 1,2592 = 2,55$$

Зіставивши сумарну потужність споживачів 8,056 МВАр із потужністю, що надходить від джерел постачання 5,049 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-2700-450 УЗ на 2,7 МВАр у вузлі з найменшою напругою, а саме у 701.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

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

7.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних

Для введення або редагування інформації про вузли електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вузли" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вузли".

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У відповідних полях необхідно увести “N вузла”, “Назва вузла”, “ U_n , кВ”, “ P_n , МВт”, “ Q_n , МВАр”.

Після закінчення редагування інформації про вузли необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо у початкові дані вносились зміни, то здійснюється перевірка введених значень і за відсутності

помилки здійснюється вихід з режиму редагування. Після введення за зазначеним вище алгоритмом інформації для всіх вузлів електричної мережі був отриманий файл вхідних даних. Інформація про вузли з файла вхідних даних представлена в додатку.

Для введення або редагування інформації про вітки електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вітки" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вітки".

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У поля "Нпочат" та "Нкінця" вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі "Тип" задається тип вітки. Якщо задано тип вітки "Одноланцюгова ЛЕП" або "Дволанцюгова ЛЕП", то у полі "Ун/Марка" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати марку проводу із доступного переліку, а у полі "L, км" ввести довжину лінії.

Якщо задана трансформаторна вітка, то у полі "Тип трансформатора" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати тип трансформатора із доступного переліку. Для закінчення введення чи редагування інформації про вітки необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

За наведеною схемою була введена інформація для всіх наявних віток електричної мережі. Інформація про вітки з файла вхідних даних представлена в додатку.

7.2 Виконання розрахунків

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

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

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

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

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

7.3 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно програма рахує і усталений режим електричної мережі –

видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку. Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку представлені в додатку .

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

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 1,688 МВт або 1,9% від потужності генерації.

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

7.4 Регулювання напруги у мережі

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

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

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	112,45	109,39	115,75
702	112,18	109,46	116,55
703	112,22	109,39	116,06
704	112,06	109,41	116,81

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	10,45	10,36	10,77
702	10,75	10,49	11,17
703	10,42	10,35	10,8
704	10,85	10,82	11,34

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

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

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

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 трансформаторі, приведені до сторони ВН

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

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

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

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

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

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

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

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде

дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{тд}$ за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЭОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 701

$$\Delta U = (8.6 * (7.95/2) + 4.41 * (139/2)) / 112.53 = 3.027$$

За (8.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_t = (112.53 - 3.027) / 10.5 = 10.428$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{т301д} = 10,455$, що відповідає десятій відпайці.

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

$$U_{нн} = (112.53 - 3.027) / 10.455 = 10.474$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{т5}$	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер Підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Но-мер від-пайки	Дійсний коефіцієнт трансформації
701	3,027	10,42	10,47	9	10,455
702	0,464	10,74	10,47	7	10,768
703	3,091	10,4	10,45	9	10,455
704	3,322	10,37	10,42	7	10,455

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704(додаток). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ

РОЗДІЛ 8

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

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

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

де C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації

електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

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

На I році:

- будівництво ліній електропередач: 12-701, 7-704;
- реконструкція ПС 7 та 12;
- будівництво ПС в пунктах 701 та 704.

На II році:

- будівництво ліній електропередач: 701-703, 703-702, і 702-704;
- будівництво ПС у пунктах 701, 702, 703, 704.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі для всіх вузлів вказані нижче.

Таблиця 8.1 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 12)::

Вузли ВРУ 110кВ									
Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130		
Приєдн лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205	2	
Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125	1	
Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1 фаза	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72	1	
Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125		
	486,294	9221,993	399,94	263,197	4,742	10376,16	607		
	Загальна кошторисна вартість						10376,16		

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

Вузол п-ст	Будів роб	Обладн	Інші витр	Проект ро	Експертиз	Загальна	Площа	Кіль-сть
тр-тор 110/10 16МВА	300,941	11283,19	367,28	300,992	2,458	12254,86	105	
тр-тор 110/10 10МВА	301,266	8675,065	286,861	236,904	2,014	9502,111	95	2
тр-тор 110/10 6,3МВА	258,744	6749,468	225,686	185,899	1,715	7421,511	95	
	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,22	190	
Вузли ВРУ 110кВ								
Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130	2
	87,512	2613,394	110,57	72,41	2,138	2886,024	260	
Приєдн лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205	2
	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410	
Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125	1
	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125	
Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1 фаза	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72	
	76,152	2044,102	117,386	58,22	2,088	2297,948	144	2
Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125	
	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125	1
	665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,16	1064	
						Загальна кошторисна вартість	33793,39	
Вузли обладнання 10кВ								
Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	38,616	440,957	11,905	12,919	1	505,397	6,9	2
	77,232	881,914	23,81	25,838	2	1010,794	13,8	
Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9	1
	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9	
Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9	1
	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9	
Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359	6,9	8
	308,928	2759,816	74,512	83,616	8	3234,872	55,2	
Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	38,616	137,868	6,422	5,238	1	189,144	6,9	4
	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6	
Камери з іншим обладнанням 10 кВ	38,616	154,616	6,052	5,092	1	205,376	4,5	2
	77,232	309,232	12,104	10,184	2	410,752	9	
	695,088	5218,987	155,438	162,176	18	6249,688	119,4	
Трансформатор власних потреб зовнішнього устаткування потужністю, кВ·А:								
250кВА	27,244	503,94	23,946	14,496	2	571,626	32	
	13,622	251,97	11,973	7,248	1	285,813	16	2
100кВА	13,622	231,662	11,708	6,737	1	264,729	10	0
Заземлювальний реактор 10 кВ	54,09	796,165	39,576	23,426	1,013	914,27	26	2
	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52	
	135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84	

ЗПК								
Панелі ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	240,523	762,182	44,319	30,428	1,044	1078,496	48	2
	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96	
Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	137,441	824,626	42,955	27,682	1,032	1033,736	24	2
	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48	
Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24	1
	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24	
Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12	1
	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12	
Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24	1
	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24	
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	68,721	412,888	21,485	13,855	1	517,95	12	
	0	0	0	0	0	0	0	
Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12	1
	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12	
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36	1
	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36	
Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 і 35 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
	1296,994	5874,77	300,057	207,699	9,186	7688,705	252	
Загальна кошторисна вартість						50131,94		

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704):

Вузол п-ст	Будів роб	Обладн	Інші витр	Проект ро	Експертиз	Загальна	Площа	Кіль-сть
тр-тор 110/10 16МВА	300,941	11283,19	367,28	300,992	2,458	12254,86	105	
тр-тор 110/10 10МВА	301,266	8675,065	286,861	236,904	2,014	9502,111	95	
тр-тор 110/10 6,3МВА	258,744	6749,468	225,686	185,899	1,715	7421,511	95	2
	517,488	13498,94	451,372	371,798	3,43	14843,02	190	
Вузли ВРУ 110кВ								
Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130	2
	87,512	2613,394	110,57	72,41	2,138	2886,024	260	
Приєдн лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205	2
	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410	
Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованим трансформаторами струму	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125	1
	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125	
Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1 фаза	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72	
	76,152	2044,102	117,386	58,22	2,088	2297,948	144	2
Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125	
	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125	1
	665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,16	1064	
	Загальна кошторисни вартість 110кВ					29632,19		
Вузли обладнання 10кВ								
Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	38,616	440,957	11,905	12,919	1	505,397	6,9	2
	77,232	881,914	23,81	25,838	2	1010,794	13,8	
Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9	1
	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9	
Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9	1
	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9	
Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359	6,9	3
	115,848	1034,931	27,942	31,356	3	1213,077	20,7	
Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	38,616	137,868	6,422	5,238	1	189,144	6,9	3
	115,848	413,604	19,266	15,714	3	567,432	20,7	
Камери з іншим обладнанням 10 кВ	38,616	154,616	6,052	5,092	1	205,376	4,5	2
	77,232	309,232	12,104	10,184	2	410,752	9	
	463,392	3356,234	102,446	104,678	12	4038,749	78	
Трансформатор власних потреб зовнішнього устаткування потужністю, кВ·А:								
250кВА	27,244	503,94	23,946	14,496	2	571,626	32	
	13,622	251,97	11,973	7,248	1	285,813	16	2
100кВА	13,622	231,662	11,708	6,737	1	264,729	10	0
Заземлювальний реактор 10 кВ	54,09	796,165	39,576	23,426	1,013	914,27	26	2
	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52	
	135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84	

ЗПК									
Панелі ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	240,523	762,182	44,319	30,428	1,044	1078,496	48	2	
	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96		
Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	137,441	824,626	42,955	27,682	1,032	1033,736	24	2	
	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48		
Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24	1	
	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24		
Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12	1	
	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12		
Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24	1	
	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24		
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	68,721	412,888	21,485	13,855	1	517,95	12		
	0	0	0	0	0	0	0		
Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12	1	
	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12		
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36	1	
	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36		
Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 і 35 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)	1296,994	5874,77	300,057	207,699	9,186	7688,705		252	
Загальна кошторисна вартість							43759,81		

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

Вузол п-ст	Будів роб	Обладн	Інші витр	Проект ро	Експертиз	Загальна і	Площа	Кіль-сть
тр-тор 110/10 16МВА	300,941	11283,19	367,28	300,992	2,458	12254,86	105	
тр-тор 110/10 10МВА	301,266	8675,065	286,861	236,904	2,014	9502,111	95	
тр-тор 110/10 6,3МВА	258,744	6749,468	225,686	185,899	1,715	7421,511	95	2
	517,488	13498,94	451,372	371,798	3,43	14843,02	190	
Вузли ВРУ 110кВ								
Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130	2
	87,512	2613,394	110,57	72,41	2,138	2886,024	260	
Приєдн лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205	2
	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410	
Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125	1
	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125	
Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1 фаза	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72	
	76,152	2044,102	117,386	58,22	2,088	2297,948	144	2
Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125	
	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125	1
	665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,16	1064	
Загальна кошторисна вартість 110кВ						29632,19		
Вузли обладнання 10кВ								
Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	38,616	440,957	11,905	12,919	1	505,397	6,9	2
	77,232	881,914	23,81	25,838	2	1010,794	13,8	
Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9	2
	77,232	843,442	22,728	24,848	2	970,248	13,8	
Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9	1
	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9	
Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359	6,9	6
	231,696	2069,862	55,884	62,712	6	2426,154	41,4	
Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	38,616	137,868	6,422	5,238	1	189,144	6,9	4
	154,464	551,472	25,688	20,952	4	756,576	27,6	
Камери з іншим обладнанням 10 кВ	38,616	154,616	6,052	5,092	1	205,376	4,5	2
	77,232	309,232	12,104	10,184	2	410,752	9	
	656,472	4950,754	148,174	153,696	17	5926,094	112,5	
Трансформатор власних потреб зовнішнього устаткування потужністю, кВ·А:								
250кВА	27,244	503,94	23,946	14,496	2	571,626	32	
100кВА	13,622	251,97	11,973	7,248	1	285,813	16	2
	13,622	231,662	11,708	6,737	1	264,729	10	0
Заземлювальний реактор 10 кВ	54,09	796,165	39,576	23,426	1,013	914,27	26	0
	0	0	0	0	0	0	0	
	27,244	503,94	23,946	14,496	2	571,626	32	

ЗПК									
Панелі ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)		240,523	762,182	44,319	30,428	1,044	1078,496	48	2
		481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96	
Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)		137,441	824,626	42,955	27,682	1,032	1033,736	24	2
		274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48	
Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)		68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24	1
		68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24	
Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)		68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12	1
		68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12	
Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)		137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24	1
		137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24	
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)		68,721	412,888	21,485	13,855	1	517,95	12	
		0	0	0	0	0	0	0	
Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)		66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12	1
		66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12	
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)		199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36	1
		199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36	
Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 і 35 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)		1296,994	5874,77	300,057	207,699	9,186	7688,705	252	
							43818,61		

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703):

Вузол п-ст	Будів роб	Обладн	Інші витре	Проект ро	Експертиз	Загальна	Площа	Кіль-сть
тр-тор 110/10 16МВА	300,941	11283,19	367,28	300,992	2,458	12254,86	105	
тр-тор 110/10 10МВА	301,266	8675,065	286,861	236,904	2,014	9502,111	95	
тр-тор 110/10 6,3МВА	258,744	6749,468	225,686	185,899	1,715	7421,511	95	2
	517,488	13498,94	451,372	371,798	3,43	14843,02	190	
Вузли ВРУ 110кВ								
Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130	2
	87,512	2613,394	110,57	72,41	2,138	2886,024	260	
Приєдн лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205	2
	373,308	5490,524	229,936	159,8	2,482	6256,048	410	
Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованим	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125	1
трансформаторами струму	74,91	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125	
Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1 фаза	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72	
	76,152	2044,102	117,386	58,22	2,088	2297,948	144	2
Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125	
	54,027	287,744	24,915	10,315	1	378,001	125	1
	665,909	13145,18	594,118	375,032	8,924	14789,16	1064	
Загальна кошторисна вартість 110кВ						29632,19		
Вузли обладнання 10кВ								
Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	38,616	440,957	11,905	12,919	1	505,397	6,9	2
	77,232	881,914	23,81	25,838	2	1010,794	13,8	
Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9	1
	38,616	421,721	11,364	12,424	1	485,124	6,9	
Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9	1
	38,616	294,832	7,96	9,162	1	351,57	6,9	
Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359	6,9	5
	193,08	1724,885	46,57	52,26	5	2021,795	34,5	
Камера з трансформа- торами напруги 10 кВ	38,616	137,868	6,422	5,238	1	189,144	6,9	3
	115,848	413,604	19,266	15,714	3	567,432	20,7	
Камери з іншим обладнанням 10 кВ	38,616	154,616	6,052	5,092	1	205,376	4,5	2
	77,232	309,232	12,104	10,184	2	410,752	9	
	540,624	4046,188	121,074	125,582	14	4847,467	91,8	
Трансформатор власних потреб зовнішнього уста- новлення потужністю, кВ·А:	27,244	503,94	23,946	14,496	2	571,626	32	
250кВА	13,622	251,97	11,973	7,248	1	285,813	16	2
100кВА	13,622	231,662	11,708	6,737	1	264,729	10	0
Заземлювальний реактор 10 кВ	54,09	796,165	39,576	23,426	1,013	914,27	26	2
	108,18	1592,33	79,152	46,852	2,026	1828,54	52	
	135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84	

ЗПК								
Панелі ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	240,523	762,182	44,319	30,428	1,044	1078,496	48	2
	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96	
Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	137,441	824,626	42,955	27,682	1,032	1033,736	24	2
	274,882	1649,252	85,91	55,364	2,064	2067,472	48	
Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24	1
	68,721	559,852	21,513	17,472	1	668,558	24	
Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12	1
	68,721	386,946	8,085	11,081	1	475,833	12	
Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24	1
	137,441	347,406	21,315	14,343	1	521,505	24	
Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	68,721	412,888	21,485	13,855	1	517,95	12	
	0	0	0	0	0	0	0	
Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12	1
	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12	
Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36	1
	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36	
Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 і 35 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)	1296,994	5874,77	300,057	207,699	9,186	7688,705	252	
Загальна кошторисна вартість						44568,52		

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..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1431,052 \cdot 14,4 = 20607,149 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1431,052 \cdot 22,8 = 32627,986 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 120911,036 + 20607,149 = 141518,185 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 88387,13 + 32627,986 = 121015,116 \text{ (тис.грн.)}$$

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:

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (8.8)$$

де ΔW_{tL} , $\Delta W_{t\Pi}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт·год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$V_{л1} = (20607,149 \cdot 0,3)/100 = 61,8 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{л2} = (32627,986 \cdot 0,3)/100 = 98,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п1} = (120911,036 \cdot 3)/100 = 3627,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п2} = (88387,13 \cdot 3)/100 = 2651,6 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток), зміна втрат електроенергії по роках подання в табл 8.8:

Таблиця 8.6 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії тис.кВт*год
1	ЛЕП:7-704, 12-701; П/ст:7,12,701,704	14,92	10,54	2558
2	ЛЕП:702-704, 701-703,703-702; П/ст:702,703;	14,5	10,55	2605

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 61,8 + 3627,3 + 2558 * 1,65 \cdot 10^{-3} = 7909,9 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 97,9 + 2651,6 + 2605 * 1,65 \cdot 10^{-3} = 7047,7 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 8,6 + 2,59 = 60426 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_2 = 35358 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 * 0,12 * 60426 - 7909,9 = 4054,5 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = ((26,5 * 0,7) * 0,12 * (-7,1) * 1200 + 4,97 * 5400 * 1,65) - 7047,7 = 18269,4 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = ((4054,5 / 1,2) + (18269,4 / 1,2^2)) / ((141518,185 / 1,2) + (121015,116 / 1,2^2)) = 0,08$$

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

Термін окупності проекту розвитку може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,08 = 12,5 \text{ років}.$$

РОЗДІЛ 9

ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПІД ЧАС ПЕРЕДАВАННЯ

У нових економічних умовах через обмеженість енергоресурсів в Україні, а також приватизації окремих енергетичних об'єктів втрати електроенергії перетворилися зі звичайного звітного показника на один з важелів керування економічною ефективністю роботи підприємств енергетичної галузі. Серед об'єктів, де спостерігаються надмірні втрати потужності та електроенергії, розподільні електричні мережі раніше не привертали особливої уваги. Важливішим у них було забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів. До того ж ці мережі конструктивно не пристосовані до оптимального керування, оскільки не мали ні засобів телеінформації про параметри поточного режиму, ні засобів керування останніми.

Рівень енергоспоживання, ощадливе використання електроенергії на сьогодні є одним з визначальних чинників в економіці будь-якої країни, а особливо країни, де наявний гострий дефіцит енергоносіїв. Підвищений рівень втрат електроенергії під час її транспортування та розподілу зумовлений низкою причин. Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії потребує попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і визначення найефективніших напрямів виходу зі ситуації, що склалася.

Враховуючи сутність комерційних втрат пряме їх визначення, навіть приблизне, є неможливим або пов'язане зі значними капіталовкладеннями. З іншого боку, технологічні втрати, за відповідного інформаційного забезпечення, можуть бути визначені достатньо точно, а це дає змогу опосередковано аналізувати і комерційну складову втрат. Крім того, наявність інформації про поточні значення втрат потужності в електричних мережах надає можливість розв'язання низки інших експлуатаційних задач.

Одним із головних заходів з економії паливно-енергетичних ресурсів є зменшення втрат електроенергії на її транспортування електричними мережами.

Особливе місце цього критерію оптимальності режиму роботи електричних мереж зумовлено як напруженим паливно-енергетичним балансом країни, так і тим, що певною мірою вичерпано резерви економії палива на енергогенерувальних підприємствах, а втрати не тільки можливо, а й дуже необхідно зменшувати, використовуючи економічно обґрунтовані заходи, зокрема, за рахунок оптимального керування передачею та розподілом електроенергії. Необхідною передумовою розроблення та впровадження ефективних заходів зі зменшення технологічних витрат електроенергії є структурування їхніх складових за причинами виникнення та пошук способів усунення вказаних причин

Проблемою із зменшенням втрат під час передавання електроенергії займалися такі вітчизняні та зарубіжні вчені: Ю. С. Желєзко, І. А. Будзко, М. С. Левін, В. Е. Воротніцкій, В. М. Казанцев. Водночас залишається невирішеним питання, який спосіб буде найоптимальнішим для зменшення втрат.

Під час передачі електричної енергії в кожному елементі електричної мережі виникають втрати. Отже, існують витрати електроенергії та втрати. Економіка визначає втрати як частину електроенергії, на яку її зареєстрований корисний відпуск споживачам виявився меншим від електроенергії, виробленої на своїх електростанціях і закупленої в інших її виробників.

Для вивчення складових втрат у різних елементах мережі та оцінки необхідності проведення того чи іншого заходу, спрямованого на зниження втрат, виконується аналіз структури втрат електроенергії. Втрати електроенергії в електричних мережах стали одним з важливих показників економічності роботи енергопостачальних компаній, характерним показником технічного стану електромереж, метрологічної відповідності розрахункових засобів вимірювальної техніки, ефективності функціонування енергетичного нагляду та збутової діяльності в електроенергетичній галузі [1,3,4].

Під час аналізу втрат електроенергії прийнято класифікувати їх за такими двома критеріями, як клас напруги електричної мережі та причини їхнього виникнення.

За першим критерієм розрізняють: 1) втрати електроенергії в магістральних мережах 750–220 кВ; 2) втрати електроенергії в замкнених мережах 110–150 кВ; 3) втрати електроенергії в розімкнених (радіальних) мережах 150–35 кВ; 4) втрати електроенергії в розподільних мережах 10(6) кВ; 5) втрати електроенергії в мережах 0,38 кВ. За критерієм причин виникнення втрати електроенергії поділяються на технологічні та комерційні втрати

Поділ втрат на складові можна проводити за різними критеріями: характером втрат (постійні, змінні), класами напруги, групами елементів, виробничим підрозділами тощо. Враховуючи фізичну природу і специфіку методів визначення кількісних значень фактичних втрат, вони можуть бути розділені на чотири складові: 1) технічні втрати електроенергії, зумовлені фізичними процесами в проводах і електрообладнанні, що відбуваються під час передачі електроенергії по електричних мережах; 2) витрата електроенергії на власні потреби підстанцій, необхідний для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу, який визначається за показаннями лічильників, встановлених на трансформаторах власних потреб підстанцій; 3) втрати електроенергії, зумовлені інструментальними похибками їхнього вимірювання (інструментальні втрати); 4) комерційні втрати, зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників оплаті за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії.

Структура втрат електроенергії в мережах матиме такий вигляд



Рисунок 9.1 - Структура втрат електроенергії в розподільних мережах

Найперспективнішим рішенням проблеми зниження комерційних втрат електроенергії є розроблення, створення і широке застосування автоматизованих систем контролю і комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), щільна інтеграція цих систем з програмним і технічним забезпеченням автоматизованих систем диспетчерського керування (АСДК) з використанням надійних каналів зв'язку і передавання інформації

В теперішній час майже всюди спостерігається зростання абсолютних і відносних втрат електроенергії в електричних мережах. За даними Мінпаливенерго технологічні витрати на транспортування електроенергії (технічні і комерційні складові втрат) в електричних мережах України складають 19,11% загального товарного відпуску. В окремих областях України втрати електроенергії досягають 30 %.

У структурі втрат по елементах систем електропостачання основна частина втрат приходить на лінії електропередач (в окремих випадках до 65%).

Втрати в трансформаторах складають близько 30 % сумарних втрат у мережі даної ступені напруги, причому біля половини з них – втрати в сталі. Втрати в інших елементах мережі (у реакторах, компенсуючих пристроях, вимірювальних приладах, трансформаторів струму і напруги) незначні і можуть бути оцінені в межах 3–5 %

сумарних втрат. Втрати включають також електроенергію, що витрачається на власні потреби підстанцій. Приблизно 1/4 загальних втрат складають втрати, що практично не залежать від навантаження, так звані умовно-постійні, і 3/4 – умовно-змінні.

Технічному аналізу піддається тільки частина загальних втрат, що називається технічними втратами; інша – приблизно 10 %, так звані комерційні втрати, – зв'язана з недосконалістю системи обліку електроенергії.

Найбільш поширеним напрямом економії електроенергії є зниження втрат електроенергії в елементах системи електропостачання: у силових трансформаторах всіх ступенів напруги, у лініях електричної мережі, у реакторах, в установках реактивної потужності, що компенсують.

Виходячи із вищесказаного актуальним є проведення аналізу методів та засобів зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання розподільних мереж для підвищення ефективності електропостачання.

Аналіз показав, що втрати електроенергії в лініях електричної мережі складають значну частину сумарних втрат у всій системі електропостачання.

Останні дослідження щодо зниження технічних дозволили встановити, що:

- для визначення економічної доцільності використання різних заходів по зниженню втрат електроенергії необхідно аналізувати їх величину і співвідношення у різних елементах мережі і показники роботи мережі (максимальні сили струмів, потужність, максимальні і мінімальні рівні напруги).

- доцільність заміни трансформаторів визначають за співвідношенням умовно-постійних втрат і втрат від навантаження, яке в оптимально-завантажених трансформаторах знаходиться у межах 0,4– 2,5.

- найбільш поширеним напрямом економії електроенергії є зниження втрат електроенергії в елементах системи електропостачання: у силових трансформаторах всіх ступенів напруги, у лініях електричної мережі.

- одним із заходів щодо зменшення втрат у лініях є включення в роботу всіх ліній: у схемі не повинно бути ліній тільки резервних.

– у розподільних мережах промислових підприємств застосовується глибоке секціонування при роздільній роботі секцій шин розподільних пунктів на всіх рівнях напруги розподільної мережі.

– замінювати площі поперечних перерізів проводів на лініях електропередачі більшими можна при дотриманні таких умов:

а) механічна напруга на нових проводах та стріла провисання не повинні перевищувати допустимі;

б) навантаження на опорі після заміни проводів не повинно перевищувати розрахункові.

З викладеного можна зробити висновок, що зміна технічних втрат в електричних мережах 35/10 кВ визначається:

– постійною зміною конфігурації мереж, внаслідок їхньої реконструкції;

– змінами умов і інтенсивності експлуатації, а також технічного стану елементів систем електропостачання за час експлуатації.

На тлі змін, що відбуваються у господарському механізмі енергетики, проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки не втратила своєї актуальності, а навпаки висунулася в одне із завдань забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій. Обсяг втрат електроенергії в електричних мережах – найважливіший показник економічності їхньої роботи, наочний індикатор стану системи обліку електроенергії, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій. Цей індикатор чітко свідчить про проблеми, які вимагають невідкладних рішень у розвитку, реконструкції й технічному переозброєнні електричних мереж, удосконаленні методів і засобів їхньої експлуатації й керування, у підвищенні точності обліку електроенергії, ефективності збору коштів за спожиту електроенергію тощо. У зв'язку з малими інвестиціями у розвиток і технічне переозброєння електричних мереж, в удосконалювання систем керування їхніми режимами, в облік електроенергії, виникла низка тенденцій, що негативно впливають на рівень втрат у мережах, адже йдеться про: застаріле обладнання, фізичне й моральне зношування засобів обліку електроенергії, невідповідність встановленого обладнання

передаваній потужності. В умовах розвитку ринкових відносин в електроенергетичній галузі держава має проводити моніторинг технічного стану електричних мереж. Моніторинг повинен виступати не лише як система збору, зберігання та поширення звітної інформації, а і як одна з функцій управління, що забезпечує зворотний зв'язок для перевірки відповідності фактичних результатів діяльності компаній поставленим цілям. Тобто оцінювання технічного стану електричних мереж може виступати одним з критеріїв ефективності роботи.

РОЗДІЛ 10

ОХОРОНА ПРАЦІ

10.1 Задачі розділу

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

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [28].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагменту електричних мереж із дослідженням втрат електроенергії», найголовнішим поняттям при експлуатації ліній електропередачі є електробезпека.

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

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток фрагменту електричних мереж із дослідженням втрат електроенергії» для мінімізація ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРУ 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

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

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електричних мереж із дослідженням втрат електроенергії» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

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

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
- підвищений рівень статичної електрики [19].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

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

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

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

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

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

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки [28].

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

10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.4.1 Мікроклімат

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

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

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

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

10.4.2 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [22].

10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

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

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [23]:

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

де e_H – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9);

m_N – коефіцієнт світлового клімату ($m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північ);

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

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

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

10.4.4 Штучне освітлення

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

Нормується величина освітленості E в люксах [23]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

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

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному відключенні електроенергії в цеху передбачається аварійне освітлення, яке забезпечує освітленість не менше 5% нормальної освітленості. Очищення вікон і світильників має проводитись на менше 4 разів на рік.

10.4.5 Виробничий шум

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

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

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

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

10.4.6 Виробнича вібрація

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

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

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

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації m постійних робочих місць.

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

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

10.5 Розрахунок захисного заземлення

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

У роботі досліджуються РПН розташовані на території ВРУ. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

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

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

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

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

По таблиці 10.5 приймаємо в якості верхнього шару пісок ($\rho_{1з} = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), в якості нижнього шару суглинок ($\rho_{2л} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). ВРП знаходиться в другій кліматичній зоні, тоді по таблиці 8.3 $h_c = 2 \text{ м}$ [27].

Таблиця 10.5 – Питомі опори ґрунтів

Ґрунт	ρ Ом · м	Ґрунт	ρ Ом · м
Пісок	400÷1000	Торф	20
Супісок	150÷400	Чернозем	10÷50
Суглинок	40÷150	Мергель, вапняк	1000÷2000
Глина	8÷70	скелястий ґрунт	2000÷4000
Садова земля	40		

Таблиця 10.6 – Кліматичні зони

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

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

провідниками. кількість комірок $\frac{78}{15} = 5,2$ і $\frac{116}{15} = 7,73$. Приймаємо 4 і 7 комірок.

Відстань між поздовжніми провідниками $\frac{78}{5} = 15,6$ м, між поперечними

$$\frac{116}{7} = 16,57$$

м. На рисунку 10.1 зображена схема заземлення.

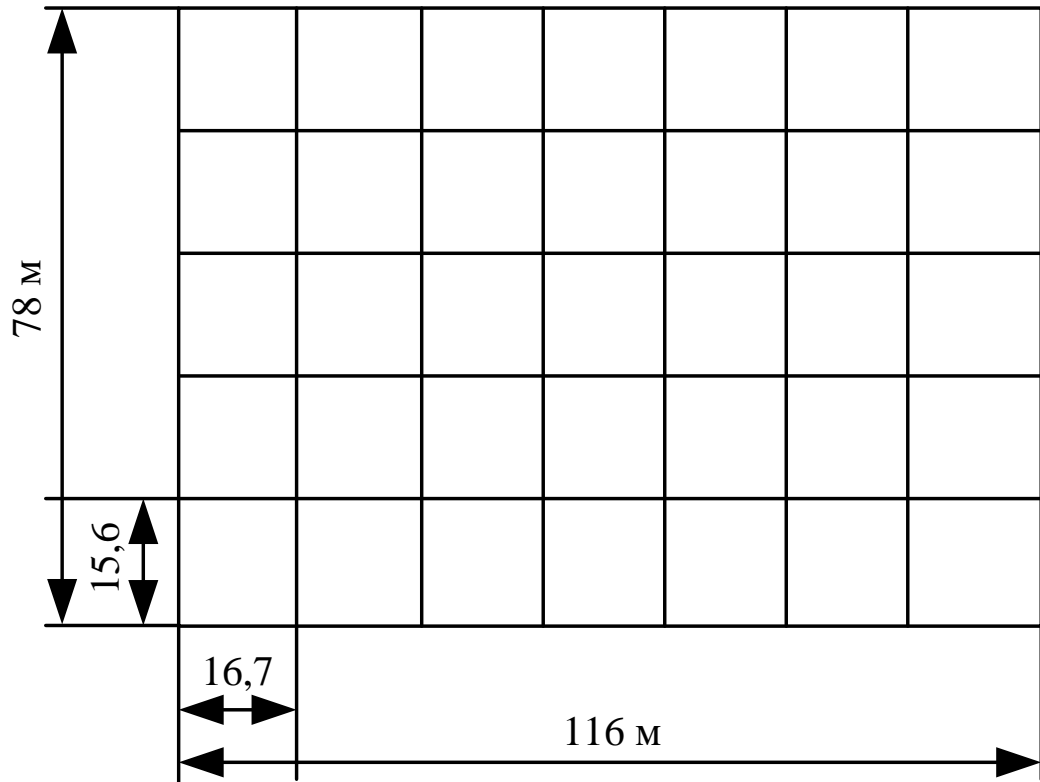


Рисунок 10.1 Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_{\Gamma} = 116 \cdot 6 + 78 \cdot 8 = 1320 \text{ (м)}.$$

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

$$L_B = l_B \cdot n_B, \text{ (м)}.$$

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

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = P / n_B, \text{ (м)}.$$

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

Визначаємо опір заземлювача

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

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

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

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

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

$$\rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\Delta}, (\text{Ом} \cdot \text{м}),$$

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

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

$$\Delta = 0,43 \frac{2 - 0,7}{15} + 0,271g \frac{22,2}{15} = 0,09,$$

$$\rho_{\text{ек.с}} = 100 \left(\frac{500}{100} \right)^{0,09} = 113,288 \text{ (Ом} \cdot \text{м)},$$

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

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

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

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

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

Опір заземлювального пристрою нижче допустимого, але основною є величина допустимої напруги дотику.

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

Таблиця 10.7 – Найбільша допустима напруга дотику

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

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

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

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

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

З таблиці 10.8 визначаємо параметр М.

Таблиця 10.8 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

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

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

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

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

де $R_{\text{Л}} = 1000$ Ом – опір тіла людини;

$R_{\text{С}} = 1,5 \rho_{\text{В.Ш.}}$ – опір розтікання струму від ступнів.

$\rho_{\text{В.Ш.}} = \rho_1 = 400$ – опір верхнього шару землі.

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

$$I_{\text{П0}}^{(1)} \approx I_{\text{П0}}^{(3)} = 10 \text{ (кА)}.$$

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

$U_{\text{Л}} > U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$

Для зменшення напруги дотику застосуємо підсипку шару гра вія товщиною 0,2 м по всій території ВРУ. Питомий опір верхнього шару при цьому $\rho_{\text{В.Ш.}} = 5000$ Ом·м, тоді

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

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

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

$U_{\text{Л}} < U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$

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

10.6 Пожежна безпека

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

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

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

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

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

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

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

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРУ – 110кВ.

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

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

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

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

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

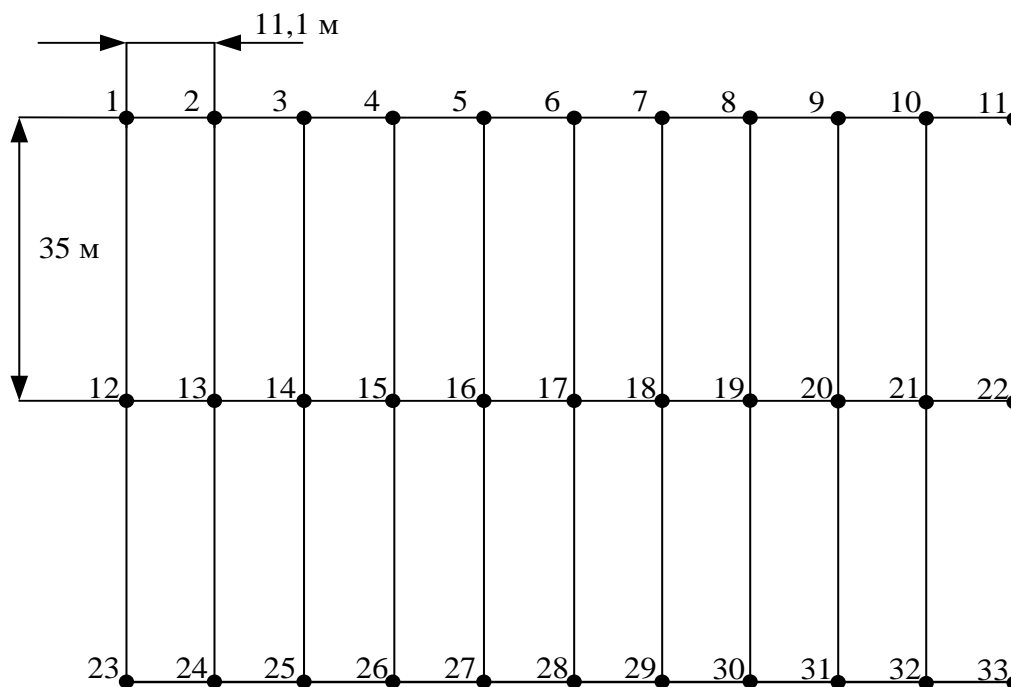


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРУ 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

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

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

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

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

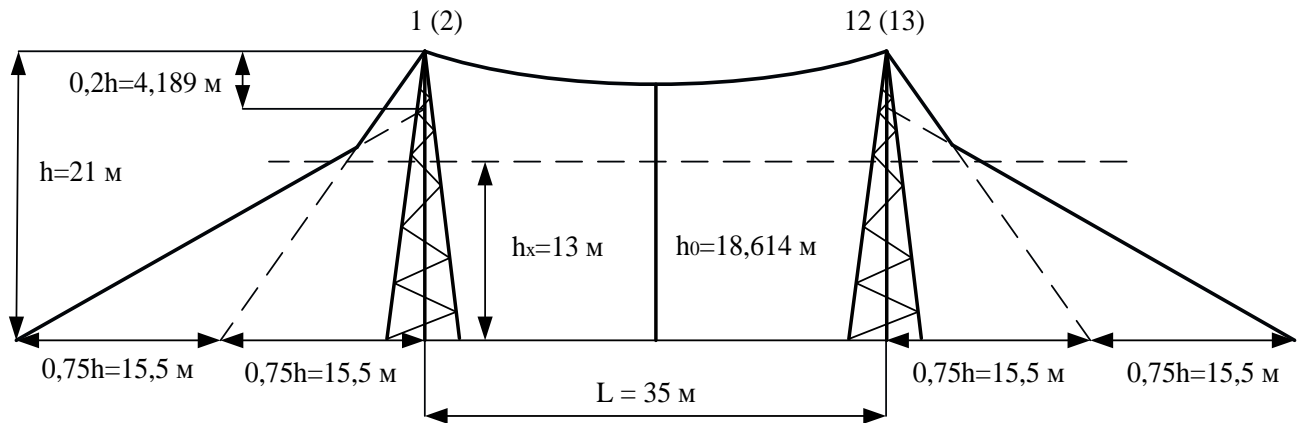


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

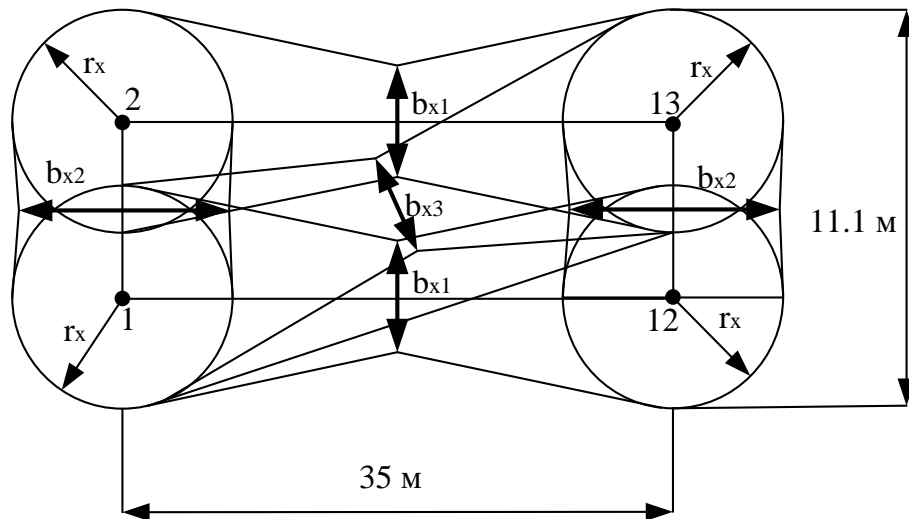


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

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

ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №701, 703 та 704) та СЕС(вузол №702). Було задано, що до пунктів 701, 703, 704 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, а до 702 під'єднані споживачі 2 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініям від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для нової вузлової підстанції (вузол 702) було порівнято варіант схеми РП. Для цього варіанту було визначене математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності, тому схема типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 701, 704 та 703 було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ”.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та після аварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Загальні витрати на мережу складають 262533,3 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки $E < E_a'$, та його термін окупності становить 12,5 роки.

Втрати електричної енергії в електричних мережах з'являються в будь-якому включеному на електричну напругу обладнанні. При цьому частина втрат залежить від переданої по елементах мережі потужності, а частина практично не залежить від навантаження, а визначається іншими факторами, такими як прикладена напруга, частота змінного струму, погодні умови тощо. Для вивчення складових втрат в різних елементах мережі і оцінки необхідності проведення того чи іншого заходу, спрямованого на зниження втрат, виконується аналіз структури втрат електроенергії. Виходячи з фізичної природи і специфіки методів визначення, фактичні втрати електричної енергії поділяють на чотири основні групи: 1) технічні втрати, зумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електричної енергії по електричних мережах; 2) витрата електричної енергії на власні потреби підстанцій, необхідна для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та умов для роботи обслуговуючого персоналу; 3) втрати електричної енергії, обумовлені допустимою похибкою системи обліку електричної енергії; 4) комерційні втрати (нетехнічні втрати), обумовлені недосконалістю організації та контролю за споживанням і розкраданнями електричної енергії.

Перші три групи втрат можуть бути розраховані на основі законів електротехніки, фізики і статистичних даних, отримані шляхом вимірювань і розраховані на основі даних про метрологічні характеристики і режими роботи приладів, що використовуються для вимірювання електричної енергії.

Комерційні втрати можуть бути отримані тільки як різниця фактичних втрат і сумою перших трьох складових. Перші три групи називаються технологічними втратами електричної енергії. У кожній групі технологічних втрат електричної енергії виділяють втрати, що виникають в різному обладнанні і викликані різними фізичними процесами.

Крім того, на втрати електричної енергії впливають зовнішні чинники, які відображаються в назвах видів втрат і методах розрахунку втрат. Для виявлення

осередків максимальних втрат, а також проведення необхідних заходів щодо їх зниження, необхідно в першу чергу проводити аналіз структурних складових втрат електроенергії.

Найбільше значення в даний час мають технічні втрати, так як саме вони є основою для розрахунку планованих нормативів втрат електроенергії. Технічні втрати в електричних мережах в основному мають місце в ЛЕП і силових трансформаторах.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Кравцов К.І. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2006. – 89 с.
2. Железко Ю. С. Расчет нормативных характеристик технических потерь электроэнергии / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко // Электрические станции. – 2002. – № 2. – С. 45–51.
3. Дерзкий В. Г. Технические потери и хищения электроэнергии в распределительных сетях 0,4–154 кВ / Владислав Григорьевич Дерзкий. – К.: О-во «Знание» Украины, 2001. – 62 с. – (Ин-т проблем моделирования в энергетике НАН Украины)
4. Лежнюк П. Д. Оцінка втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах в процесі їх оптимізації засобами нечіткої логіки / П. Д. Лежнюк, А. В. Писклярова // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2008. – № 1. – С. 50–54.
5. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С.С. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та виборуходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.
9. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
10. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Науково-методичний відділ ВНТУ Свідоцтво Держкомінформу України серія ДК

№746 від 25.12.2001 21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВДТУ. URL: <http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/115c6fbdb6a652a204c3d43989540d1c.pdf..>

11. Баркан Я. Д. Автоматизация режимов по напряжению и реактивной мощности / Я. Д. Баркан – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.

12. Веников В. А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В. А. Веников, В. И. Идельчик, М. С. Лисеев – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 214 с.

13. Методика по оценке эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях. РД 34.46.504-90. / [В.Э. Воротницкий, П.Д. Лежнюк, И.А. Серова, В.В. Стан] – М.: СПО Союзтехэнерго, 1990. – 36 с.

14. ГКД 34.46.501-2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації – Затв. наказом Мінпаливенерго України № 137 від 19 березня 2003 р.

15. Грабко В.В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. / В.В. Грабко – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. – 109 с.

16. ГОСТ 14209-97. (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.

17. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів

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

19. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

20. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

21. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf

22. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

23. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoju-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>

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

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

26. 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.

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

ДОДАТКИ

Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричних мереж із дослідженням втрат електроенергії
 Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
 (кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Напрям/діл: Кафедра електричних станцій та систем
 (кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Науковий керівник: к.т.н., доцент Нетребський В.В.
 (прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності	
Unicheck	
Оригінальність	83,2
Схожість	16,8

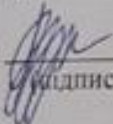
Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.

Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.


Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

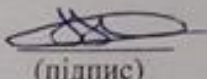
Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)

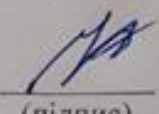
Автор  Палій О.О.
 (підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Магістерську кваліфікаційну роботу допустити до захисту

Особа, відповідальна за перевірку  Гриник В.А.
 (підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи  Нетребський В.В.
 (підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт (за потреби)  Комар В.О., зав. каф ЕСС
 (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

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)

" _____ " _____ 2021 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ІЗ ДОСЛІДЖЕННЯМ ВТРАТ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

08-13.МКР.005.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи ЕСМ-20м

_____ Палій О.О.

Вінниця 2021 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

б) наказ № 277 від 24 вересня 2021 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та аналіз втрат електроенергії;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

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

1. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Кравцов К.І. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2006. – 89 с.

2. Железко Ю. С. Расчет нормативных характеристик технических потерь электроэнергии / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко // Электрические станции. – 2002. – № 2. – С. 45–51.

3. Дерзкий В. Г. Технические потери и хищения электроэнергии в распределительных сетях 0,4–154 кВ / Владислав Григорьевич Дерзкий. – К.: О-во «Знание» Украины, 2001. – 62 с. – (Ин-т проблем моделирования в энергетике НАН Украины)

4. Вимоги до виконання МКР

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання	02.09.21	06.09.21	Формування технічного завдання
2	Розвиток фрагменту електричних мереж	07.09.21	12.09.21	Аналітичний огляд літературних джерел
3	Техніко-економічні розрахунки	13.09.21	05.10.21	розділ
4	Аналіз режимів роботи мережі	06.10.21	20.10.21	розділ
5	Дослідження втрат електроенергії	21.10.21	30.10.21	розділ
7	Розробка заходів безпеки життєдіяльності	01.11.21	10.11.21	розділ
8	Оформлення пояснювальної записки	11.11.21	16.11.21	пояснювальна записка
9	Оформлення презентації	17.11.21	25.11.21	пояснювальна записка, презентація

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:60000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

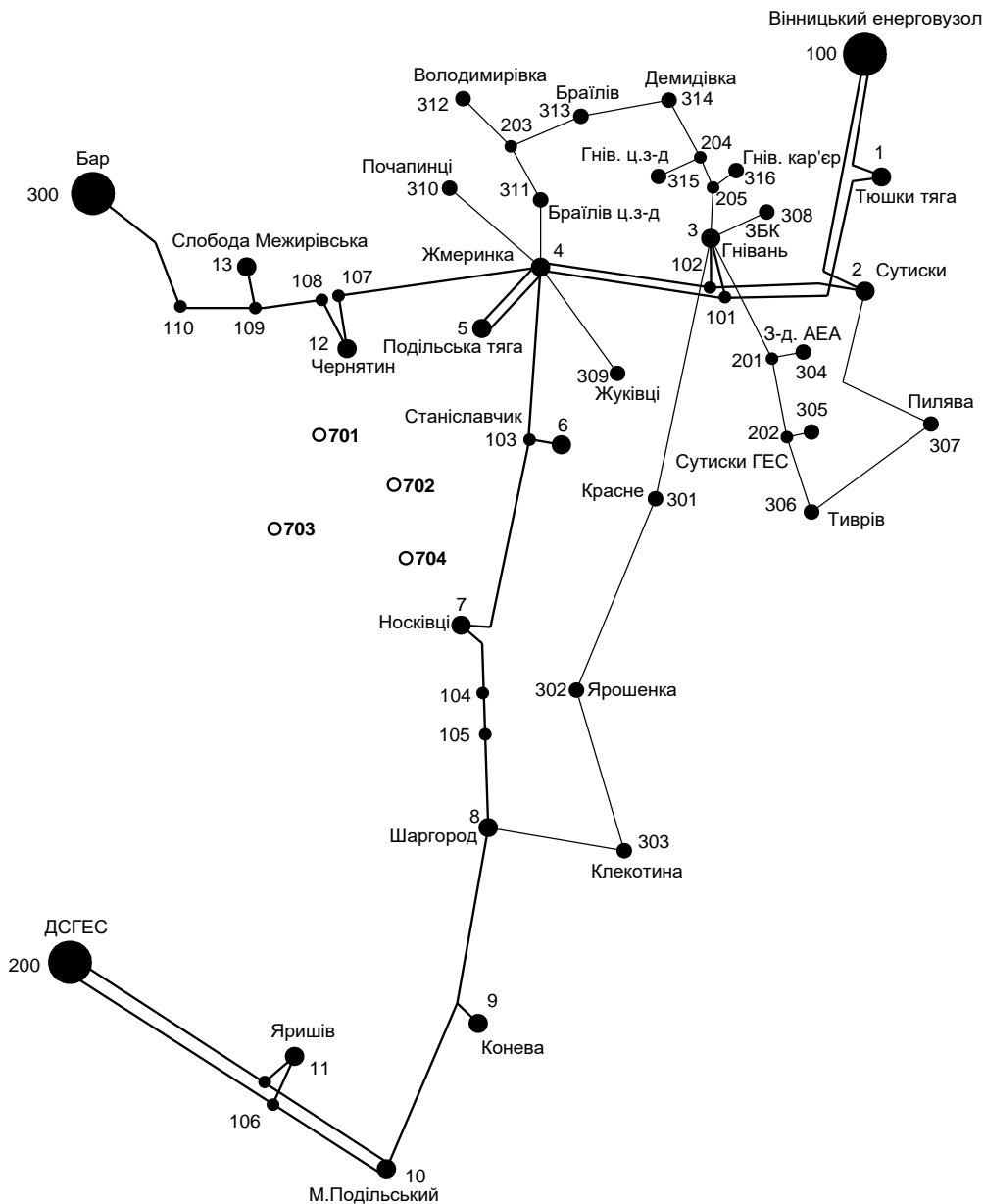


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 85 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (701)	СЕС 2 (702)	Нова 3 (703)	Нова 4 (704)
Навантаження, МВт	8,3	-7,1	4,8	3,5
cos φ	0,89	0,88	0,87	0,9
Категорія споживачів	I, II	I, II	II	I, II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	95	88	90	95	94	96	92	98	99	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	1	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185
100	2	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
1	101	Тюшки тяга – 101	15,1	АС-185
2	102	Сутиски – 102	8,86	АС-185
101	3	101 – Гнівань	2,8	АС-185
102	3	102 – Гнівань	2,8	АС-185
101	4	101 – Жмеринка	22,27	АС-185
102	4	102 – Жмеринка	18,77	АС-185
4	5	Жмеринка – Подільська тяга	2×5,2	АС-120
103	4	103 – Жмеринка	10,02	АС-120
103	6	103 – Станіславчик	5,14	АС-120
7	103	Носківці – 103	10,38	АС-120
104	7	104 – Носківці	6,41	АС-120
105	104	105 – 104	2,585	АС-150
8	105	Шаргород – 105	15,885	АС-120
9	8	Конева – Шаргород	36,7	АС-120
10	9	Мог.Подільський – Конева	12,34	АС-120
106	10	106 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
106	11	106 – Яришів	2×1,65	АС-185
200	106	Дністровська ГЕС – 106	2×16,6	АС-185
107	4	107 – Жмеринка	14,3	АС-95
12	107	Чернятин – 107	0,3	АС-150
108	12	108 – Чернятин	0,3	АС-150
109	108	109 – 108	0,02	АС-95
109	13	109 – Слобода Межирівська	0,3	АС-95
110	109	110 – 109	12,48	АС-95
300	110	Бар – 110	3,4	АС-240
3	301	Гнівань – Красне	21,7	АС-95
301	302	Красне – Ярошенка	16,8	АС-70
302	303	Ярошенка – Клекотина	13,74	АС-95
8	303	Шаргород – Клекотина	27,7	АС-95
3	201	Гнівань – 201	7,45	АС-95
201	304	201 – Завод АЕА	0,05	АС-95
201	202	201 – 202	0,35	АС-120
202	305	202 – Сутиски ГЕС	0,05	АС-95
202	306	302 – Тиврів	8,34	АС-95
307	306	Пилява – Тиврів	14,4	АС-95
2	307	Сутиски – Пилява	10,83	АС-95
3	308	Гнівань – ЗБК	3,8	АС-95
4	309	Жмеринка – Жуківці	7,0	АС-95
4	310	Жмеринка – Почапінці	20,7	АС-70
4	311	Жмеринка – Браїлів ц.з.	6,0	АС-95
311	203	Браїлів ц.з. – 203	2,64	АС-95
203	312	203 – Володимирівка	3,2	АС-70
203	313	203 – Браїлів	3,3	АС-95
313	314	Браїлів – Демидівка	6,4	АС-95
314	204	Демидівка – 204	6,3	АС-95
204	315	204 – Гнівань ц.з.	2,2	АС-95
204	205	204 – 205	0,6	АС-95
205	316	205 – Гнівань кар'єр	0,19	АС-95
3	205	Гнівань – 205	2,0	АС-95

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість транс-ів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Дністровська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
300	Бар	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
400	Ладижинська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Тюшки тяга	0,88	8,8 + j4,75	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
2	Сутиски	0,89	3,5 + j1,79	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Гнівань	0,87	7,8 + j4,42	ТДТН-16000/110/35/6 ТДТН-25000/110/35/6	2
4	Жмеринка	0,87	4,0 + j2,27	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Подільська тяга	0,88	17,0 + j9,18	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
6	Станіславчик	0,89	4,3 + j2,2	ТДН-10000/110/10	1
7	Носківці	0,9	2,1 + j1,02	ТМН-6300/110/10	1
8	Шаргород	0,87	10,2 + j5,78	ТДТН-25000/110/35/10	2
9	Конева	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/110/10	1
10	Мог.Подільс.	0,9	4,3 + j2,08	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Яришів	0,87	3,8 + j2,15	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
12	Чернятин	0,88	3,2 + j1,73	ТДН-10000/110/10	1
13	Слобода Межирівська	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
301	Красне	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	2
302	Ярошенка	0,89	0,6 + j0,31	ТМН-2500/35/10	1
303	Клекотина	0,88	1,3 + j0,7	ТМН-2500/35/10 ТМН-4000/35/10	2
304	Завод АЕА	0,89	0,9 + j0,46	ТМН-2500/35/10	2
305	Сутиски ГЕС	0,9	0,7 + j0,34	ТМН-2500/35/10	1
306	Тиврів	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	2
307	Пилява	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
308	ЗБК	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/35/10	2
309	Жуківці	0,87	1,6 + j0,91	ТМН-4000/35/10	2
310	Почапинці	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/35/10	1
311	Браїлів ц.з.	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/6	1
312	Володимирівка	0,86	1,5 + j0,89	ТМН-4000/35/10	1
313	Браїлів	0,89	1,4 + j0,72	ТМН-4000/35/10	2
314	Демидівка	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-2500/35/10	1
315	Гнівань ц.з.	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-2500/35/6	2
316	Гнівань кар'єр	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/35/6	1

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 98.628 МВт / 865.871 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 96.400 МВт / 844.464 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.262 МВт / 12.516 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.262 МВт / 12.516 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.594 МВт / 5.208 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.372 МВт / 3.684 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.966 МВт / 8.891 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.228 МВт / 21.407 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-55.499	-35.906	115.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	114.815	-0.06
2	Сутиски	0.000	0.000	113.850	-0.37
101		0.000	0.000	113.433	-0.50
102		0.000	0.000	113.334	-0.53
3	Гнівась	0.000	0.000	113.280	-0.55
4	Жмеринка	0.000	0.000	112.568	-0.76
5	Подільська тяга	0.000	0.000	112.360	-0.81
103		0.000	0.000	112.211	-0.88
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.109	-0.91
7	Носківці	0.000	0.000	112.031	-0.95
104		0.000	0.000	111.975	-0.97
105		0.000	0.000	111.955	-0.98
8	Шаргород	0.000	0.000	111.791	-1.03
9	Конева	0.000	0.000	113.405	-0.62
10	М.Подільський	0.000	0.000	113.982	-0.46
106		0.000	0.000	114.522	-0.22
11	Яришів	0.000	0.000	114.510	-0.23

200		-20.117	-8.530	115.000	0.00
107		0.000	0.000	113.562	-0.46
12	Чернятин	0.000	0.000	113.578	-0.45
108		0.000	0.000	113.597	-0.44
109		0.000	0.000	113.598	-0.44
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	113.595	-0.44
110		0.000	0.000	114.814	-0.11
300	БАР	-22.960	-8.908	115.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	36.129	-3.65
302	Ярошенка	0.000	0.000	36.047	-3.51
303	Клекотина	0.000	0.000	36.107	-3.33
201		0.000	0.000	36.278	-3.77
304	З-д. АЕА	0.000	0.000	36.277	-3.77
202		0.000	0.000	36.272	-3.78
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.271	-3.78
306	Тиврів	0.000	0.000	36.186	-3.85
307	Пилява	0.000	0.000	36.369	-3.79
308	ЗБК	0.000	0.000	36.363	-3.70
309	Жуківці	0.000	0.000	36.277	-3.63
310	Почапинці	0.000	0.000	36.073	-3.78
311	Браїлів цз	0.000	0.000	36.167	-3.72
203		0.000	0.000	36.085	-3.78
312	Володимирівка	0.000	0.000	35.985	-3.80
313	Браїлів	0.000	0.000	36.065	-3.80
314	Демидівка	0.000	0.000	36.172	-3.77
204		0.000	0.000	36.354	-3.69
315	Гнівань цз	0.000	0.000	36.318	-3.71
205		0.000	0.000	36.381	-3.67
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	36.374	-3.68
1001		0.000	0.000	113.527	-1.16
2001		0.000	0.000	27.147	-1.16
3001		9.120	4.920	10.853	-1.14
4001		0.000	0.000	113.531	-1.16
5001		0.000	0.000	27.147	-1.16
6001		0.000	0.000	10.853	-1.14
1002		0.000	0.000	109.523	-3.69
2002		0.000	0.000	36.642	-3.67
3002		3.630	1.860	10.319	-5.10
1003		0.000	0.000	109.317	-3.70
2003		0.000	0.000	36.541	-3.59
3003		8.080	4.580	10.437	-3.64
4003		0.000	0.000	109.312	-3.63

5003	0.000	0.000	36.541	-3.59
6003	0.000	0.000	10.437	-3.65
1004	0.000	0.000	109.167	-3.59
2004	0.000	0.000	36.462	-3.53
3004	4.150	2.350	10.454	-3.25
4004	0.000	0.000	109.428	-3.28
5004	0.000	0.000	36.462	-3.53
6004	0.000	0.000	10.455	-3.25
1005	0.000	0.000	110.714	-2.20
2005	0.000	0.000	26.474	-2.20
3005	17.620	9.510	10.492	-3.08
4005	0.000	0.000	110.714	-2.20
5005	0.000	0.000	26.474	-2.20
6005	0.000	0.000	10.493	-3.08
1006	4.460	2.280	10.401	-3.74
1007	2.180	1.060	10.476	-3.12
1008	0.000	0.000	109.942	-2.64
2008	0.000	0.000	36.802	-2.63
3008	10.570	5.990	10.417	-3.48
4008	0.000	0.000	109.942	-2.64
5008	0.000	0.000	36.802	-2.63
6008	0.000	0.000	10.418	-3.49
1009	1.240	0.630	10.988	-3.40
1010	0.000	0.000	112.426	-1.85
2010	0.000	0.000	37.639	-1.85
3010	4.460	2.160	10.665	-2.67
4010	0.000	0.000	112.426	-1.85
5010	0.000	0.000	37.639	-1.85
6010	0.000	0.000	10.666	-2.67
1011	0.000	0.000	113.478	-1.06
2011	0.000	0.000	37.977	-1.05
3011	3.940	2.230	10.824	-1.23
4011	0.000	0.000	113.247	-1.25
5011	0.000	0.000	37.977	-1.05
6011	0.000	0.000	10.824	-1.23
1012	3.320	1.790	10.621	-2.48
1013	2.490	1.270	10.582	-2.86
1301	0.930	0.530	11.164	-4.86
1302	0.620	0.320	11.212	-4.32
1303	1.350	0.730	11.079	-5.12
1304	0.930	0.480	11.226	-4.98
1305	0.730	0.350	11.270	-4.73

1306	1.450	0.820	11.169	-5.24
1307	0.830	0.450	11.268	-4.86
1308	3.110	1.500	11.189	-5.61
1309	1.660	0.940	11.168	-5.22
1310	1.240	0.630	11.103	-5.43
1311	1.140	0.640	11.135	-5.21
1312	1.550	0.920	11.081	-5.30
1313	1.450	0.750	11.145	-5.21
1314	0.830	0.400	11.220	-4.86
1315	1.040	0.560	11.211	-5.06
1316	2.280	1.170	11.249	-5.07

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп,МВт	Qп,МВАр	Pк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	1	34.367	22.056	34.335	21.985	0.032	0.071	0.205	0.185
1	101	25.110	16.601	24.933	16.209	0.176	0.390	0.151	1.386
101	3	14.767	9.827	14.755	9.801	0.012	0.026	0.090	0.154
3	102	-5.121	-3.458	-5.123	-3.461	0.001	0.003	-0.031	-0.054
102	2	-15.741	-10.386	-15.783	-10.478	0.042	0.092	-0.096	-0.519
2	100	-21.009	-13.576	-21.132	-13.850	0.123	0.273	-0.127	-1.153
2	1002	5.205	3.416	5.190	2.991	0.016	0.424	0.032	4.551
1002	2002	1.554	1.014	1.553	1.014	0.002	0.000	0.010	0.072
2002	307	1.553	1.034	1.544	1.023	0.009	0.011	0.029	0.278
307	306	0.706	0.571	0.703	0.567	0.003	0.004	0.014	0.184
306	202	-0.757	-0.299	-0.759	-0.301	0.001	0.002	-0.013	-0.088
202	201	-1.495	-0.677	-1.495	-0.678	0.000	0.000	-0.026	-0.007
201	2003	-2.433	-1.197	-2.447	-1.214	0.014	0.016	-0.043	-0.270
2003	205	5.119	3.106	5.101	3.084	0.018	0.021	0.094	0.163
205	204	2.806	1.791	2.805	1.789	0.002	0.002	0.053	0.028
204	314	1.755	1.187	1.748	1.179	0.007	0.008	0.034	0.185
314	313	0.911	0.754	0.909	0.752	0.002	0.003	0.019	0.107
313	203	-0.552	-0.067	-0.552	-0.067	0.000	0.000	-0.009	-0.020
203	311	-2.117	-1.066	-2.121	-1.071	0.004	0.005	-0.038	-0.084
311	2004	-3.271	-1.764	-3.292	-1.790	0.021	0.025	-0.059	-0.303
1004	2004	5.230	2.457	5.216	2.457	0.015	0.000	0.031	0.246
4	1004	4.363	2.635	4.352	2.343	0.011	0.290	0.026	3.606
4	103	9.261	3.875	9.239	3.844	0.021	0.031	0.051	0.361
103	7	4.748	1.693	4.743	1.684	0.006	0.008	0.026	0.182

7	104	2.546	0.735	2.545	0.734	0.001	0.001	0.014	0.057
104	105	2.545	0.886	2.545	0.885	0.000	0.001	0.014	0.021
105	8	2.545	1.197	2.542	1.194	0.003	0.004	0.014	0.166
8	9	-10.119	-5.560	-10.224	-5.713	0.105	0.153	-0.060	-1.626
9	10	-11.476	-5.616	-11.519	-5.677	0.042	0.061	-0.065	-0.580
10	106	-16.027	-7.256	-16.073	-7.357	0.045	0.101	-0.089	-0.542
106	200	-20.066	-8.417	-20.117	-8.530	0.051	0.113	-0.110	-0.479
11	1011	1.352	0.790	1.351	0.763	0.001	0.026	0.008	1.050
1011	2011	0.862	0.359	0.862	0.359	0.000	0.000	0.005	0.040
2011	5011	0.862	0.359	0.862	0.359	0.000	0.000	0.014	0.000
4011	5011	-0.862	-0.356	-0.862	-0.359	0.000	0.004	-0.005	-0.198
11	4011	2.592	1.534	2.590	1.472	0.002	0.063	0.015	1.289
4011	6011	3.452	1.827	3.449	1.827	0.003	0.000	0.020	0.082
6011	3011	3.449	1.827	3.449	1.827	0.000	0.000	0.208	0.000
1011	3011	0.489	0.404	0.489	0.401	0.000	0.003	0.003	0.323
10	1010	2.234	1.190	2.231	1.120	0.003	0.070	0.013	1.611
1010	2010	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
2010	5010	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
4010	5010	-0.000	0.002	-0.000	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	4010	2.234	1.190	2.231	1.120	0.003	0.070	0.013	1.611
4010	6010	2.232	1.119	2.229	1.078	0.003	0.041	0.013	0.979
6010	3010	2.229	1.078	2.229	1.078	0.000	0.000	0.134	0.000
1010	3010	2.231	1.122	2.228	1.081	0.003	0.041	0.013	0.981
8	1008	6.301	3.638	6.295	3.402	0.006	0.234	0.038	1.947
1008	2008	1.012	0.293	1.012	0.293	0.000	0.000	0.006	0.013
2008	5008	-1.004	-0.311	-1.004	-0.311	0.000	0.000	-0.016	-0.000
4008	5008	1.005	0.311	1.004	0.311	0.000	0.000	0.006	0.013
8	4008	6.301	3.638	6.295	3.402	0.006	0.234	0.038	1.947
4008	6008	5.291	3.091	5.286	2.985	0.005	0.106	0.032	1.112
6008	3008	5.286	2.985	5.286	2.985	0.000	0.000	0.336	0.000
1008	3008	5.282	3.109	5.278	3.002	0.005	0.107	0.032	1.117
2008	303	2.017	0.657	1.986	0.620	0.030	0.036	0.033	0.717
303	302	0.624	-0.120	0.623	-0.122	0.001	0.002	0.010	0.066
302	301	-0.003	-0.426	-0.004	-0.427	0.001	0.001	0.007	-0.076
301	5003	-0.942	-0.943	-0.952	-0.955	0.010	0.012	-0.021	-0.413
5003	2003	11.111	5.629	11.111	5.629	0.000	0.000	0.196	0.000
4003	5003	12.086	6.543	12.063	6.543	0.023	0.000	0.072	0.158
4003	6003	0.091	0.613	0.091	0.612	0.000	0.001	0.003	0.195
6003	3003	0.091	0.612	0.091	0.612	0.000	0.000	0.034	0.000
1003	3003	8.002	3.965	7.984	3.965	0.018	0.000	0.047	0.192
3	1003	7.617	4.913	7.599	4.330	0.017	0.580	0.046	4.185
1003	2003	-0.403	0.365	-0.403	0.364	0.000	0.001	-0.003	0.156

3	4003	12.202	8.084	12.177	7.156	0.025	0.924	0.074	4.182
4	101	-10.121	-7.010	-10.166	-7.111	0.045	0.100	-0.063	-0.871
4	102	-10.577	-7.383	-10.619	-7.476	0.042	0.093	-0.066	-0.770
4	4004	6.062	3.836	6.051	3.466	0.011	0.368	0.037	3.310
4004	5004	1.017	0.998	1.017	0.989	0.000	0.009	0.008	0.542
5004	2004	1.017	0.989	1.017	0.989	0.000	0.000	0.022	0.000
4004	6004	5.033	2.468	5.026	2.468	0.007	0.000	0.030	0.121
6004	3004	5.026	2.468	5.026	2.468	0.000	0.000	0.309	0.000
1004	3004	-0.878	-0.114	-0.879	-0.120	0.000	0.005	-0.005	-0.170
4005	5005	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5005	2005	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
1005	2005	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
1005	3005	8.801	4.954	8.794	4.775	0.007	0.178	0.053	1.092
3005	6005	-8.815	-4.729	-8.816	-4.729	0.000	0.000	-0.549	-0.001
4005	6005	8.822	4.908	8.816	4.729	0.007	0.178	0.053	1.083
5	4005	8.819	5.220	8.812	4.931	0.007	0.288	0.053	1.717
5	1005	8.818	5.220	8.811	4.931	0.007	0.288	0.053	1.717
4	107	-16.777	-5.722	-16.894	-5.863	0.117	0.140	-0.091	-1.001
107	12	-16.894	-5.613	-16.896	-5.616	0.002	0.003	-0.090	-0.015
12	108	-20.238	-7.650	-20.240	-7.655	0.002	0.004	-0.110	-0.019
108	109	-20.240	-7.649	-20.240	-7.649	0.000	0.000	-0.110	-0.002
109	110	-22.749	-8.902	-22.939	-9.132	0.190	0.228	-0.124	-1.219
110	300	-22.939	-8.850	-22.960	-8.908	0.020	0.057	-0.123	-0.186
1	1001	4.562	2.579	4.558	2.463	0.003	0.115	0.026	1.312
1001	3001	4.555	2.471	4.552	2.471	0.003	0.000	0.026	0.061
3001	6001	-4.562	-2.446	-4.562	-2.446	0.000	0.000	-0.275	-0.000
4001	6001	4.565	2.446	4.562	2.446	0.003	0.000	0.026	0.061
1	4001	4.566	2.570	4.562	2.454	0.003	0.115	0.026	1.307
4001	5001	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	0.002
5001	2001	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1001	2001	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	-0.002
310	1310	1.246	0.679	1.239	0.630	0.007	0.049	0.023	0.824
308	1308	3.122	1.636	3.108	1.499	0.013	0.137	0.056	0.855
9	1009	1.246	0.711	1.239	0.630	0.007	0.081	0.007	3.714
2003	308	3.142	1.698	3.130	1.683	0.012	0.014	0.056	0.182
2004	309	1.679	1.039	1.672	1.031	0.007	0.008	0.031	0.189
109	13	2.509	1.472	2.508	1.472	0.000	0.000	0.015	0.004
13	1013	2.498	1.410	2.488	1.269	0.009	0.140	0.015	3.096
309	1309	1.666	1.006	1.659	0.939	0.007	0.066	0.031	0.816
2004	310	1.261	0.680	1.251	0.668	0.011	0.013	0.023	0.399
12	1012	3.327	1.949	3.318	1.789	0.009	0.159	0.020	2.640
311	1311	1.146	0.683	1.139	0.640	0.006	0.043	0.021	0.806

203	312	1.565	1.015	1.562	1.012	0.004	0.003	0.030	0.100
312	1312	1.556	0.979	1.549	0.919	0.007	0.060	0.029	0.796
313	1313	1.455	0.798	1.449	0.750	0.005	0.048	0.027	0.669
314	1314	0.833	0.421	0.829	0.400	0.003	0.021	0.015	0.521
204	315	1.050	0.618	1.049	0.617	0.001	0.001	0.019	0.037
315	1315	1.044	0.595	1.039	0.560	0.005	0.035	0.019	0.707
205	316	2.295	1.298	2.295	1.298	0.000	0.000	0.042	0.007
316	1316	2.286	1.244	2.279	1.169	0.007	0.074	0.041	0.644
201	304	0.938	0.534	0.938	0.534	0.000	0.000	0.017	0.001
304	1304	0.933	0.507	0.929	0.480	0.004	0.027	0.017	0.612
202	305	0.736	0.393	0.736	0.393	0.000	0.000	0.013	0.001
305	1305	0.732	0.366	0.730	0.350	0.002	0.016	0.013	0.453
306	1306	1.455	0.870	1.449	0.819	0.006	0.050	0.027	0.712
307	1307	0.833	0.472	0.829	0.450	0.003	0.022	0.015	0.562
1002	3002	3.635	1.977	3.628	1.859	0.008	0.118	0.022	1.836
4	5	17.743	10.798	17.719	10.764	0.024	0.034	0.106	0.210
106	11	3.993	2.565	3.993	2.564	0.000	0.001	0.024	0.012
301	1301	0.934	0.559	0.929	0.530	0.004	0.029	0.017	0.658
302	1302	0.621	0.332	0.620	0.320	0.002	0.012	0.011	0.403
303	1303	1.358	0.790	1.349	0.730	0.009	0.060	0.025	0.933
7	1007	2.186	1.167	2.179	1.059	0.007	0.107	0.013	2.652
103	6	4.491	2.584	4.488	2.580	0.003	0.004	0.027	0.103
6	1006	4.473	2.573	4.457	2.279	0.016	0.293	0.027	3.580

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ ПІСЛЯ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.206 МВт / 1011.482 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.560 МВт / 986.026 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.504 МВт / 14.916 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.504 МВт / 14.916 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.675 МВт / 5.916 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.466 МВт / 4.624 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.142 МВт / 10.541 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.646 МВт / 25.456 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

№ вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-57.335	-38.990	115.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	114.804	-0.06
2	Сутиски	0.000	0.000	113.768	-0.37
101		0.000	0.000	113.311	-0.51
102		0.000	0.000	113.204	-0.54
3	Гнівіль	0.000	0.000	113.154	-0.56
4	Жмеринка	0.000	0.000	112.315	-0.78
5	Подільська тяга	0.000	0.000	112.106	-0.83
103		0.000	0.000	112.061	-0.83
6	Станіславчик	0.000	0.000	111.959	-0.85
7	Носківці	0.000	0.000	111.989	-0.82
104		0.000	0.000	111.935	-0.85
105		0.000	0.000	111.916	-0.86
8	Шаргород	0.000	0.000	111.757	-0.94
9	Конева	0.000	0.000	113.386	-0.58
10	М.Подільський	0.000	0.000	113.968	-0.44
106		0.000	0.000	114.516	-0.21
11	Яришів	0.000	0.000	114.504	-0.22

200		-19.622	-8.974	115.000	0.00
107		0.000	0.000	112.906	-0.56
12	Чернятин	0.000	0.000	112.915	-0.56
108		0.000	0.000	112.944	-0.55
109		0.000	0.000	112.947	-0.54
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	112.943	-0.55
110		0.000	0.000	114.716	-0.14
300	БАР	-31.094	-15.020	115.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	36.089	-3.63
302	Ярошенка	0.000	0.000	36.017	-3.47
303	Клекотина	0.000	0.000	36.083	-3.28
201		0.000	0.000	36.231	-3.78
304	З-д. АЕА	0.000	0.000	36.230	-3.78
202		0.000	0.000	36.224	-3.79
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.224	-3.79
306	Тиврів	0.000	0.000	36.141	-3.87
307	Пилява	0.000	0.000	36.328	-3.81
308	ЗБК	0.000	0.000	36.314	-3.71
309	Жуківці	0.000	0.000	36.200	-3.64
310	Почапинці	0.000	0.000	35.996	-3.80
311	Браїлів цз	0.000	0.000	36.096	-3.73
203		0.000	0.000	36.016	-3.79
312	Володимирівка	0.000	0.000	35.917	-3.82
313	Браїлів	0.000	0.000	36.000	-3.82
314	Демидівка	0.000	0.000	36.113	-3.79
204		0.000	0.000	36.302	-3.70
315	Гнівань цз	0.000	0.000	36.266	-3.72
205		0.000	0.000	36.330	-3.69
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	36.323	-3.69
1001		0.000	0.000	113.516	-1.16
2001		0.000	0.000	27.144	-1.16
3001		9.120	4.920	10.852	-1.14
4001		0.000	0.000	113.520	-1.16
5001		0.000	0.000	27.144	-1.16
6001		0.000	0.000	10.852	-1.14
1002		0.000	0.000	109.412	-3.71
2002		0.000	0.000	36.604	-3.68
3002		3.630	1.860	10.308	-5.12
1003		0.000	0.000	109.173	-3.71
2003		0.000	0.000	36.492	-3.60
3003		8.080	4.580	10.423	-3.66
4003		0.000	0.000	109.166	-3.65

5003	0.000	0.000	36.492	-3.60
6003	0.000	0.000	10.423	-3.66
1004	0.000	0.000	108.938	-3.61
2004	0.000	0.000	36.386	-3.55
3004	4.150	2.350	10.432	-3.27
4004	0.000	0.000	109.192	-3.30
5004	0.000	0.000	36.386	-3.55
6004	0.000	0.000	10.432	-3.27
1005	0.000	0.000	110.456	-2.23
2005	0.000	0.000	26.412	-2.23
3005	17.620	9.510	10.468	-3.10
4005	0.000	0.000	110.456	-2.23
5005	0.000	0.000	26.412	-2.23
6005	0.000	0.000	10.468	-3.11
1006	4.460	2.280	10.387	-3.69
1007	2.180	1.060	10.472	-2.99
1008	0.000	0.000	109.908	-2.55
2008	0.000	0.000	36.791	-2.55
3008	10.570	5.990	10.414	-3.40
4008	0.000	0.000	109.908	-2.55
5008	0.000	0.000	36.791	-2.55
6008	0.000	0.000	10.414	-3.40
1009	1.240	0.630	10.986	-3.36
1010	0.000	0.000	112.412	-1.83
2010	0.000	0.000	37.634	-1.83
3010	4.460	2.160	10.664	-2.65
4010	0.000	0.000	112.412	-1.83
5010	0.000	0.000	37.634	-1.83
6010	0.000	0.000	10.664	-2.65
1011	0.000	0.000	113.472	-1.05
2011	0.000	0.000	37.975	-1.04
3011	3.940	2.230	10.823	-1.22
4011	0.000	0.000	113.241	-1.24
5011	0.000	0.000	37.975	-1.04
6011	0.000	0.000	10.823	-1.22
1012	3.320	1.790	10.556	-2.61
1013	2.490	1.270	10.518	-2.99
1301	0.930	0.530	11.152	-4.85
1302	0.620	0.320	11.203	-4.29
1303	1.350	0.730	11.071	-5.07
1304	0.930	0.480	11.211	-5.00
1305	0.730	0.350	11.255	-4.75

1306		1.450	0.820	11.155	-5.26
1307		0.830	0.450	11.255	-4.88
1308		3.110	1.500	11.173	-5.63
1309		1.660	0.940	11.143	-5.24
1310		1.240	0.630	11.078	-5.45
1311		1.140	0.640	11.112	-5.23
1312		1.550	0.920	11.059	-5.32
1313		1.450	0.750	11.124	-5.23
1314		0.830	0.400	11.201	-4.88
1315		1.040	0.560	11.194	-5.08
1316		2.280	1.170	11.233	-5.08
701		0.000	0.000	112.448	-0.65
702		0.000	0.000	112.181	-0.68
703		0.000	0.000	112.221	-0.69
704		0.000	0.000	112.059	-0.75
701101		8.600	4.410	10.446	-3.36
701102		0.000	0.000	10.447	-3.36
702101		-7.100	0.000	10.754	2.88
702102		0.000	0.000	10.753	2.88
703101		4.970	2.820	10.419	-3.16
703102		0.000	0.000	10.419	-3.16
704101		2.590	1.250	10.847	-3.73
704102		0.000	0.000	10.847	-3.73

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	1	35.421	23.826	35.385	23.748	0.035	0.078	0.214	0.196
1	101	26.160	18.363	25.961	17.922	0.198	0.440	0.160	1.497
101	3	14.947	10.164	14.935	10.137	0.012	0.027	0.092	0.158
3	102	-4.924	-3.170	-4.926	-3.173	0.001	0.003	-0.030	-0.051
102	2	-16.493	-11.634	-16.541	-11.740	0.048	0.106	-0.103	-0.566
2	100	-21.777	-14.859	-21.914	-15.164	0.137	0.303	-0.134	-1.235
2	1002	5.215	3.438	5.199	3.009	0.016	0.427	0.032	4.583
1002	2002	1.564	1.032	1.562	1.032	0.002	0.000	0.010	0.072
2002	307	1.562	1.052	1.553	1.041	0.009	0.011	0.030	0.281
307	306	0.716	0.589	0.712	0.585	0.003	0.004	0.015	0.188
306	202	-0.748	-0.282	-0.750	-0.283	0.001	0.002	-0.013	-0.086
202	201	-1.486	-0.660	-1.486	-0.660	0.000	0.000	-0.026	-0.007
201	2003	-2.424	-1.180	-2.437	-1.196	0.014	0.016	-0.043	-0.268
2003	205	5.169	3.157	5.151	3.135	0.018	0.022	0.096	0.165
205	204	2.856	1.842	2.854	1.840	0.002	0.002	0.054	0.028
204	314	1.805	1.238	1.797	1.229	0.008	0.009	0.035	0.192
314	313	0.960	0.805	0.958	0.802	0.003	0.003	0.020	0.114
313	203	-0.503	-0.017	-0.503	-0.017	0.000	0.000	-0.008	-0.017
203	311	-2.068	-1.017	-2.072	-1.021	0.004	0.004	-0.037	-0.082
311	2004	-3.222	-1.715	-3.242	-1.739	0.020	0.024	-0.058	-0.297
1004	2004	5.195	2.426	5.180	2.426	0.015	0.000	0.030	0.245
4	1004	4.340	2.610	4.329	2.321	0.011	0.288	0.026	3.583
4	103	5.118	3.737	5.109	3.725	0.009	0.012	0.033	0.255
103	7	0.618	1.571	0.618	1.570	0.001	0.001	0.009	0.072

7	104	3.095	0.278	3.094	0.276	0.001	0.002	0.016	0.055
104	105	3.094	0.428	3.094	0.427	0.000	0.001	0.016	0.019
105	8	3.094	0.739	3.090	0.734	0.003	0.005	0.016	0.162
8	9	-9.631	-6.016	-9.733	-6.164	0.102	0.148	-0.059	-1.639
9	10	-10.985	-6.067	-11.026	-6.126	0.041	0.059	-0.064	-0.584
10	106	-15.535	-7.705	-15.579	-7.804	0.044	0.098	-0.088	-0.550
106	200	-19.572	-8.864	-19.622	-8.974	0.050	0.110	-0.108	-0.485
11	1011	1.352	0.790	1.351	0.763	0.001	0.027	0.008	1.050
1011	2011	0.862	0.359	0.862	0.359	0.000	0.000	0.005	0.040
2011	5011	0.862	0.359	0.862	0.359	0.000	0.000	0.014	0.000
4011	5011	-0.862	-0.356	-0.862	-0.359	0.000	0.004	-0.005	-0.198
11	4011	2.592	1.534	2.590	1.472	0.002	0.063	0.015	1.288
4011	6011	3.452	1.827	3.449	1.827	0.003	0.000	0.020	0.082
6011	3011	3.449	1.827	3.449	1.827	0.000	0.000	0.208	0.000
1011	3011	0.489	0.404	0.489	0.401	0.000	0.003	0.003	0.323
10	1010	2.234	1.190	2.231	1.120	0.003	0.070	0.013	1.610
1010	2010	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
2010	5010	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
4010	5010	-0.000	0.002	-0.000	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	4010	2.234	1.190	2.231	1.120	0.003	0.070	0.013	1.610
4010	6010	2.232	1.119	2.229	1.078	0.003	0.041	0.013	0.978
6010	3010	2.229	1.078	2.229	1.078	0.000	0.000	0.134	0.000
1010	3010	2.231	1.122	2.228	1.081	0.003	0.041	0.013	0.981
8	1008	6.331	3.636	6.325	3.399	0.006	0.236	0.038	1.943
1008	2008	1.042	0.290	1.042	0.290	0.000	0.000	0.006	0.014
2008	5008	-1.034	-0.307	-1.034	-0.307	0.000	0.000	-0.017	-0.000
4008	5008	1.035	0.307	1.034	0.307	0.000	0.000	0.006	0.014
8	4008	6.331	3.636	6.325	3.399	0.006	0.236	0.038	1.943
4008	6008	5.291	3.091	5.286	2.985	0.005	0.107	0.032	1.110
6008	3008	5.286	2.985	5.286	2.985	0.000	0.000	0.336	0.000
1008	3008	5.282	3.109	5.278	3.002	0.005	0.107	0.032	1.115
2008	303	2.077	0.649	2.045	0.611	0.032	0.038	0.034	0.730
303	302	0.682	-0.130	0.681	-0.132	0.002	0.002	0.011	0.073
302	301	0.055	-0.436	0.054	-0.437	0.001	0.001	0.007	-0.065
301	5003	-0.884	-0.953	-0.893	-0.964	0.009	0.011	-0.021	-0.404
5003	2003	11.155	5.658	11.155	5.658	0.000	0.000	0.198	0.000
4003	5003	12.072	6.582	12.048	6.582	0.023	0.000	0.073	0.158
4003	6003	0.094	0.604	0.093	0.603	0.000	0.001	0.003	0.192
6003	3003	0.093	0.603	0.093	0.603	0.000	0.000	0.034	0.000
1003	3003	8.000	3.975	7.981	3.975	0.018	0.000	0.047	0.192
3	1003	7.611	4.929	7.594	4.345	0.017	0.582	0.046	4.204
1003	2003	-0.406	0.370	-0.406	0.369	0.000	0.001	-0.003	0.158

3	4003	12.190	8.117	12.165	7.185	0.025	0.927	0.075	4.204
7	704	-4.674	0.464	-4.677	0.459	0.003	0.005	-0.024	-0.071
704	702	-7.292	-0.823	-7.299	-0.833	0.007	0.010	-0.038	-0.125
702	703	-0.254	-1.160	-0.254	-1.160	0.000	0.000	-0.006	-0.039
703	701	-5.262	-4.128	-5.270	-4.140	0.008	0.012	-0.034	-0.228
701	12	-13.924	-9.013	-13.966	-9.075	0.042	0.061	-0.085	-0.469
12	108	-28.165	-13.477	-28.170	-13.486	0.005	0.009	-0.159	-0.030
108	109	-28.170	-13.480	-28.171	-13.481	0.001	0.001	-0.159	-0.003
109	110	-30.679	-14.738	-31.053	-15.188	0.373	0.448	-0.174	-1.774
110	300	-31.053	-14.907	-31.094	-15.020	0.040	0.113	-0.173	-0.284
12	107	10.858	2.490	10.857	2.489	0.001	0.001	0.057	0.009
107	4	10.857	2.736	10.810	2.680	0.046	0.056	0.057	0.596
701	701101	4.312	2.477	4.297	2.205	0.015	0.271	0.025	3.414
701101	701102	-4.298	-2.202	-4.298	-2.202	0.000	0.000	-0.266	-0.000
701	701102	4.313	2.474	4.298	2.202	0.015	0.271	0.025	3.410
703	703101	2.493	1.561	2.483	1.410	0.010	0.151	0.015	3.451
703101	703102	-2.484	-1.408	-2.484	-1.408	0.000	0.000	-0.158	-0.000
703	703102	2.494	1.560	2.484	1.408	0.010	0.151	0.015	3.448
702	702101	-3.533	0.219	-3.548	-0.001	0.015	0.219	-0.018	-0.115
702101	702102	3.548	-0.001	3.548	-0.001	0.000	0.000	0.190	0.000
702	702102	-3.533	0.220	-3.548	0.001	0.015	0.219	-0.018	-0.111
704	704101	1.302	0.714	1.294	0.625	0.007	0.089	0.008	3.809
704101	704102	-1.294	-0.624	-1.294	-0.624	0.000	0.000	-0.076	-0.000
704	704102	1.302	0.714	1.294	0.624	0.007	0.089	0.008	3.808
1005	3005	8.801	4.955	8.794	4.775	0.007	0.179	0.053	1.095
3005	6005	-8.815	-4.729	-8.816	-4.729	0.000	0.000	-0.551	-0.001
4005	6005	8.823	4.908	8.816	4.729	0.007	0.179	0.053	1.086
4005	5005	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5005	2005	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
1005	2005	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
5	1005	8.818	5.222	8.811	4.932	0.007	0.289	0.053	1.722
5	4005	8.819	5.222	8.812	4.932	0.007	0.289	0.053	1.722
4	101	-10.957	-8.358	-11.014	-8.485	0.057	0.126	-0.071	-1.002
4	102	-11.514	-8.891	-11.568	-9.010	0.053	0.118	-0.075	-0.894
4	4004	6.035	3.806	6.024	3.439	0.011	0.366	0.037	3.294
4004	5004	1.003	0.980	1.002	0.971	0.000	0.009	0.007	0.533
5004	2004	1.002	0.971	1.002	0.971	0.000	0.000	0.022	0.000
4004	6004	5.022	2.459	5.014	2.459	0.007	0.000	0.030	0.121
6004	3004	5.014	2.459	5.014	2.459	0.000	0.000	0.309	0.000
1004	3004	-0.866	-0.105	-0.867	-0.111	0.000	0.005	-0.005	-0.163
1	4001	4.566	2.570	4.562	2.454	0.003	0.115	0.026	1.307
4001	6001	4.565	2.446	4.562	2.446	0.003	0.000	0.026	0.061

6001	3001	4.562	2.446	4.562	2.446	0.000	0.000	0.275	0.000
1001	3001	4.555	2.471	4.552	2.471	0.003	0.000	0.026	0.061
1	1001	4.562	2.579	4.558	2.463	0.003	0.115	0.026	1.312
1001	2001	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	-0.002
2001	5001	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
4001	5001	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	0.002
310	1310	1.246	0.679	1.239	0.630	0.007	0.049	0.023	0.827
9	1009	1.246	0.711	1.239	0.630	0.007	0.081	0.007	3.711
2003	308	3.142	1.698	3.130	1.684	0.012	0.014	0.056	0.182
2004	309	1.679	1.040	1.672	1.031	0.007	0.008	0.031	0.190
309	1309	1.666	1.006	1.659	0.939	0.007	0.066	0.031	0.818
109	13	2.509	1.473	2.508	1.473	0.000	0.000	0.015	0.004
13	1013	2.498	1.412	2.488	1.269	0.009	0.142	0.015	3.125
2004	310	1.261	0.681	1.251	0.668	0.011	0.013	0.023	0.400
301	1301	0.934	0.559	0.929	0.530	0.004	0.029	0.017	0.659
103	6	4.491	2.585	4.488	2.580	0.003	0.004	0.027	0.103
311	1311	1.146	0.683	1.139	0.640	0.006	0.043	0.021	0.808
203	312	1.566	1.016	1.562	1.012	0.004	0.003	0.030	0.100
312	1312	1.556	0.980	1.549	0.919	0.007	0.060	0.030	0.798
313	1313	1.455	0.798	1.449	0.750	0.005	0.049	0.027	0.670
314	1314	0.833	0.421	0.829	0.400	0.003	0.021	0.015	0.522
204	315	1.050	0.618	1.049	0.617	0.001	0.001	0.019	0.037
315	1315	1.044	0.595	1.039	0.560	0.005	0.035	0.019	0.709
205	316	2.295	1.298	2.295	1.298	0.000	0.000	0.042	0.007
316	1316	2.286	1.244	2.279	1.169	0.007	0.075	0.041	0.645
201	304	0.938	0.534	0.938	0.534	0.000	0.000	0.017	0.001
304	1304	0.933	0.507	0.929	0.480	0.004	0.027	0.017	0.614
202	305	0.736	0.393	0.736	0.393	0.000	0.000	0.013	0.001
305	1305	0.732	0.366	0.730	0.350	0.002	0.016	0.013	0.454
306	1306	1.455	0.870	1.449	0.819	0.006	0.050	0.027	0.713
307	1307	0.833	0.472	0.829	0.450	0.003	0.022	0.015	0.563
1002	3002	3.635	1.977	3.628	1.859	0.008	0.118	0.022	1.838
6	1006	4.474	2.574	4.457	2.279	0.016	0.294	0.027	3.580
4	5	17.742	10.801	17.718	10.767	0.024	0.035	0.107	0.210
308	1308	3.122	1.637	3.108	1.499	0.013	0.137	0.056	0.856
302	1302	0.621	0.332	0.620	0.320	0.002	0.012	0.011	0.403
303	1303	1.358	0.790	1.349	0.730	0.009	0.060	0.025	0.933
12	1012	3.327	1.951	3.318	1.789	0.009	0.161	0.020	2.665
7	1007	2.186	1.167	2.179	1.059	0.007	0.108	0.013	2.644
106	11	3.993	2.565	3.993	2.564	0.000	0.001	0.024	0.012

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 40.285 МВт / 353.163 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 39.419 МВт / 345.310 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.138 МВт / 1.364 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.138 МВт / 1.364 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.639 МВт / 5.594 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.090 МВт / 0.895 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.729 МВт / 6.489 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.866 МВт / 7.853 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-18.480	-9.623	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.942	-0.02
2	Сутиски	0.000	0.000	109.658	-0.15
101		0.000	0.000	109.535	-0.20
102		0.000	0.000	109.505	-0.21
3	Гнівась	0.000	0.000	109.484	-0.21
4	Жмеринка	0.000	0.000	109.287	-0.29
5	Подільська тяга	0.000	0.000	109.212	-0.31
103		0.000	0.000	109.304	-0.30
6	Станіславчик	0.000	0.000	109.269	-0.31
7	Носківці	0.000	0.000	109.378	-0.29
104		0.000	0.000	109.348	-0.31
105		0.000	0.000	109.337	-0.32
8	Шаргород	0.000	0.000	109.237	-0.36
9	Конева	0.000	0.000	109.658	-0.24
10	М.Подільський	0.000	0.000	109.791	-0.18
106		0.000	0.000	109.906	-0.09
11	Яришів	0.000	0.000	109.902	-0.09

200		-6.218	-0.487	110.000	0.00
107		0.000	0.000	109.476	-0.19
12	Чернятин	0.000	0.000	109.479	-0.19
108		0.000	0.000	109.486	-0.19
109		0.000	0.000	109.487	-0.19
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	109.485	-0.19
110		0.000	0.000	109.935	-0.04
300	БАР	-8.468	-2.671	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	36.084	-1.35
302	Ярошенка	0.000	0.000	36.077	-1.30
303	Клекотина	0.000	0.000	36.110	-1.23
201		0.000	0.000	36.105	-1.39
304	З-д. АЕА	0.000	0.000	36.105	-1.39
202		0.000	0.000	36.103	-1.39
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.102	-1.39
306	Тиврів	0.000	0.000	36.073	-1.42
307	Піява	0.000	0.000	36.136	-1.41
308	ЗБК	0.000	0.000	36.135	-1.36
309	Жуківці	0.000	0.000	36.111	-1.33
310	Почапінці	0.000	0.000	36.044	-1.39
311	Браїлів цз	0.000	0.000	36.071	-1.37
203		0.000	0.000	36.042	-1.39
312	Володимирівка	0.000	0.000	36.007	-1.39
313	Браїлів	0.000	0.000	36.034	-1.40
314	Демидівка	0.000	0.000	36.070	-1.38
204		0.000	0.000	36.132	-1.35
315	Гнівась цз	0.000	0.000	36.119	-1.36
205		0.000	0.000	36.141	-1.35
316	Гнівась кар'єр	0.000	0.000	36.139	-1.35
1001		0.000	0.000	109.479	-0.44
2001		0.000	0.000	26.179	-0.44
3001		3.190	1.723	10.469	-0.43
4001		0.000	0.000	109.480	-0.44
5001		0.000	0.000	26.179	-0.44
6001		0.000	0.000	10.469	-0.43
1002		0.000	0.000	108.241	-1.37
2002		0.000	0.000	36.229	-1.36
3002		1.300	0.650	10.299	-1.88
1003		0.000	0.000	108.170	-1.36
2003		0.000	0.000	36.197	-1.32
3003		2.830	1.600	10.340	-1.34
4003		0.000	0.000	108.179	-1.33

5003	0.000	0.000	36.197	-1.32
6003	0.000	0.000	10.340	-1.34
1004	0.000	0.000	108.149	-1.32
2004	0.000	0.000	36.177	-1.30
3004	1.450	0.820	10.348	-1.20
4004	0.000	0.000	108.231	-1.21
5004	0.000	0.000	36.177	-1.30
6004	0.000	0.000	10.348	-1.20
1005	0.000	0.000	108.645	-0.82
2005	0.000	0.000	25.979	-0.82
3005	6.170	3.330	10.357	-1.13
4005	0.000	0.000	108.645	-0.82
5005	0.000	0.000	25.979	-0.82
6005	0.000	0.000	10.358	-1.13
1006	1.560	0.798	10.341	-1.33
1007	0.760	-2.330	10.883	-1.22
1008	0.000	0.000	108.618	-0.95
2008	0.000	0.000	36.362	-0.95
3008	3.700	2.100	10.355	-1.26
4008	0.000	0.000	108.618	-0.95
5008	0.000	0.000	36.362	-0.95
6008	0.000	0.000	10.355	-1.26
1009	0.435	0.221	10.843	-1.26
1010	0.000	0.000	109.251	-0.70
2010	0.000	0.000	36.575	-0.70
3010	1.560	0.754	10.418	-1.00
4010	0.000	0.000	109.251	-0.70
5010	0.000	0.000	36.575	-0.70
6010	0.000	0.000	10.419	-1.00
1011	0.000	0.000	109.532	-0.40
2011	0.000	0.000	36.665	-0.40
3011	1.378	0.780	10.466	-0.47
4011	0.000	0.000	109.449	-0.48
5011	0.000	0.000	36.665	-0.40
6011	0.000	0.000	10.466	-0.47
1012	1.160	0.627	10.386	-0.94
1013	0.870	0.446	10.373	-1.08
1301	0.326	0.185	11.275	-1.77
1302	0.217	0.112	11.298	-1.58
1303	0.471	0.254	11.258	-1.85
1304	0.326	0.167	11.287	-1.81
1305	0.254	0.123	11.301	-1.72

1306		0.508	0.286	11.267	-1.91
1307		0.290	0.156	11.301	-1.78
1308		1.090	0.526	11.274	-2.03
1309		0.580	0.330	11.269	-1.89
1310		0.435	0.221	11.247	-1.96
1311		0.399	0.225	11.257	-1.88
1312		0.544	0.323	11.238	-1.91
1313		0.508	0.261	11.260	-1.88
1314		0.290	0.141	11.284	-1.76
1315		0.363	0.196	11.281	-1.83
1316		0.798	0.410	11.295	-1.84
701		0.000	0.000	109.389	-0.21
702		0.000	0.000	109.460	-0.17
703		0.000	0.000	109.393	-0.20
704		0.000	0.000	109.412	-0.23
701101		3.010	1.540	10.357	-1.19
701102		0.000	0.000	10.357	-1.19
702101		-7.100	0.000	10.493	3.57
702102		0.000	0.000	10.493	3.57
703101		1.740	0.987	10.355	-1.09
703102		0.000	0.000	10.355	-1.09
704101		0.907	0.439	10.818	-1.30
704102		0.000	0.000	10.818	-1.30

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп,МВт	Qп,МВАр	Pк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	1	11.501	6.131	11.497	6.123	0.004	0.008	0.068	0.058
1	101	8.218	4.155	8.200	4.115	0.018	0.040	0.048	0.407
101	3	5.062	2.970	5.061	2.967	0.001	0.003	0.031	0.051
3	102	-1.870	-1.305	-1.870	-1.306	0.000	0.000	-0.012	-0.021
102	2	-5.117	-2.706	-5.121	-2.715	0.004	0.009	-0.030	-0.153
2	100	-6.966	-3.463	-6.979	-3.492	0.013	0.028	-0.041	-0.342
2	1002	1.826	1.044	1.824	0.991	0.002	0.052	0.011	1.448
1002	2002	0.524	0.327	0.524	0.327	0.000	0.000	0.003	0.025
2002	307	0.524	0.347	0.523	0.345	0.001	0.001	0.010	0.094
307	306	0.228	0.206	0.228	0.206	0.000	0.000	0.005	0.063
306	202	-0.286	-0.083	-0.287	-0.083	0.000	0.000	-0.005	-0.030
202	201	-0.545	-0.218	-0.545	-0.218	0.000	0.000	-0.009	-0.002
201	2003	-0.876	-0.401	-0.877	-0.403	0.002	0.002	-0.015	-0.094
2003	205	1.780	1.073	1.778	1.071	0.002	0.003	0.033	0.056
205	204	0.971	0.603	0.971	0.603	0.000	0.000	0.018	0.009
204	314	0.603	0.397	0.602	0.396	0.001	0.001	0.012	0.063
314	313	0.308	0.249	0.308	0.249	0.000	0.000	0.006	0.036
313	203	-0.207	-0.038	-0.207	-0.038	0.000	0.000	-0.003	-0.008
203	311	-0.758	-0.385	-0.758	-0.386	0.000	0.001	-0.014	-0.030
311	2004	-1.162	-0.626	-1.165	-0.630	0.003	0.003	-0.021	-0.106
1004	2004	1.833	0.822	1.831	0.822	0.002	0.000	0.011	0.089
4	1004	1.526	0.831	1.525	0.795	0.001	0.036	0.009	1.165
4	103	0.305	-0.690	0.304	-0.690	0.000	0.000	0.004	-0.017
103	7	-1.271	-1.121	-1.271	-1.122	0.001	0.001	-0.009	-0.074
7	104	1.776	0.089	1.775	0.088	0.000	0.001	0.009	0.030
104	105	1.775	0.233	1.775	0.233	0.000	0.000	0.009	0.011
105	8	1.775	0.531	1.774	0.529	0.001	0.002	0.010	0.100

8	9	-2.737	-1.312	-2.745	-1.323	0.008	0.011	-0.016	-0.422
9	10	-3.186	-0.799	-3.189	-0.803	0.003	0.004	-0.017	-0.133
10	106	-4.787	-0.841	-4.791	-0.849	0.004	0.008	-0.026	-0.116
106	200	-6.214	-0.477	-6.218	-0.487	0.005	0.010	-0.033	-0.094
11	1011	0.472	0.269	0.472	0.266	0.000	0.003	0.003	0.372
1011	2011	0.301	0.125	0.301	0.125	0.000	0.000	0.002	0.015
2011	5011	0.301	0.125	0.301	0.125	0.000	0.000	0.005	0.000
4011	5011	-0.301	-0.124	-0.301	-0.125	0.000	0.000	-0.002	-0.070
11	4011	0.906	0.523	0.905	0.515	0.000	0.008	0.005	0.456
4011	6011	1.207	0.639	1.206	0.639	0.000	0.000	0.007	0.030
6011	3011	1.206	0.639	1.206	0.639	0.000	0.000	0.075	0.000
1011	3011	0.171	0.141	0.171	0.140	0.000	0.000	0.001	0.115
10	1010	0.780	0.391	0.780	0.382	0.000	0.009	0.005	0.547
1010	2010	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
2010	5010	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
4010	5010	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	4010	0.780	0.391	0.780	0.382	0.000	0.009	0.005	0.547
4010	6010	0.780	0.381	0.780	0.376	0.000	0.005	0.005	0.334
6010	3010	0.780	0.376	0.780	0.376	0.000	0.000	0.048	0.000
1010	3010	0.780	0.383	0.779	0.377	0.000	0.005	0.005	0.334
8	1008	2.227	1.170	2.226	1.140	0.001	0.029	0.013	0.632
1008	2008	0.378	0.075	0.378	0.075	0.000	0.000	0.002	0.005
2008	5008	-0.376	-0.081	-0.376	-0.081	0.000	0.000	-0.006	-0.000
4008	5008	0.376	0.081	0.376	0.081	0.000	0.000	0.002	0.005
8	4008	2.227	1.170	2.227	1.140	0.001	0.029	0.013	0.632
4008	6008	1.851	1.060	1.850	1.046	0.001	0.013	0.011	0.370
6008	3008	1.850	1.046	1.850	1.046	0.000	0.000	0.118	0.000
1008	3008	1.848	1.066	1.847	1.052	0.001	0.013	0.011	0.372
2008	303	0.754	0.207	0.750	0.202	0.004	0.005	0.012	0.255
303	302	0.274	-0.010	0.274	-0.010	0.000	0.000	0.004	0.034
302	301	0.052	-0.096	0.052	-0.096	0.000	0.000	0.002	-0.007
301	5003	-0.278	-0.242	-0.279	-0.243	0.001	0.001	-0.006	-0.114
5003	2003	3.902	1.938	3.902	1.938	0.000	0.000	0.069	0.000
4003	5003	4.185	2.141	4.182	2.141	0.003	0.000	0.025	0.057
4003	6003	0.045	0.246	0.045	0.246	0.000	0.000	0.001	0.079
6003	3003	0.045	0.246	0.045	0.246	0.000	0.000	0.014	0.000
1003	3003	2.786	1.353	2.783	1.353	0.002	0.000	0.017	0.069
3	1003	2.644	1.529	2.642	1.458	0.002	0.071	0.016	1.344
1003	2003	-0.144	0.105	-0.144	0.105	0.000	0.000	-0.001	0.047
3	4003	4.232	2.499	4.229	2.387	0.003	0.112	0.026	1.334
7	704	-3.823	1.339	-3.826	1.335	0.003	0.004	-0.021	-0.034
704	702	-4.745	1.013	-4.748	1.008	0.003	0.005	-0.026	-0.049

702	703	2.296	0.654	2.295	0.653	0.001	0.002	0.013	0.067
703	701	0.534	-0.226	0.534	-0.226	0.000	0.000	0.003	0.004
701	12	-2.505	-1.760	-2.507	-1.762	0.002	0.002	-0.016	-0.090
12	108	-7.557	-2.575	-7.557	-2.576	0.000	0.001	-0.042	-0.007
108	109	-7.557	-2.570	-7.557	-2.570	0.000	0.000	-0.042	-0.001
109	110	-8.438	-2.888	-8.465	-2.921	0.027	0.033	-0.047	-0.449
110	300	-8.465	-2.663	-8.468	-2.671	0.003	0.008	-0.047	-0.065
12	107	3.876	0.203	3.876	0.203	0.000	0.000	0.020	0.002
107	4	3.876	0.435	3.870	0.427	0.006	0.007	0.021	0.190
701	701101	1.506	0.804	1.504	0.770	0.002	0.034	0.009	1.134
701101	701102	-1.504	-0.769	-1.504	-0.769	0.000	0.000	-0.094	-0.000
701	701102	1.506	0.803	1.504	0.769	0.002	0.034	0.009	1.132
703	703101	0.871	0.512	0.869	0.493	0.001	0.019	0.005	1.155
703101	703102	-0.870	-0.493	-0.870	-0.493	0.000	0.000	-0.056	-0.000
703	703102	0.871	0.512	0.870	0.493	0.001	0.019	0.005	1.154
702	702101	-3.532	0.230	-3.548	-0.001	0.015	0.230	-0.019	-0.031
702101	702102	3.548	-0.001	3.548	-0.001	0.000	0.000	0.195	0.000
702	702102	-3.532	0.232	-3.548	0.001	0.015	0.230	-0.019	-0.028
704	704101	0.454	0.230	0.453	0.219	0.001	0.011	0.003	1.256
704101	704102	-0.453	-0.219	-0.453	-0.219	0.000	0.000	-0.027	-0.000
704	704102	0.454	0.230	0.453	0.219	0.001	0.011	0.003	1.256
1005	3005	3.080	1.695	3.079	1.672	0.001	0.022	0.019	0.367
3005	6005	-3.087	-1.656	-3.087	-1.656	0.000	0.000	-0.195	-0.000
4005	6005	3.088	1.678	3.087	1.656	0.001	0.022	0.019	0.364
4005	5005	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5005	2005	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1005	2005	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
5	1005	3.085	1.723	3.084	1.686	0.001	0.036	0.019	0.576
5	4005	3.085	1.723	3.084	1.687	0.001	0.036	0.019	0.577
4	101	-3.134	-1.814	-3.138	-1.824	0.004	0.009	-0.019	-0.249
4	102	-3.243	-1.906	-3.246	-1.914	0.004	0.008	-0.020	-0.219
4	4004	2.122	1.221	2.120	1.176	0.001	0.045	0.013	1.078
4004	5004	0.362	0.328	0.362	0.327	0.000	0.001	0.003	0.176
5004	2004	0.362	0.327	0.362	0.327	0.000	0.000	0.008	0.000
4004	6004	1.758	0.848	1.757	0.848	0.001	0.000	0.010	0.044
6004	3004	1.757	0.848	1.757	0.848	0.000	0.000	0.109	0.000
1004	3004	-0.308	-0.027	-0.308	-0.028	0.000	0.001	-0.002	-0.041
1	4001	1.596	0.875	1.595	0.859	0.000	0.015	0.010	0.465
4001	6001	1.596	0.857	1.596	0.857	0.000	0.000	0.010	0.022
6001	3001	1.596	0.857	1.596	0.857	0.000	0.000	0.100	0.000
1001	3001	1.593	0.865	1.592	0.865	0.000	0.000	0.010	0.022
1	1001	1.594	0.878	1.594	0.863	0.000	0.015	0.010	0.466

6001	3001	1.596	0.857	1.596	0.857	0.000	0.000	0.100	0.000
1001	3001	1.593	0.865	1.592	0.865	0.000	0.000	0.010	0.022
1	1001	1.594	0.878	1.594	0.863	0.000	0.015	0.010	0.466
1001	2001	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	-0.001
2001	5001	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
4001	5001	-0.001	0.003	-0.001	0.003	0.000	0.000	-0.000	0.001
310	1310	0.436	0.227	0.435	0.221	0.001	0.006	0.008	0.265
9	1009	0.436	0.231	0.435	0.221	0.001	0.010	0.003	1.249
2003	308	1.101	0.591	1.099	0.589	0.001	0.002	0.020	0.063
2004	309	0.587	0.364	0.586	0.363	0.001	0.001	0.011	0.066
309	1309	0.581	0.338	0.580	0.330	0.001	0.008	0.011	0.264
109	13	0.881	0.521	0.881	0.521	0.000	0.000	0.005	0.001
13	1013	0.871	0.464	0.869	0.446	0.001	0.018	0.005	1.056
2004	310	0.441	0.217	0.440	0.216	0.001	0.002	0.008	0.134
301	1301	0.326	0.188	0.326	0.185	0.001	0.003	0.006	0.214
103	6	1.575	0.841	1.575	0.840	0.000	0.001	0.009	0.036
311	1311	0.400	0.230	0.399	0.225	0.001	0.005	0.007	0.262
203	312	0.551	0.363	0.550	0.363	0.000	0.000	0.011	0.035
312	1312	0.544	0.330	0.544	0.323	0.001	0.007	0.010	0.257
313	1313	0.508	0.267	0.508	0.261	0.001	0.006	0.009	0.214
314	1314	0.290	0.143	0.290	0.141	0.000	0.003	0.005	0.170
204	315	0.368	0.223	0.368	0.223	0.000	0.000	0.007	0.013
315	1315	0.363	0.200	0.363	0.196	0.001	0.004	0.007	0.230
205	316	0.807	0.472	0.807	0.472	0.000	0.000	0.015	0.002
316	1316	0.798	0.419	0.797	0.410	0.001	0.009	0.014	0.208
201	304	0.331	0.197	0.331	0.197	0.000	0.000	0.006	0.000
304	1304	0.326	0.170	0.326	0.167	0.000	0.003	0.006	0.198
202	305	0.258	0.151	0.258	0.151	0.000	0.000	0.005	0.000
305	1305	0.254	0.125	0.254	0.123	0.000	0.002	0.005	0.148
306	1306	0.508	0.292	0.508	0.286	0.001	0.006	0.009	0.230
307	1307	0.290	0.159	0.290	0.156	0.000	0.003	0.005	0.183
1002	3002	1.300	0.665	1.299	0.650	0.001	0.015	0.008	0.594
6	1006	1.561	0.834	1.559	0.797	0.002	0.036	0.009	1.181
4	5	6.250	3.756	6.247	3.752	0.003	0.005	0.038	0.075
308	1308	1.091	0.542	1.089	0.526	0.002	0.017	0.019	0.272
302	1302	0.217	0.113	0.217	0.112	0.000	0.001	0.004	0.132
303	1303	0.472	0.261	0.471	0.254	0.001	0.007	0.009	0.299
12	1012	1.160	0.647	1.159	0.627	0.001	0.020	0.007	0.907
7	1007	0.766	-2.226	0.760	-2.329	0.007	0.102	0.012	-4.377
106	11	1.423	1.013	1.423	1.013	0.000	0.000	0.009	0.005

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ
ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 50.978 МВт / 447.048 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 49.922 МВт / 437.317 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.267 МВт / 2.652 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.267 МВт / 2.652 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.636 МВт / 5.568 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.152 МВт / 1.511 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.788 МВт / 7.079 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.056 МВт / 9.731 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-22.184	-12.365	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.929	-0.03
2	Сутиски	0.000	0.000	109.561	-0.17
101		0.000	0.000	109.391	-0.24
102		0.000	0.000	109.352	-0.25
3	Гнівіль	0.000	0.000	109.336	-0.26
4	Жмеринка	0.000	0.000	108.990	-0.38
5	Подільська тяга	0.000	0.000	108.915	-0.39
103		0.000	0.000	108.906	-0.41
6	Станіславчик	0.000	0.000	108.870	-0.42
7	Носківці	0.000	0.000	108.875	-0.42
104		0.000	0.000	108.882	-0.44
105		0.000	0.000	108.884	-0.44
8	Шаргород	0.000	0.000	108.875	-0.46
9	Конева	0.000	0.000	109.502	-0.29
10	М.Подільський	0.000	0.000	109.704	-0.21
106		0.000	0.000	109.869	-0.10
11	Яришів	0.000	0.000	109.865	-0.10

200		-7.433	-1.239	110.000	0.00
107		0.000	0.000	109.049	-0.30
12	Чернятин	0.000	0.000	109.049	-0.29
108		0.000	0.000	109.063	-0.29
109		0.000	0.000	109.064	-0.29
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	109.063	-0.29
110		0.000	0.000	109.875	-0.07
300	БАР	-14.235	-5.921	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	36.010	-1.42
302	Ярошенка	0.000	0.000	35.987	-1.38
303	Клекотина	0.000	0.000	36.010	-1.32
201		0.000	0.000	36.049	-1.45
304	З-д. АЕА	0.000	0.000	36.049	-1.45
202		0.000	0.000	36.047	-1.45
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.047	-1.45
306	Тиврів	0.000	0.000	36.021	-1.48
307	Пилява	0.000	0.000	36.090	-1.46
308	ЗБК	0.000	0.000	36.076	-1.42
309	Жуківці	0.000	0.000	36.022	-1.41
310	Почапінці	0.000	0.000	35.954	-1.47
311	Браїлів цз	0.000	0.000	35.989	-1.44
203		0.000	0.000	35.962	-1.46
312	Володимирівка	0.000	0.000	35.927	-1.46
313	Браїлів	0.000	0.000	35.958	-1.46
314	Демидівка	0.000	0.000	36.001	-1.45
204		0.000	0.000	36.071	-1.42
315	Гнівань цз	0.000	0.000	36.058	-1.42
205		0.000	0.000	36.081	-1.41
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	36.078	-1.41
1001		0.000	0.000	109.466	-0.44
2001		0.000	0.000	26.176	-0.44
3001		3.190	1.723	10.468	-0.44
4001		0.000	0.000	109.467	-0.44
5001		0.000	0.000	26.176	-0.44
6001		0.000	0.000	10.468	-0.44
1002		0.000	0.000	108.120	-1.42
2002		0.000	0.000	36.188	-1.41
3002		1.300	0.650	10.287	-1.94
1003		0.000	0.000	108.001	-1.42
2003		0.000	0.000	36.139	-1.38
3003		2.830	1.600	10.323	-1.40
4003		0.000	0.000	108.006	-1.40

5003	0.000	0.000	36.139	-1.38
6003	0.000	0.000	10.323	-1.40
1004	0.000	0.000	107.881	-1.39
2004	0.000	0.000	36.087	-1.37
3004	1.450	0.820	10.321	-1.27
4004	0.000	0.000	107.956	-1.29
5004	0.000	0.000	36.087	-1.37
6004	0.000	0.000	10.322	-1.27
1005	0.000	0.000	108.346	-0.91
2005	0.000	0.000	25.908	-0.91
3005	6.170	3.330	10.329	-1.23
4005	0.000	0.000	108.346	-0.91
5005	0.000	0.000	25.908	-0.91
6005	0.000	0.000	10.329	-1.23
1006	1.560	0.798	10.302	-1.45
1007	0.760	-2.330	10.836	-1.36
1008	0.000	0.000	108.261	-1.05
2008	0.000	0.000	36.242	-1.05
3008	3.700	2.100	10.320	-1.35
4008	0.000	0.000	108.261	-1.05
5008	0.000	0.000	36.242	-1.05
6008	0.000	0.000	10.320	-1.35
1009	0.435	0.221	10.828	-1.31
1010	0.000	0.000	109.164	-0.73
2010	0.000	0.000	36.546	-0.73
3010	1.560	0.754	10.410	-1.03
4010	0.000	0.000	109.164	-0.73
5010	0.000	0.000	36.546	-0.73
6010	0.000	0.000	10.410	-1.03
1011	0.000	0.000	109.495	-0.42
2011	0.000	0.000	36.652	-0.41
3011	1.378	0.780	10.462	-0.48
4011	0.000	0.000	109.412	-0.49
5011	0.000	0.000	36.652	-0.41
6011	0.000	0.000	10.462	-0.48
1012	1.160	0.627	10.345	-1.05
1013	0.870	0.446	10.332	-1.19
1301	0.326	0.185	11.251	-1.84
1302	0.217	0.112	11.269	-1.66
1303	0.471	0.254	11.226	-1.93
1304	0.326	0.167	11.269	-1.88
1305	0.254	0.123	11.284	-1.78

1306	0.508	0.286	11.251	-1.97
1307	0.290	0.156	11.287	-1.84
1308	1.090	0.526	11.256	-2.09
1309	0.580	0.330	11.240	-1.96
1310	0.435	0.221	11.219	-2.04
1311	0.399	0.225	11.230	-1.96
1312	0.544	0.323	11.213	-1.99
1313	0.508	0.261	11.236	-1.95
1314	0.290	0.141	11.263	-1.83
1315	0.363	0.196	11.262	-1.90
1316	0.798	0.410	11.275	-1.90
701	0.000	0.000	108.716	-0.37
702	0.000	0.000	108.794	-0.33
703	0.000	0.000	108.657	-0.37
704	0.000	0.000	108.794	-0.38
701101	8.600	4.410	10.077	-3.27
701102	0.000	0.000	10.077	-3.27
702101	-7.100	0.000	10.429	3.45
702102	0.000	0.000	10.429	3.45
703101	4.970	2.820	10.066	-3.02
703102	0.000	0.000	10.066	-3.02
704101	2.590	1.250	10.508	-3.55
704102	0.000	0.000	10.508	-3.55

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	13.626	7.706	13.621	7.694	0.005	0.011	0.082	0.071
1	101	10.342	5.726	10.312	5.660	0.030	0.066	0.062	0.539
101	3	5.490	3.284	5.488	3.281	0.002	0.004	0.034	0.056
3	102	-1.527	-1.058	-1.527	-1.058	0.000	0.000	-0.010	-0.017
102	2	-6.656	-3.833	-6.663	-3.850	0.007	0.016	-0.040	-0.210
2	100	-8.537	-4.615	-8.557	-4.660	0.020	0.044	-0.051	-0.439
2	1002	1.855	1.061	1.853	1.006	0.002	0.054	0.011	1.474
1002	2002	0.553	0.342	0.553	0.342	0.000	0.000	0.003	0.027
2002	307	0.553	0.362	0.552	0.360	0.001	0.001	0.011	0.098
307	306	0.257	0.221	0.257	0.221	0.000	0.001	0.005	0.069
306	202	-0.258	-0.068	-0.258	-0.068	0.000	0.000	-0.004	-0.026
202	201	-0.516	-0.203	-0.516	-0.203	0.000	0.000	-0.009	-0.002

201	2003	-0.847	-0.386	-0.849	-0.388	0.002	0.002	-0.015	-0.091
2003	205	1.846	1.122	1.844	1.119	0.002	0.003	0.034	0.059
205	204	1.037	0.652	1.036	0.652	0.000	0.000	0.020	0.010
204	314	0.669	0.445	0.668	0.444	0.001	0.001	0.013	0.070
314	313	0.373	0.297	0.373	0.297	0.000	0.000	0.008	0.043
313	203	-0.142	0.010	-0.142	0.010	0.000	0.000	-0.002	-0.004
203	311	-0.692	-0.337	-0.693	-0.337	0.000	0.000	-0.012	-0.027
311	2004	-1.097	-0.578	-1.099	-0.581	0.002	0.003	-0.020	-0.100
1004	2004	1.787	0.792	1.785	0.792	0.002	0.000	0.010	0.087
4	1004	1.495	0.807	1.494	0.773	0.001	0.034	0.009	1.139
4	103	2.365	0.717	2.363	0.715	0.001	0.002	0.013	0.085
103	7	0.788	0.281	0.788	0.281	0.000	0.000	0.004	0.031
7	104	0.526	-0.655	0.526	-0.655	0.000	0.000	0.004	-0.007
104	105	0.526	-0.511	0.526	-0.511	0.000	0.000	0.004	-0.002
105	8	0.526	-0.216	0.526	-0.216	0.000	0.000	0.003	0.009
8	9	-3.936	-2.033	-3.953	-2.057	0.016	0.024	-0.023	-0.629
9	10	-4.394	-1.535	-4.400	-1.543	0.006	0.009	-0.024	-0.202
10	106	-5.998	-1.583	-6.004	-1.596	0.006	0.013	-0.033	-0.166
106	200	-7.427	-1.224	-7.433	-1.239	0.007	0.015	-0.039	-0.131
11	1011	0.472	0.269	0.472	0.266	0.000	0.003	0.003	0.372
1011	2011	0.301	0.125	0.301	0.125	0.000	0.000	0.002	0.015
2011	5011	0.301	0.125	0.301	0.125	0.000	0.000	0.005	0.000
4011	5011	-0.301	-0.124	-0.301	-0.125	0.000	0.000	-0.002	-0.070
11	4011	0.906	0.523	0.905	0.515	0.000	0.008	0.005	0.457
4011	6011	1.207	0.639	1.206	0.639	0.000	0.000	0.007	0.030
6011	3011	1.206	0.639	1.206	0.639	0.000	0.000	0.075	0.000
1011	3011	0.171	0.141	0.171	0.140	0.000	0.000	0.001	0.115
10	1010	0.780	0.391	0.780	0.382	0.000	0.009	0.005	0.548
1010	2010	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
2010	5010	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
4010	5010	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	4010	0.780	0.391	0.780	0.382	0.000	0.009	0.005	0.548
4010	6010	0.780	0.381	0.780	0.376	0.000	0.005	0.005	0.334
6010	3010	0.780	0.376	0.780	0.376	0.000	0.000	0.048	0.000
1010	3010	0.780	0.383	0.779	0.377	0.000	0.005	0.005	0.335
8	1008	2.203	1.156	2.202	1.127	0.001	0.029	0.013	0.629
1008	2008	0.354	0.061	0.354	0.061	0.000	0.000	0.002	0.005
2008	5008	-0.352	-0.067	-0.352	-0.067	0.000	0.000	-0.006	-0.000
4008	5008	0.352	0.067	0.352	0.067	0.000	0.000	0.002	0.005
8	4008	2.203	1.156	2.202	1.127	0.001	0.029	0.013	0.629
4008	6008	1.851	1.060	1.850	1.046	0.001	0.013	0.011	0.373
6008	3008	1.850	1.046	1.850	1.046	0.000	0.000	0.119	0.000

1008	3008	1.848	1.066	1.847	1.052	0.001	0.013	0.011	0.374
2008	303	0.706	0.180	0.702	0.175	0.004	0.004	0.012	0.236
303	302	0.226	-0.037	0.226	-0.037	0.000	0.000	0.004	0.024
302	301	0.004	-0.123	0.004	-0.123	0.000	0.000	0.002	-0.022
301	5003	-0.326	-0.269	-0.327	-0.270	0.001	0.001	-0.007	-0.130
5003	2003	3.929	1.962	3.929	1.962	0.000	0.000	0.070	0.000
4003	5003	4.259	2.192	4.257	2.192	0.003	0.000	0.026	0.058
4003	6003	0.027	0.236	0.027	0.236	0.000	0.000	0.001	0.076
6003	3003	0.027	0.236	0.027	0.236	0.000	0.000	0.013	0.000
1003	3003	2.804	1.363	2.802	1.363	0.002	0.000	0.017	0.070
3	1003	2.672	1.551	2.670	1.478	0.002	0.072	0.016	1.367
1003	2003	-0.134	0.115	-0.134	0.115	0.000	0.000	-0.001	0.052
3	4003	4.289	2.543	4.286	2.428	0.003	0.115	0.026	1.361
7	704	-0.514	3.482	-0.516	3.479	0.002	0.003	-0.019	0.080
704	702	-3.131	2.176	-3.133	2.173	0.002	0.003	-0.020	-0.000
702	703	3.911	1.812	3.908	1.807	0.004	0.005	0.023	0.137
703	701	-1.100	-1.192	-1.101	-1.193	0.001	0.001	-0.009	-0.059
701	12	-9.755	-6.112	-9.777	-6.144	0.022	0.031	-0.061	-0.334
12	108	-13.263	-5.739	-13.264	-5.741	0.001	0.002	-0.076	-0.014
108	109	-13.264	-5.736	-13.264	-5.736	0.000	0.000	-0.076	-0.001
109	110	-14.145	-6.055	-14.227	-6.154	0.082	0.098	-0.081	-0.812
110	300	-14.227	-5.896	-14.235	-5.921	0.009	0.025	-0.081	-0.125
12	107	2.312	-1.015	2.312	-1.015	0.000	0.000	0.013	0.000
107	4	2.312	-0.785	2.309	-0.788	0.002	0.003	0.013	0.060
701	701101	4.313	2.497	4.297	2.205	0.016	0.291	0.026	3.531
01101	701102	-4.298	-2.202	-4.298	-2.202	0.000	0.000	-0.276	-0.000
701	701102	4.314	2.494	4.298	2.202	0.016	0.291	0.026	3.526
703	703101	2.494	1.572	2.483	1.410	0.011	0.162	0.016	3.559
03101	703102	-2.484	-1.408	-2.484	-1.408	0.000	0.000	-0.163	-0.000
703	703102	2.495	1.571	2.484	1.408	0.011	0.162	0.016	3.557
702	702101	-3.532	0.233	-3.548	-0.001	0.015	0.233	-0.019	-0.046
02101	702102	3.548	-0.001	3.548	-0.001	0.000	0.000	0.196	0.000
702	702102	-3.532	0.234	-3.548	0.001	0.015	0.233	-0.019	-0.043
704	704101	1.302	0.720	1.294	0.625	0.008	0.095	0.008	3.914
04101	704102	-1.294	-0.624	-1.294	-0.624	0.000	0.000	-0.079	-0.000
704	704102	1.302	0.720	1.294	0.624	0.008	0.095	0.008	3.912
1005	3005	3.080	1.695	3.079	1.672	0.001	0.023	0.019	0.369
3005	6005	-3.087	-1.656	-3.087	-1.656	0.000	0.000	-0.195	-0.000
4005	6005	3.088	1.678	3.087	1.656	0.001	0.023	0.019	0.366
4005	5005	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5005	2005	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1005	2005	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000

5	1005	3.085	1.723	3.084	1.687	0.001	0.036	0.019	0.580
5	4005	3.085	1.723	3.084	1.687	0.001	0.036	0.019	0.580
4	101	-4.812	-3.030	-4.822	-3.053	0.010	0.023	-0.030	-0.403
4	102	-5.119	-3.266	-5.129	-3.288	0.010	0.022	-0.032	-0.364
4	4004	2.087	1.193	2.085	1.149	0.001	0.044	0.013	1.059
4004	5004	0.342	0.310	0.342	0.309	0.000	0.001	0.002	0.166
5004	2004	0.342	0.309	0.342	0.309	0.000	0.000	0.007	0.000
4004	6004	1.743	0.839	1.742	0.839	0.001	0.000	0.010	0.043
6004	3004	1.742	0.839	1.742	0.839	0.000	0.000	0.108	0.000
1004	3004	-0.293	-0.019	-0.293	-0.020	0.000	0.001	-0.002	-0.035
1	4001	1.596	0.875	1.595	0.859	0.000	0.015	0.010	0.465
4001	6001	1.596	0.857	1.596	0.857	0.000	0.000	0.010	0.022
6001	3001	1.596	0.857	1.596	0.857	0.000	0.000	0.100	0.000
1001	3001	1.593	0.865	1.592	0.865	0.000	0.000	0.010	0.022
1	1001	1.594	0.878	1.594	0.863	0.000	0.015	0.010	0.466
1001	2001	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	-0.001
2001	5001	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
4001	5001	-0.001	0.003	-0.001	0.003	0.000	0.000	-0.000	0.001
310	1310	0.436	0.227	0.435	0.221	0.001	0.006	0.008	0.266
9	1009	0.436	0.231	0.435	0.221	0.001	0.010	0.003	1.253
2003	308	1.101	0.591	1.099	0.589	0.001	0.002	0.020	0.063
2004	309	0.587	0.364	0.586	0.363	0.001	0.001	0.011	0.066
309	1309	0.581	0.338	0.580	0.330	0.001	0.008	0.011	0.265
109	13	0.880	0.521	0.880	0.521	0.000	0.000	0.005	0.001
13	1013	0.871	0.464	0.869	0.446	0.001	0.018	0.005	1.064
2004	310	0.441	0.217	0.440	0.216	0.001	0.002	0.008	0.134
301	1301	0.326	0.188	0.326	0.185	0.001	0.003	0.006	0.215
103	6	1.575	0.841	1.575	0.840	0.000	0.001	0.009	0.036
311	1311	0.400	0.230	0.399	0.225	0.001	0.005	0.007	0.263
203	312	0.551	0.363	0.550	0.362	0.000	0.000	0.011	0.035
312	1312	0.544	0.330	0.544	0.323	0.001	0.007	0.010	0.258
313	1313	0.508	0.267	0.508	0.261	0.001	0.006	0.009	0.214
314	1314	0.290	0.143	0.290	0.141	0.000	0.003	0.005	0.170
204	315	0.368	0.223	0.368	0.223	0.000	0.000	0.007	0.013
315	1315	0.363	0.200	0.363	0.196	0.001	0.004	0.007	0.231
205	316	0.807	0.472	0.807	0.472	0.000	0.000	0.015	0.002
316	1316	0.798	0.419	0.797	0.410	0.001	0.009	0.014	0.209
201	304	0.331	0.197	0.331	0.197	0.000	0.000	0.006	0.000
304	1304	0.326	0.170	0.326	0.167	0.000	0.003	0.006	0.199
202	305	0.258	0.151	0.258	0.151	0.000	0.000	0.005	0.000
305	1305	0.254	0.125	0.254	0.123	0.000	0.002	0.005	0.148
306	1306	0.508	0.292	0.508	0.286	0.001	0.006	0.009	0.230
307	1307	0.290	0.159	0.290	0.156	0.000	0.003	0.005	0.183
1002	3002	1.300	0.665	1.299	0.650	0.001	0.015	0.008	0.596
6	1006	1.561	0.834	1.559	0.797	0.002	0.037	0.009	1.189
4	5	6.249	3.755	6.246	3.751	0.003	0.005	0.039	0.076
308	1308	1.091	0.542	1.089	0.526	0.002	0.017	0.019	0.273
302	1302	0.217	0.113	0.217	0.112	0.000	0.001	0.004	0.132
303	1303	0.472	0.261	0.471	0.254	0.001	0.007	0.009	0.300
12	1012	1.160	0.647	1.159	0.627	0.001	0.021	0.007	0.914
7	1007	0.766	-2.225	0.760	-2.329	0.007	0.103	0.012	-4.391
106	11	1.423	1.013	1.423	1.013	0.000	0.000	0.009	0.005

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА
РЕГУЛЮВАННЯМ РПН НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.165 МВт / 1011.073 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.560 МВт / 986.026 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.462 МВт / 14.497 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.462 МВт / 14.497 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.676 МВт / 5.923 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.467 МВт / 4.628 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.143 МВт / 10.551 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.605 МВт / 25.047 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-57.406	-37.784	115.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	114.808	-0.06
2	Сутиски	0.000	0.000	113.792	-0.38
101		0.000	0.000	113.348	-0.52
102		0.000	0.000	113.243	-0.55
3	Гнівась	0.000	0.000	113.192	-0.57
4	Жмеринка	0.000	0.000	112.391	-0.80
5	Подільська тяга	0.000	0.000	112.182	-0.85
103		0.000	0.000	112.184	-0.86
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.082	-0.89
7	Носківці	0.000	0.000	112.159	-0.87
104		0.000	0.000	112.093	-0.90
105		0.000	0.000	112.070	-0.91
8	Шаргород	0.000	0.000	111.881	-0.98
9	Конева	0.000	0.000	113.443	-0.60
10	М.Подільський	0.000	0.000	114.002	-0.44
106		0.000	0.000	114.530	-0.22
11	Яришів	0.000	0.000	114.518	-0.22

200		-19.616	-8.444	115.000	0.00
107		0.000	0.000	112.968	-0.58
12	Чернятин	0.000	0.000	112.977	-0.57
108		0.000	0.000	113.005	-0.56
109		0.000	0.000	113.008	-0.56
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	113.004	-0.56
110		0.000	0.000	114.728	-0.14
300	БАР	-30.986	-13.979	115.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	36.113	-3.65
302	Ярошенка	0.000	0.000	36.046	-3.49
303	Клекотина	0.000	0.000	36.116	-3.31
201		0.000	0.000	36.247	-3.79
304	З-д. АЕА	0.000	0.000	36.247	-3.79
202		0.000	0.000	36.241	-3.80
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.240	-3.80
306	Тиврів	0.000	0.000	36.157	-3.87
307	Пилява	0.000	0.000	36.342	-3.81
308	ЗБК	0.000	0.000	36.331	-3.72
309	Жуківці	0.000	0.000	36.223	-3.66
310	Почапінці	0.000	0.000	36.019	-3.81
311	Браїлів цз	0.000	0.000	36.117	-3.75
203		0.000	0.000	36.037	-3.80
312	Володимирівка	0.000	0.000	35.938	-3.83
313	Браїлів	0.000	0.000	36.021	-3.83
314	Демидівка	0.000	0.000	36.132	-3.80
204		0.000	0.000	36.320	-3.71
315	Гнівань цз	0.000	0.000	36.284	-3.73
205		0.000	0.000	36.347	-3.69
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	36.341	-3.70
1001		0.000	0.000	113.519	-1.16
2001		0.000	0.000	27.145	-1.16
3001		9.120	4.920	10.852	-1.14
4001		0.000	0.000	113.523	-1.16
5001		0.000	0.000	27.145	-1.16
6001		0.000	0.000	10.852	-1.14
1002		0.000	0.000	109.450	-3.71
2002		0.000	0.000	36.617	-3.68
3002		3.630	1.860	10.312	-5.12
1003		0.000	0.000	109.223	-3.72
2003		0.000	0.000	36.509	-3.61
3003		8.080	4.580	10.428	-3.66
4003		0.000	0.000	109.218	-3.65

5003	0.000	0.000	36.509	-3.61
6003	0.000	0.000	10.428	-3.67
1004	0.000	0.000	109.005	-3.62
2004	0.000	0.000	36.409	-3.56
3004	4.150	2.350	10.438	-3.28
4004	0.000	0.000	109.262	-3.32
5004	0.000	0.000	36.409	-3.56
6004	0.000	0.000	10.439	-3.28
1005	0.000	0.000	110.533	-2.24
2005	0.000	0.000	26.431	-2.24
3005	17.620	9.510	10.475	-3.12
4005	0.000	0.000	110.533	-2.24
5005	0.000	0.000	26.431	-2.24
6005	0.000	0.000	10.476	-3.12
1006	4.460	2.280	10.399	-3.72
1007	2.180	-1.640	10.994	-3.11
1008	0.000	0.000	110.028	-2.59
2008	0.000	0.000	36.831	-2.59
3008	10.570	5.990	10.425	-3.43
4008	0.000	0.000	110.028	-2.59
5008	0.000	0.000	36.831	-2.59
6008	0.000	0.000	10.426	-3.44
1009	1.240	0.630	10.992	-3.37
1010	0.000	0.000	112.446	-1.84
2010	0.000	0.000	37.645	-1.84
3010	4.460	2.160	10.667	-2.65
4010	0.000	0.000	112.446	-1.84
5010	0.000	0.000	37.645	-1.84
6010	0.000	0.000	10.668	-2.65
1011	0.000	0.000	113.486	-1.05
2011	0.000	0.000	37.980	-1.04
3011	3.940	2.230	10.824	-1.22
4011	0.000	0.000	113.256	-1.24
5011	0.000	0.000	37.980	-1.04
6011	0.000	0.000	10.825	-1.22
1012	3.320	1.790	10.562	-2.63
1013	2.490	1.270	10.524	-3.01
1301	0.930	0.530	11.159	-4.86
1302	0.620	0.320	11.212	-4.31
1303	1.350	0.730	11.082	-5.09
1304	0.930	0.480	11.216	-5.01
1305	0.730	0.350	11.260	-4.75

1306	1.450	0.820	11.160	-5.26
1307	0.830	0.450	11.260	-4.89
1308	3.110	1.500	11.179	-5.64
1309	1.660	0.940	11.150	-5.25
1310	1.240	0.630	11.085	-5.46
1311	1.140	0.640	11.119	-5.24
1312	1.550	0.920	11.066	-5.33
1313	1.450	0.750	11.131	-5.24
1314	0.830	0.400	11.207	-4.89
1315	1.040	0.560	11.200	-5.08
1316	2.280	1.170	11.239	-5.09
701	0.000	0.000	112.531	-0.68
702	0.000	0.000	112.313	-0.72
703	0.000	0.000	112.328	-0.72
704	0.000	0.000	112.208	-0.80
701101	8.600	4.410	10.454	-3.38
701102	0.000	0.000	10.455	-3.38
702101	-7.100	0.000	10.453	2.83
702102	0.000	0.000	10.453	2.83
703101	4.970	2.820	10.429	-3.19
703102	0.000	0.000	10.430	-3.19
704101	2.590	1.250	10.546	-3.77
704102	0.000	0.000	10.546	-3.77

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп,МВт	Qп,МВАр	Pк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	1	35.462	23.134	35.428	23.058	0.034	0.076	0.212	0.193
1	101	26.203	17.673	26.008	17.242	0.194	0.430	0.159	1.464
101	3	14.954	10.021	14.942	9.994	0.012	0.027	0.092	0.157
3	102	-4.916	-3.275	-4.917	-3.278	0.001	0.003	-0.030	-0.052
102	2	-16.529	-11.139	-16.576	-11.242	0.047	0.103	-0.101	-0.552
2	100	-21.809	-14.351	-21.944	-14.650	0.134	0.297	-0.132	-1.210
2	1002	5.213	3.428	5.197	3.000	0.016	0.426	0.032	4.570
1002	2002	1.562	1.023	1.560	1.023	0.002	0.000	0.010	0.072
2002	307	1.560	1.043	1.551	1.032	0.009	0.011	0.030	0.280
307	306	0.714	0.580	0.711	0.576	0.003	0.004	0.015	0.187
306	202	-0.750	-0.290	-0.751	-0.292	0.001	0.002	-0.013	-0.087
202	201	-1.488	-0.669	-1.488	-0.669	0.000	0.000	-0.026	-0.007

201	2003	-2.426	-1.188	-2.439	-1.205	0.014	0.016	-0.043	-0.269
2003	205	5.170	3.139	5.152	3.117	0.018	0.022	0.095	0.165
205	204	2.857	1.823	2.855	1.821	0.002	0.002	0.054	0.028
204	314	1.806	1.220	1.798	1.211	0.007	0.009	0.035	0.191
314	313	0.961	0.786	0.959	0.783	0.002	0.003	0.020	0.113
313	203	-0.502	-0.035	-0.502	-0.036	0.000	0.000	-0.008	-0.018
203	311	-2.067	-1.035	-2.071	-1.039	0.004	0.004	-0.037	-0.082
311	2004	-3.221	-1.733	-3.241	-1.757	0.020	0.024	-0.058	-0.298
1004	2004	5.195	2.438	5.180	2.438	0.015	0.000	0.030	0.244
4	1004	4.339	2.618	4.328	2.329	0.011	0.288	0.026	3.593
4	103	5.131	2.400	5.125	2.390	0.007	0.010	0.029	0.209
103	7	0.634	0.238	0.634	0.238	0.000	0.000	0.003	0.025
7	104	3.097	0.813	3.095	0.811	0.001	0.002	0.016	0.067
104	105	3.095	0.963	3.095	0.962	0.000	0.001	0.017	0.024
105	8	3.095	1.275	3.091	1.270	0.004	0.006	0.017	0.191
8	9	-9.634	-5.502	-9.731	-5.643	0.097	0.141	-0.057	-1.572
9	10	-10.983	-5.545	-11.022	-5.602	0.039	0.057	-0.063	-0.562
10	106	-15.531	-7.181	-15.574	-7.276	0.043	0.095	-0.087	-0.531
106	200	-19.567	-8.336	-19.616	-8.444	0.048	0.108	-0.107	-0.471
11	1011	1.352	0.790	1.351	0.763	0.001	0.026	0.008	1.050
1011	2011	0.862	0.359	0.862	0.359	0.000	0.000	0.005	0.040
2011	5011	0.862	0.359	0.862	0.359	0.000	0.000	0.014	0.000
4011	5011	-0.862	-0.356	-0.862	-0.359	0.000	0.004	-0.005	-0.198
11	4011	2.592	1.534	2.590	1.472	0.002	0.063	0.015	1.288
4011	6011	3.452	1.827	3.449	1.827	0.003	0.000	0.020	0.082
6011	3011	3.449	1.827	3.449	1.827	0.000	0.000	0.208	0.000
1011	3011	0.489	0.404	0.489	0.401	0.000	0.003	0.003	0.323
10	1010	2.234	1.190	2.231	1.120	0.003	0.070	0.013	1.610
1010	2010	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
2010	5010	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
4010	5010	-0.000	0.002	-0.000	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	4010	2.234	1.190	2.231	1.120	0.003	0.070	0.013	1.610
4010	6010	2.232	1.119	2.229	1.078	0.003	0.041	0.013	0.978
6010	3010	2.229	1.078	2.229	1.078	0.000	0.000	0.134	0.000
1010	3010	2.231	1.122	2.228	1.081	0.003	0.041	0.013	0.980
8	1008	6.333	3.647	6.326	3.410	0.006	0.236	0.038	1.948
1008	2008	1.044	0.301	1.044	0.301	0.000	0.000	0.006	0.014
2008	5008	-1.036	-0.319	-1.036	-0.319	0.000	0.000	-0.017	-0.000
4008	5008	1.036	0.319	1.036	0.319	0.000	0.000	0.006	0.014
8	4008	6.333	3.647	6.327	3.410	0.006	0.236	0.038	1.948
4008	6008	5.291	3.091	5.286	2.985	0.005	0.106	0.032	1.110
6008	3008	5.286	2.985	5.286	2.985	0.000	0.000	0.336	0.000

1008	3008	5.282	3.108	5.278	3.002	0.005	0.106	0.032	1.115
2008	303	2.080	0.673	2.048	0.634	0.032	0.039	0.034	0.737
303	302	0.686	-0.106	0.684	-0.108	0.002	0.002	0.011	0.077
302	301	0.058	-0.412	0.057	-0.413	0.001	0.001	0.007	-0.060
301	5003	-0.881	-0.930	-0.890	-0.940	0.009	0.011	-0.020	-0.397
5003	2003	11.157	5.652	11.157	5.652	0.000	0.000	0.197	0.000
4003	5003	12.071	6.552	12.047	6.552	0.023	0.000	0.072	0.158
4003	6003	0.094	0.611	0.094	0.609	0.000	0.001	0.003	0.195
6003	3003	0.094	0.609	0.094	0.609	0.000	0.000	0.034	0.000
1003	3003	7.999	3.968	7.981	3.968	0.018	0.000	0.047	0.192
3	1003	7.611	4.916	7.593	4.333	0.017	0.581	0.046	4.193
1003	2003	-0.405	0.366	-0.406	0.364	0.000	0.001	-0.003	0.156
3	4003	12.190	8.091	12.165	7.163	0.025	0.925	0.074	4.191
7	704	-4.660	1.281	-4.664	1.275	0.004	0.005	-0.025	-0.051
704	702	-7.279	-0.006	-7.286	-0.016	0.007	0.010	-0.037	-0.107
702	703	-0.240	-0.342	-0.240	-0.342	0.000	0.000	-0.002	-0.015
703	701	-5.248	-3.309	-5.255	-3.319	0.007	0.010	-0.032	-0.204
701	12	-13.909	-8.191	-13.949	-8.249	0.040	0.058	-0.083	-0.448
12	108	-28.071	-12.454	-28.076	-12.463	0.005	0.008	-0.157	-0.029
108	109	-28.076	-12.457	-28.076	-12.458	0.000	0.001	-0.157	-0.003
109	110	-30.585	-13.714	-30.948	-14.150	0.361	0.434	-0.171	-1.725
110	300	-30.948	-13.869	-30.986	-13.979	0.039	0.109	-0.170	-0.273
12	107	10.781	2.294	10.780	2.293	0.001	0.001	0.056	0.008
107	4	10.780	2.539	10.735	2.485	0.045	0.054	0.057	0.583
701	701101	4.312	2.477	4.297	2.205	0.015	0.270	0.025	3.413
701101	701102	-4.298	-2.202	-4.298	-2.202	0.000	0.000	-0.266	-0.000
701	701102	4.313	2.473	4.298	2.202	0.015	0.270	0.025	3.409
703	703101	2.493	1.561	2.483	1.410	0.010	0.151	0.015	3.450
703101	703102	-2.484	-1.408	-2.484	-1.408	0.000	0.000	-0.158	-0.000
703	703102	2.494	1.560	2.484	1.408	0.010	0.151	0.015	3.447
702	702101	-3.533	0.218	-3.548	-0.001	0.015	0.218	-0.018	-0.121
702101	702102	3.548	-0.001	3.548	-0.001	0.000	0.000	0.196	0.000
702	702102	-3.533	0.220	-3.548	0.001	0.015	0.218	-0.018	-0.117
704	704101	1.302	0.714	1.294	0.625	0.007	0.089	0.008	3.807
704101	704102	-1.294	-0.624	-1.294	-0.624	0.000	0.000	-0.079	-0.000
704	704102	1.302	0.713	1.294	0.624	0.007	0.089	0.008	3.806
1005	3005	8.801	4.955	8.794	4.775	0.007	0.179	0.053	1.095
3005	6005	-8.815	-4.729	-8.816	-4.729	0.000	0.000	-0.550	-0.001
4005	6005	8.822	4.908	8.816	4.729	0.007	0.179	0.053	1.086
4005	5005	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5005	2005	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
1005	2005	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000

5	1005	8.818	5.221	8.811	4.931	0.007	0.289	0.053	1.721
5	4005	8.819	5.222	8.812	4.932	0.007	0.289	0.053	1.722
4	101	-10.999	-7.827	-11.054	-7.948	0.054	0.121	-0.069	-0.963
4	102	-11.561	-8.297	-11.612	-8.410	0.051	0.113	-0.073	-0.858
4	4004	6.034	3.816	6.024	3.449	0.011	0.366	0.037	3.301
4004	5004	1.002	0.986	1.001	0.977	0.000	0.009	0.007	0.536
5004	2004	1.001	0.977	1.001	0.977	0.000	0.000	0.022	0.000
4004	6004	5.022	2.463	5.015	2.463	0.007	0.000	0.030	0.121
6004	3004	5.015	2.463	5.014	2.463	0.000	0.000	0.308	0.000
1004	3004	-0.867	-0.109	-0.867	-0.114	0.000	0.005	-0.005	-0.166
1	4001	4.566	2.570	4.562	2.454	0.003	0.115	0.026	1.307
4001	6001	4.565	2.446	4.562	2.446	0.003	0.000	0.026	0.061
6001	3001	4.562	2.446	4.562	2.446	0.000	0.000	0.275	0.000
1001	3001	4.555	2.471	4.552	2.471	0.003	0.000	0.026	0.061
1	1001	4.562	2.579	4.558	2.463	0.003	0.115	0.026	1.312
1001	2001	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	-0.002
2001	5001	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
4001	5001	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	0.002
310	1310	1.246	0.679	1.239	0.630	0.007	0.049	0.023	0.826
9	1009	1.246	0.711	1.239	0.630	0.007	0.081	0.007	3.710
2003	308	3.142	1.698	3.130	1.684	0.012	0.014	0.056	0.182
2004	309	1.679	1.040	1.672	1.031	0.007	0.008	0.031	0.190
309	1309	1.666	1.006	1.659	0.939	0.007	0.066	0.031	0.818
109	13	2.509	1.473	2.508	1.473	0.000	0.000	0.015	0.004
13	1013	2.498	1.411	2.488	1.269	0.009	0.142	0.015	3.125
2004	310	1.261	0.681	1.251	0.668	0.011	0.013	0.023	0.400
301	1301	0.934	0.559	0.929	0.530	0.004	0.029	0.017	0.659
103	6	4.491	2.584	4.488	2.580	0.003	0.004	0.027	0.103
311	1311	1.146	0.683	1.139	0.640	0.006	0.043	0.021	0.808
203	312	1.566	1.015	1.562	1.012	0.004	0.003	0.030	0.100
312	1312	1.556	0.980	1.549	0.919	0.007	0.060	0.029	0.798
313	1313	1.455	0.798	1.449	0.750	0.005	0.049	0.027	0.670
314	1314	0.833	0.421	0.829	0.400	0.003	0.021	0.015	0.522
204	315	1.050	0.618	1.049	0.617	0.001	0.001	0.019	0.037
315	1315	1.044	0.595	1.039	0.560	0.005	0.035	0.019	0.708
205	316	2.295	1.298	2.295	1.298	0.000	0.000	0.042	0.007
316	1316	2.286	1.244	2.279	1.169	0.007	0.075	0.041	0.645
201	304	0.938	0.534	0.938	0.534	0.000	0.000	0.017	0.001
304	1304	0.933	0.507	0.929	0.480	0.004	0.027	0.017	0.613
202	305	0.736	0.393	0.736	0.393	0.000	0.000	0.013	0.001
305	1305	0.732	0.366	0.730	0.350	0.002	0.016	0.013	0.454
306	1306	1.455	0.870	1.449	0.819	0.006	0.050	0.027	0.713
307	1307	0.833	0.472	0.829	0.450	0.003	0.022	0.015	0.563
1002	3002	3.635	1.977	3.628	1.859	0.008	0.118	0.022	1.838
6	1006	4.473	2.573	4.457	2.279	0.016	0.293	0.027	3.579
4	5	17.743	10.801	17.719	10.766	0.024	0.035	0.107	0.210
308	1308	3.122	1.636	3.108	1.499	0.013	0.137	0.056	0.856
302	1302	0.621	0.332	0.620	0.320	0.002	0.012	0.011	0.403
303	1303	1.358	0.790	1.349	0.730	0.009	0.060	0.025	0.932
12	1012	3.327	1.951	3.318	1.789	0.009	0.161	0.020	2.665
7	1007	2.187	-1.515	2.179	-1.639	0.008	0.124	0.014	-2.624
106	11	3.993	2.565	3.993	2.565	0.000	0.001	0.024	0.012

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
1 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 117.190 МВт / 1026.583 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 114.632 МВт / 1001.956 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.505 МВт / 14.926 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.505 МВт / 14.926 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.634 МВт / 5.555 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.418 МВт / 4.147 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.052 МВт / 9.702 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.558 МВт / 24.628 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-59.464	-37.167	115.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	114.807	-0.06
2	Сутиски	0.000	0.000	113.786	-0.41
101		0.000	0.000	113.339	-0.56
102		0.000	0.000	113.234	-0.59
3	Гнівась	0.000	0.000	113.182	-0.61
4	Жмеринка	0.000	0.000	112.375	-0.88
5	Подільська тяга	0.000	0.000	112.166	-0.93
103		0.000	0.000	112.024	-1.04
6	Станіславчик	0.000	0.000	111.922	-1.06
7	Носківці	0.000	0.000	111.851	-1.15
104		0.000	0.000	111.808	-1.16
105		0.000	0.000	111.792	-1.16
8	Шаргород	0.000	0.000	111.661	-1.17
9	Конева	0.000	0.000	113.354	-0.69
10	М.Подільський	0.000	0.000	113.958	-0.50
106		0.000	0.000	114.511	-0.24
11	Яришів	0.000	0.000	114.499	-0.24

200		-21.245	-8.420	115.000	0.00
107		0.000	0.000	113.157	-0.58
12	Чернятин	0.000	0.000	113.168	-0.57
108		0.000	0.000	113.193	-0.56
109		0.000	0.000	113.195	-0.56
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	113.192	-0.56
110		0.000	0.000	114.759	-0.14
300	БАР	-29.380	-11.684	115.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	36.091	-3.74
302	Ярошенка	0.000	0.000	36.005	-3.62
303	Клекотина	0.000	0.000	36.064	-3.45
201		0.000	0.000	36.244	-3.84
304	З-д. АЕА	0.000	0.000	36.243	-3.84
202		0.000	0.000	36.238	-3.85
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.237	-3.85
306	Тиврів	0.000	0.000	36.155	-3.92
307	Пилява	0.000	0.000	36.341	-3.86
308	ЗБК	0.000	0.000	36.327	-3.78
309	Жуківці	0.000	0.000	36.216	-3.73
310	Почапинці	0.000	0.000	36.012	-3.88
311	Браїлів цз	0.000	0.000	36.111	-3.81
203		0.000	0.000	36.031	-3.87
312	Володимирівка	0.000	0.000	35.932	-3.89
313	Браїлів	0.000	0.000	36.015	-3.89
314	Демидівка	0.000	0.000	36.127	-3.86
204		0.000	0.000	36.316	-3.77
315	Гнівась цз	0.000	0.000	36.280	-3.79
205		0.000	0.000	36.343	-3.75
316	Гнівась кар'єр	0.000	0.000	36.336	-3.76
1001		0.000	0.000	113.518	-1.16
2001		0.000	0.000	27.145	-1.16
3001		9.120	4.920	10.852	-1.15
4001		0.000	0.000	113.523	-1.16
5001		0.000	0.000	27.145	-1.16
6001		0.000	0.000	10.852	-1.15
1002		0.000	0.000	109.450	-3.75
2002		0.000	0.000	36.617	-3.72
3002		3.630	1.860	10.312	-5.16
1003		0.000	0.000	109.212	-3.77
2003		0.000	0.000	36.505	-3.66
3003		8.080	4.580	10.427	-3.72
4003		0.000	0.000	109.207	-3.71

5003	0.000	0.000	36.505	-3.66
6003	0.000	0.000	10.427	-3.72
1004	0.000	0.000	108.984	-3.69
2004	0.000	0.000	36.402	-3.63
3004	4.150	2.350	10.436	-3.35
4004	0.000	0.000	109.242	-3.39
5004	0.000	0.000	36.402	-3.63
6004	0.000	0.000	10.437	-3.36
1005	0.000	0.000	110.517	-2.32
2005	0.000	0.000	26.427	-2.32
3005	17.620	9.510	10.473	-3.20
4005	0.000	0.000	110.517	-2.32
5005	0.000	0.000	26.427	-2.32
6005	0.000	0.000	10.474	-3.20
1006	4.460	2.280	10.383	-3.90
1007	2.180	-1.640	10.965	-3.40
1008	0.000	0.000	109.805	-2.78
2008	0.000	0.000	36.757	-2.78
3008	10.570	5.990	10.404	-3.63
4008	0.000	0.000	109.805	-2.78
5008	0.000	0.000	36.757	-2.78
6008	0.000	0.000	10.404	-3.63
1009	1.240	0.630	10.982	-3.46
1010	0.000	0.000	112.401	-1.89
2010	0.000	0.000	37.630	-1.89
3010	4.460	2.160	10.663	-2.71
4010	0.000	0.000	112.401	-1.89
5010	0.000	0.000	37.630	-1.89
6010	0.000	0.000	10.663	-2.71
1011	0.000	0.000	113.467	-1.07
2011	0.000	0.000	37.973	-1.06
3011	3.940	2.230	10.823	-1.24
4011	0.000	0.000	113.236	-1.27
5011	0.000	0.000	37.973	-1.06
6011	0.000	0.000	10.823	-1.24
1012	3.320	1.790	10.580	-2.62
1013	2.490	1.270	10.542	-3.00
1301	0.930	0.530	11.152	-4.96
1302	0.620	0.320	11.199	-4.43
1303	1.350	0.730	11.065	-5.24
1304	0.930	0.480	11.215	-5.06
1305	0.730	0.350	11.259	-4.81

1306	1.450	0.820	11.159	-5.31
1307	0.830	0.450	11.259	-4.93
1308	3.110	1.500	11.177	-5.69
1309	1.660	0.940	11.148	-5.32
1310	1.240	0.630	11.083	-5.53
1311	1.140	0.640	11.117	-5.31
1312	1.550	0.920	11.064	-5.40
1313	1.450	0.750	11.129	-5.30
1314	0.830	0.400	11.206	-4.95
1315	1.040	0.560	11.199	-5.14
1316	2.280	1.170	11.237	-5.15
701	0.000	0.000	112.894	-0.64
702	0.000	0.000	0.000	0.000
703	0.000	0.000	0.000	0.000
704	0.000	0.000	111.770	-1.17
701101	8.600	4.410	10.490	-3.33
701102	0.000	0.000	10.491	-3.33
702101	-7.100	0.000	0.000	0.000
702102	0.000	0.000	0.000	0.000
703101	4.970	2.820	0.000	0.000
703102	0.000	0.000	0.000	0.000
704101	2.590	1.250	10.502	-4.16
704102	0.000	0.000	10.502	-4.16

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп,МВт	Qп,МВАр	Pк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	1	36.643	22.780	36.607	22.701	0.036	0.079	0.216	0.193
1	101	27.382	17.316	27.177	16.863	0.204	0.452	0.163	1.473
101	3	15.217	9.954	15.204	9.927	0.012	0.027	0.092	0.158
3	102	-4.753	-3.349	-4.755	-3.351	0.001	0.003	-0.030	-0.052
102	2	-17.378	-10.862	-17.428	-10.971	0.049	0.109	-0.104	-0.556
2	100	-22.681	-14.075	-22.821	-14.387	0.140	0.311	-0.135	-1.217
2	1002	5.233	3.422	5.217	2.993	0.016	0.428	0.032	4.567
1002	2002	1.581	1.016	1.580	1.016	0.002	0.000	0.010	0.073
2002	307	1.580	1.036	1.570	1.025	0.009	0.011	0.030	0.281
307	306	0.733	0.573	0.730	0.569	0.003	0.004	0.015	0.188
306	202	-0.731	-0.298	-0.732	-0.299	0.001	0.002	-0.013	-0.086
202	201	-1.468	-0.676	-1.469	-0.676	0.000	0.000	-0.026	-0.007

201	2003	-2.406	-1.196	-2.420	-1.212	0.013	0.016	-0.043	-0.268
2003	205	5.193	3.130	5.175	3.108	0.018	0.022	0.096	0.165
205	204	2.880	1.814	2.878	1.812	0.002	0.002	0.054	0.028
204	314	1.828	1.211	1.821	1.202	0.008	0.009	0.035	0.191
314	313	0.984	0.777	0.981	0.774	0.003	0.003	0.020	0.114
313	203	-0.479	-0.045	-0.479	-0.045	0.000	0.000	-0.008	-0.017
203	311	-2.045	-1.044	-2.048	-1.048	0.004	0.004	-0.037	-0.082
311	2004	-3.198	-1.742	-3.219	-1.766	0.020	0.024	-0.058	-0.298
1004	2004	5.180	2.445	5.165	2.445	0.015	0.000	0.030	0.243
4	1004	4.329	2.622	4.318	2.333	0.011	0.287	0.026	3.605
4	103	10.755	2.661	10.728	2.622	0.026	0.038	0.057	0.357
103	7	6.237	0.468	6.229	0.456	0.009	0.013	0.032	0.177
7	104	1.415	0.921	1.415	0.920	0.000	0.001	0.009	0.043
104	105	1.415	1.072	1.415	1.072	0.000	0.000	0.009	0.017
105	8	1.415	1.383	1.413	1.381	0.001	0.002	0.010	0.132
8	9	-11.213	-5.391	-11.336	-5.569	0.123	0.178	-0.064	-1.708
9	10	-12.588	-5.473	-12.637	-5.544	0.049	0.071	-0.070	-0.608
10	106	-17.145	-7.123	-17.196	-7.236	0.051	0.112	-0.094	-0.557
106	200	-21.190	-8.296	-21.245	-8.420	0.056	0.123	-0.115	-0.490
11	1011	1.352	0.790	1.351	0.763	0.001	0.027	0.008	1.051
1011	2011	0.862	0.359	0.862	0.359	0.000	0.000	0.005	0.040
2011	5011	0.862	0.359	0.862	0.359	0.000	0.000	0.014	0.000
4011	5011	-0.862	-0.356	-0.862	-0.359	0.000	0.004	-0.005	-0.198
11	4011	2.592	1.534	2.590	1.472	0.002	0.063	0.015	1.289
4011	6011	3.452	1.827	3.449	1.827	0.003	0.000	0.020	0.082
6011	3011	3.449	1.827	3.449	1.827	0.000	0.000	0.208	0.000
1011	3011	0.489	0.404	0.489	0.401	0.000	0.003	0.003	0.323
10	1010	2.234	1.190	2.231	1.120	0.003	0.070	0.013	1.613
1010	2010	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
2010	5010	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
4010	5010	-0.000	0.002	-0.000	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	4010	2.234	1.190	2.231	1.120	0.003	0.070	0.013	1.613
4010	6010	2.232	1.119	2.229	1.078	0.003	0.041	0.013	0.980
6010	3010	2.229	1.078	2.229	1.078	0.000	0.000	0.134	0.000
1010	3010	2.231	1.122	2.228	1.081	0.003	0.041	0.013	0.982
8	1008	6.284	3.647	6.277	3.411	0.006	0.234	0.038	1.961
1008	2008	0.995	0.302	0.995	0.302	0.000	0.000	0.005	0.013
2008	5008	-0.987	-0.320	-0.987	-0.320	0.000	0.000	-0.016	-0.000
4008	5008	0.987	0.320	0.987	0.320	0.000	0.000	0.005	0.013
8	4008	6.284	3.647	6.278	3.411	0.006	0.234	0.038	1.961
4008	6008	5.291	3.092	5.286	2.985	0.005	0.107	0.032	1.117
6008	3008	5.286	2.985	5.286	2.985	0.000	0.000	0.336	0.000

1008	3008	5.282	3.109	5.278	3.002	0.005	0.107	0.032	1.122
2008	303	1.982	0.674	1.952	0.639	0.030	0.036	0.033	0.715
303	302	0.590	-0.102	0.589	-0.104	0.001	0.001	0.010	0.065
302	301	-0.037	-0.408	-0.038	-0.409	0.001	0.001	-0.007	-0.080
301	5003	-0.976	-0.925	-0.986	-0.937	0.010	0.012	-0.021	-0.417
5003	2003	11.147	5.649	11.147	5.649	0.000	0.000	0.197	0.000
4003	5003	12.157	6.546	12.133	6.546	0.024	0.000	0.073	0.159
4003	6003	0.075	0.613	0.075	0.612	0.000	0.001	0.003	0.195
6003	3003	0.075	0.612	0.075	0.612	0.000	0.000	0.034	0.000
1003	3003	8.018	3.965	8.000	3.965	0.018	0.000	0.047	0.192
3	1003	7.643	4.919	7.626	4.332	0.017	0.584	0.046	4.201
1003	2003	-0.392	0.367	-0.392	0.366	0.000	0.001	-0.003	0.157
3	4003	12.256	8.095	12.231	7.159	0.025	0.932	0.075	4.198
704	704101	1.302	0.714	1.294	0.625	0.007	0.089	0.008	3.861
704101	704102	-1.294	-0.624	-1.294	-0.624	0.000	0.000	-0.079	-0.000
704	704102	1.302	0.714	1.294	0.624	0.007	0.089	0.008	3.860
4	101	-11.901	-7.504	-11.961	-7.635	0.059	0.131	-0.072	-0.972
4	102	-12.568	-7.936	-12.624	-8.060	0.056	0.123	-0.076	-0.866
4	4004	6.022	3.820	6.011	3.453	0.011	0.365	0.037	3.311
4004	5004	0.994	0.988	0.994	0.979	0.000	0.009	0.007	0.537
5004	2004	0.994	0.979	0.994	0.979	0.000	0.000	0.022	0.000
4004	6004	5.017	2.466	5.010	2.466	0.007	0.000	0.029	0.121
6004	3004	5.010	2.466	5.010	2.466	0.000	0.000	0.308	0.000
1004	3004	-0.862	-0.112	-0.863	-0.117	0.000	0.005	-0.005	-0.168
1005	2005	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
2005	5005	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
4005	5005	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4005	6005	8.823	4.908	8.816	4.729	0.007	0.179	0.053	1.088
6005	3005	8.816	4.729	8.815	4.729	0.000	0.000	0.550	0.001
1005	3005	8.801	4.955	8.794	4.775	0.007	0.179	0.053	1.097
5	1005	8.818	5.221	8.811	4.931	0.007	0.289	0.053	1.725
5	4005	8.819	5.222	8.812	4.932	0.007	0.289	0.053	1.725
4	107	-14.426	-3.437	-14.508	-3.536	0.082	0.099	-0.076	-0.789
107	12	-14.508	-3.288	-14.509	-3.290	0.001	0.002	-0.076	-0.012
12	108	-26.520	-10.235	-26.524	-10.243	0.004	0.007	-0.145	-0.025
108	109	-26.524	-10.237	-26.525	-10.237	0.000	0.000	-0.145	-0.002
109	110	-29.033	-11.493	-29.347	-11.870	0.312	0.376	-0.159	-1.569
110	300	-29.347	-11.589	-29.380	-11.684	0.034	0.095	-0.158	-0.241
701	701101	4.311	2.475	4.297	2.205	0.015	0.268	0.025	3.396
701101	701102	-4.298	-2.202	-4.298	-2.202	0.000	0.000	-0.265	-0.000
701	701102	4.313	2.471	4.298	2.202	0.015	0.268	0.025	3.392
4001	6001	4.565	2.446	4.562	2.446	0.003	0.000	0.026	0.061

6001	3001	4.562	2.446	4.562	2.446	0.000	0.000	0.275	0.000
1001	3001	4.555	2.471	4.552	2.471	0.003	0.000	0.026	0.061
1001	2001	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	-0.002
2001	5001	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
4001	5001	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	0.002
1	4001	4.566	2.570	4.562	2.454	0.003	0.115	0.026	1.307
1	1001	4.562	2.579	4.558	2.463	0.003	0.115	0.026	1.312
2004	309	1.679	1.040	1.672	1.031	0.007	0.008	0.031	0.190
309	1309	1.666	1.006	1.659	0.939	0.007	0.066	0.031	0.819
2004	310	1.261	0.681	1.251	0.668	0.011	0.013	0.023	0.400
109	13	2.509	1.473	2.508	1.472	0.000	0.000	0.015	0.004
13	1013	2.498	1.411	2.488	1.269	0.009	0.141	0.015	3.119
301	1301	0.934	0.559	0.929	0.530	0.004	0.029	0.017	0.660
302	1302	0.621	0.332	0.620	0.320	0.002	0.012	0.011	0.405
12	1012	3.327	1.950	3.318	1.789	0.009	0.161	0.020	2.660
12	701	8.669	5.034	8.654	5.012	0.015	0.022	0.051	0.276
303	1303	1.358	0.790	1.349	0.730	0.009	0.060	0.025	0.936
4	5	17.743	10.801	17.719	10.766	0.024	0.035	0.107	0.210
6	1006	4.474	2.574	4.457	2.279	0.016	0.294	0.027	3.601
311	1311	1.146	0.683	1.139	0.640	0.006	0.043	0.021	0.809
203	312	1.566	1.015	1.562	1.012	0.004	0.003	0.030	0.100
312	1312	1.556	0.980	1.549	0.919	0.007	0.060	0.029	0.799
313	1313	1.455	0.798	1.449	0.750	0.005	0.049	0.027	0.671
314	1314	0.833	0.421	0.829	0.400	0.003	0.021	0.015	0.522
204	315	1.050	0.618	1.049	0.617	0.001	0.001	0.019	0.037
315	1315	1.044	0.595	1.039	0.560	0.005	0.035	0.019	0.709
205	316	2.295	1.298	2.295	1.298	0.000	0.000	0.042	0.007
316	1316	2.286	1.244	2.279	1.169	0.007	0.075	0.041	0.646
201	304	0.938	0.534	0.938	0.534	0.000	0.000	0.017	0.001
304	1304	0.933	0.507	0.929	0.480	0.004	0.027	0.017	0.614
202	305	0.736	0.393	0.736	0.393	0.000	0.000	0.013	0.001
305	1305	0.732	0.366	0.730	0.350	0.002	0.016	0.013	0.454
306	1306	1.455	0.870	1.449	0.819	0.006	0.050	0.027	0.714
307	1307	0.833	0.472	0.829	0.450	0.003	0.022	0.015	0.563
1002	3002	3.635	1.977	3.628	1.859	0.008	0.118	0.022	1.840
9	1009	1.246	0.711	1.239	0.630	0.007	0.081	0.007	3.722
7	1007	2.187	-1.514	2.179	-1.639	0.008	0.124	0.014	-2.608
7	704	2.616	1.387	2.615	1.385	0.001	0.002	0.015	0.081
106	11	3.993	2.565	3.993	2.564	0.000	0.001	0.024	0.012
310	1310	1.246	0.679	1.239	0.630	0.007	0.049	0.023	0.828
308	1308	3.122	1.636	3.108	1.499	0.013	0.137	0.056	0.857
103	6	4.491	2.585	4.488	2.581	0.003	0.004	0.027	0.103
2003	308	3.142	1.698	3.130	1.684	0.012	0.014	0.056	0.182

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.165 МВт / 1011.073 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.560 МВт / 986.026 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.462 МВт / 14.497 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.462 МВт / 14.497 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.676 МВт / 5.923 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.467 МВт / 4.628 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.143 МВт / 10.551 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.605 МВт / 25.047 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

№ вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-57.406	-37.784	115.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	114.808	-0.06
2	Сутиски	0.000	0.000	113.792	-0.38
101		0.000	0.000	113.348	-0.52
102		0.000	0.000	113.243	-0.55
3	Гнівась	0.000	0.000	113.192	-0.57
4	Жмеринка	0.000	0.000	112.391	-0.80
5	Подільська тяга	0.000	0.000	112.182	-0.85
103		0.000	0.000	112.184	-0.86
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.082	-0.89
7	Носківці	0.000	0.000	112.159	-0.87
104		0.000	0.000	112.093	-0.90
105		0.000	0.000	112.070	-0.91
8	Шаргород	0.000	0.000	111.881	-0.98
9	Конева	0.000	0.000	113.443	-0.60
10	М.Подільський	0.000	0.000	114.002	-0.44
106		0.000	0.000	114.530	-0.22
11	Яришів	0.000	0.000	114.518	-0.22

200		-19.616	-8.444	115.000	0.00
107		0.000	0.000	112.968	-0.58
12	Чернятин	0.000	0.000	112.977	-0.57
108		0.000	0.000	113.005	-0.56
109		0.000	0.000	113.008	-0.56
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	113.004	-0.56
110		0.000	0.000	114.728	-0.14
300	БАР	-30.986	-13.979	115.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	36.113	-3.65
302	Ярошенка	0.000	0.000	36.046	-3.49
303	Клекотина	0.000	0.000	36.116	-3.31
201		0.000	0.000	36.247	-3.79
304	З-д. АЕА	0.000	0.000	36.247	-3.79
202		0.000	0.000	36.241	-3.80
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.240	-3.80
306	Тиврів	0.000	0.000	36.157	-3.87
307	Пилява	0.000	0.000	36.342	-3.81
308	ЗБК	0.000	0.000	36.331	-3.72
309	Жуківці	0.000	0.000	36.223	-3.66
310	Почапінці	0.000	0.000	36.019	-3.81
311	Браїлів цз	0.000	0.000	36.117	-3.75
203		0.000	0.000	36.037	-3.80
312	Володимирівка	0.000	0.000	35.938	-3.83
313	Браїлів	0.000	0.000	36.021	-3.83
314	Демидівка	0.000	0.000	36.132	-3.80
204		0.000	0.000	36.320	-3.71
315	Гнівась цз	0.000	0.000	36.284	-3.73
205		0.000	0.000	36.347	-3.69
316	Гнівась кар'єр	0.000	0.000	36.341	-3.70
1001		0.000	0.000	113.519	-1.16
2001		0.000	0.000	27.145	-1.16
3001		9.120	4.920	10.852	-1.14
4001		0.000	0.000	113.523	-1.16
5001		0.000	0.000	27.145	-1.16
6001		0.000	0.000	10.852	-1.14
1002		0.000	0.000	109.450	-3.71
2002		0.000	0.000	36.617	-3.68
3002		3.630	1.860	10.312	-5.12
1003		0.000	0.000	109.223	-3.72
2003		0.000	0.000	36.509	-3.61
3003		8.080	4.580	10.428	-3.66
4003		0.000	0.000	109.218	-3.65

5003	0.000	0.000	36.509	-3.61
6003	0.000	0.000	10.428	-3.67
1004	0.000	0.000	109.005	-3.62
2004	0.000	0.000	36.409	-3.56
3004	4.150	2.350	10.438	-3.28
4004	0.000	0.000	109.262	-3.32
5004	0.000	0.000	36.409	-3.56
6004	0.000	0.000	10.439	-3.28
1005	0.000	0.000	110.533	-2.24
2005	0.000	0.000	26.431	-2.24
3005	17.620	9.510	10.475	-3.12
4005	0.000	0.000	110.533	-2.24
5005	0.000	0.000	26.431	-2.24
6005	0.000	0.000	10.476	-3.12
1006	4.460	2.280	10.399	-3.72
1007	2.180	-1.640	10.994	-3.11
1008	0.000	0.000	110.028	-2.59
2008	0.000	0.000	36.831	-2.59
3008	10.570	5.990	10.425	-3.43
4008	0.000	0.000	110.028	-2.59
5008	0.000	0.000	36.831	-2.59
6008	0.000	0.000	10.426	-3.44
1009	1.240	0.630	10.992	-3.37
1010	0.000	0.000	112.446	-1.84
2010	0.000	0.000	37.645	-1.84
3010	4.460	2.160	10.667	-2.65
4010	0.000	0.000	112.446	-1.84
5010	0.000	0.000	37.645	-1.84
6010	0.000	0.000	10.668	-2.65
1011	0.000	0.000	113.486	-1.05
2011	0.000	0.000	37.980	-1.04
3011	3.940	2.230	10.824	-1.22
4011	0.000	0.000	113.256	-1.24
5011	0.000	0.000	37.980	-1.04
6011	0.000	0.000	10.825	-1.22
1012	3.320	1.790	10.562	-2.63
1013	2.490	1.270	10.524	-3.01
1301	0.930	0.530	11.159	-4.86
1302	0.620	0.320	11.212	-4.31
1303	1.350	0.730	11.082	-5.09
1304	0.930	0.480	11.216	-5.01
1305	0.730	0.350	11.260	-4.75

1306	1.450	0.820	11.160	-5.26
1307	0.830	0.450	11.260	-4.89
1308	3.110	1.500	11.179	-5.64
1309	1.660	0.940	11.150	-5.25
1310	1.240	0.630	11.085	-5.46
1311	1.140	0.640	11.119	-5.24
1312	1.550	0.920	11.066	-5.33
1313	1.450	0.750	11.131	-5.24
1314	0.830	0.400	11.207	-4.89
1315	1.040	0.560	11.200	-5.08
1316	2.280	1.170	11.239	-5.09
701	0.000	0.000	112.531	-0.68
702	0.000	0.000	112.313	-0.72
703	0.000	0.000	112.328	-0.72
704	0.000	0.000	112.208	-0.80
701101	8.600	4.410	10.454	-3.38
701102	0.000	0.000	10.455	-3.38
702101	-7.100	0.000	10.453	2.83
702102	0.000	0.000	10.453	2.83
703101	4.970	2.820	10.429	-3.19
703102	0.000	0.000	10.430	-3.19
704101	2.590	1.250	10.546	-3.77
704102	0.000	0.000	10.546	-3.77

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

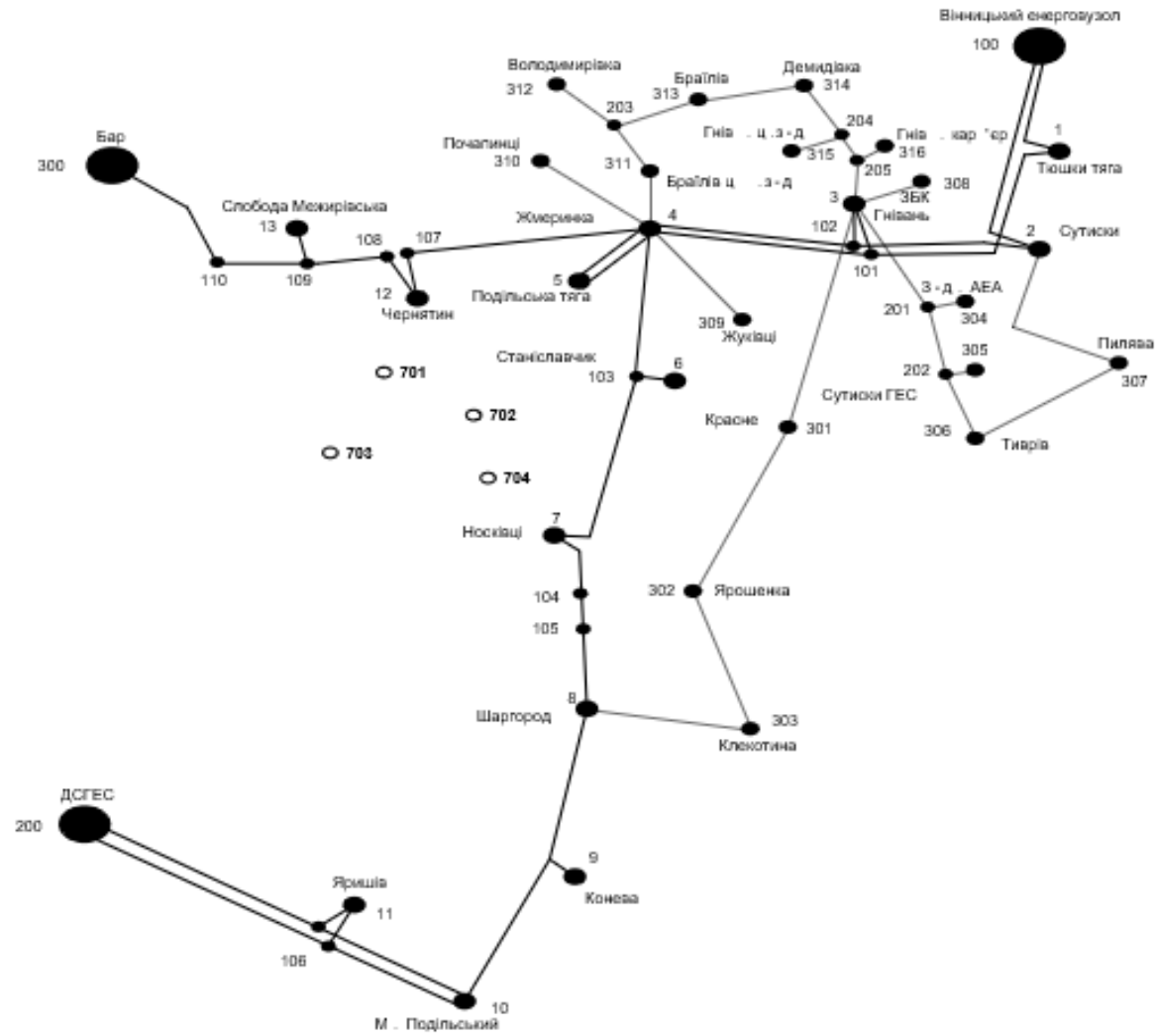
N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	1	35.462	23.134	35.428	23.058	0.034	0.076	0.212	0.193
1	101	26.203	17.673	26.008	17.242	0.194	0.430	0.159	1.464
101	3	14.954	10.021	14.942	9.994	0.012	0.027	0.092	0.157
3	102	-4.916	-3.275	-4.917	-3.278	0.001	0.003	-0.030	-0.052
102	2	-16.529	-11.139	-16.576	-11.242	0.047	0.103	-0.101	-0.552
2	100	-21.809	-14.351	-21.944	-14.650	0.134	0.297	-0.132	-1.210
2	1002	5.213	3.428	5.197	3.000	0.016	0.426	0.032	4.570
1002	2002	1.562	1.023	1.560	1.023	0.002	0.000	0.010	0.072
2002	307	1.560	1.043	1.551	1.032	0.009	0.011	0.030	0.280
307	306	0.714	0.580	0.711	0.576	0.003	0.004	0.015	0.187
306	202	-0.750	-0.290	-0.751	-0.292	0.001	0.002	-0.013	-0.087
202	201	-1.488	-0.669	-1.488	-0.669	0.000	0.000	-0.026	-0.007

201	2003	-2.426	-1.188	-2.439	-1.205	0.014	0.016	-0.043	-0.269
2003	205	5.170	3.139	5.152	3.117	0.018	0.022	0.095	0.165
205	204	2.857	1.823	2.855	1.821	0.002	0.002	0.054	0.028
204	314	1.806	1.220	1.798	1.211	0.007	0.009	0.035	0.191
314	313	0.961	0.786	0.959	0.783	0.002	0.003	0.020	0.113
313	203	-0.502	-0.035	-0.502	-0.036	0.000	0.000	-0.008	-0.018
203	311	-2.067	-1.035	-2.071	-1.039	0.004	0.004	-0.037	-0.082
311	2004	-3.221	-1.733	-3.241	-1.757	0.020	0.024	-0.058	-0.298
1004	2004	5.195	2.438	5.180	2.438	0.015	0.000	0.030	0.244
4	1004	4.339	2.618	4.328	2.329	0.011	0.288	0.026	3.593
4	103	5.131	2.400	5.125	2.390	0.007	0.010	0.029	0.209
103	7	0.634	0.238	0.634	0.238	0.000	0.000	0.003	0.025
7	104	3.097	0.813	3.095	0.811	0.001	0.002	0.016	0.067
104	105	3.095	0.963	3.095	0.962	0.000	0.001	0.017	0.024
105	8	3.095	1.275	3.091	1.270	0.004	0.006	0.017	0.191
8	9	-9.634	-5.502	-9.731	-5.643	0.097	0.141	-0.057	-1.572
9	10	-10.983	-5.545	-11.022	-5.602	0.039	0.057	-0.063	-0.562
10	106	-15.531	-7.181	-15.574	-7.276	0.043	0.095	-0.087	-0.531
106	200	-19.567	-8.336	-19.616	-8.444	0.048	0.108	-0.107	-0.471
11	1011	1.352	0.790	1.351	0.763	0.001	0.026	0.008	1.050
1011	2011	0.862	0.359	0.862	0.359	0.000	0.000	0.005	0.040
2011	5011	0.862	0.359	0.862	0.359	0.000	0.000	0.014	0.000
4011	5011	-0.862	-0.356	-0.862	-0.359	0.000	0.004	-0.005	-0.198
11	4011	2.592	1.534	2.590	1.472	0.002	0.063	0.015	1.288
4011	6011	3.452	1.827	3.449	1.827	0.003	0.000	0.020	0.082
6011	3011	3.449	1.827	3.449	1.827	0.000	0.000	0.208	0.000
1011	3011	0.489	0.404	0.489	0.401	0.000	0.003	0.003	0.323
10	1010	2.234	1.190	2.231	1.120	0.003	0.070	0.013	1.610
1010	2010	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
2010	5010	0.000	-0.002	0.000	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
4010	5010	-0.000	0.002	-0.000	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	4010	2.234	1.190	2.231	1.120	0.003	0.070	0.013	1.610
4010	6010	2.232	1.119	2.229	1.078	0.003	0.041	0.013	0.978
6010	3010	2.229	1.078	2.229	1.078	0.000	0.000	0.134	0.000
1010	3010	2.231	1.122	2.228	1.081	0.003	0.041	0.013	0.980
8	1008	6.333	3.647	6.326	3.410	0.006	0.236	0.038	1.948
1008	2008	1.044	0.301	1.044	0.301	0.000	0.000	0.006	0.014
2008	5008	-1.036	-0.319	-1.036	-0.319	0.000	0.000	-0.017	-0.000
4008	5008	1.036	0.319	1.036	0.319	0.000	0.000	0.006	0.014
8	4008	6.333	3.647	6.327	3.410	0.006	0.236	0.038	1.948
4008	6008	5.291	3.091	5.286	2.985	0.005	0.106	0.032	1.110
6008	3008	5.286	2.985	5.286	2.985	0.000	0.000	0.336	0.000

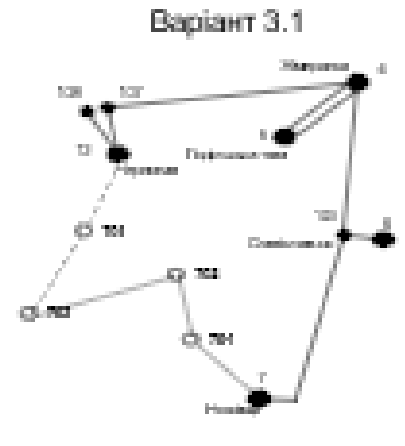
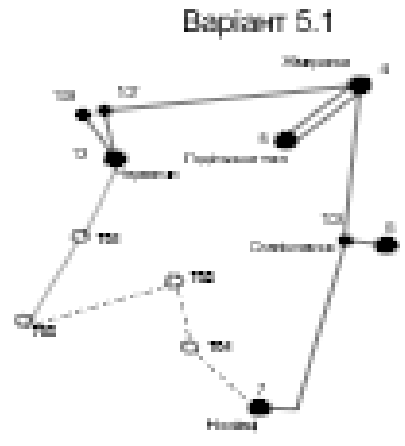
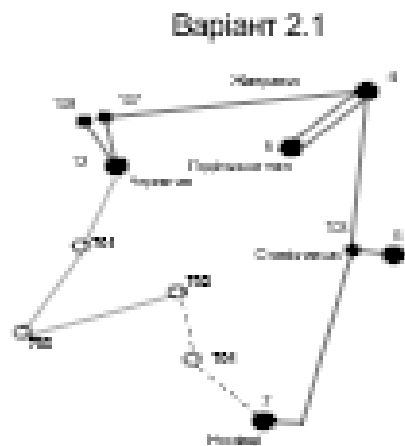
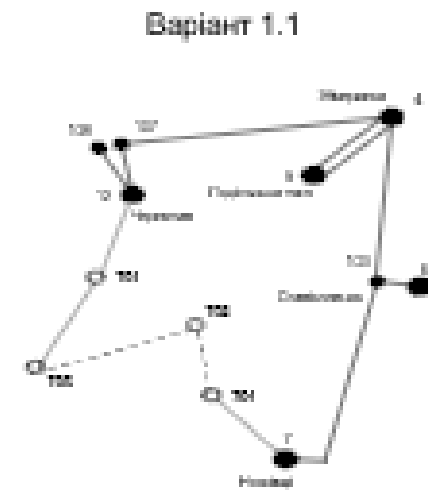
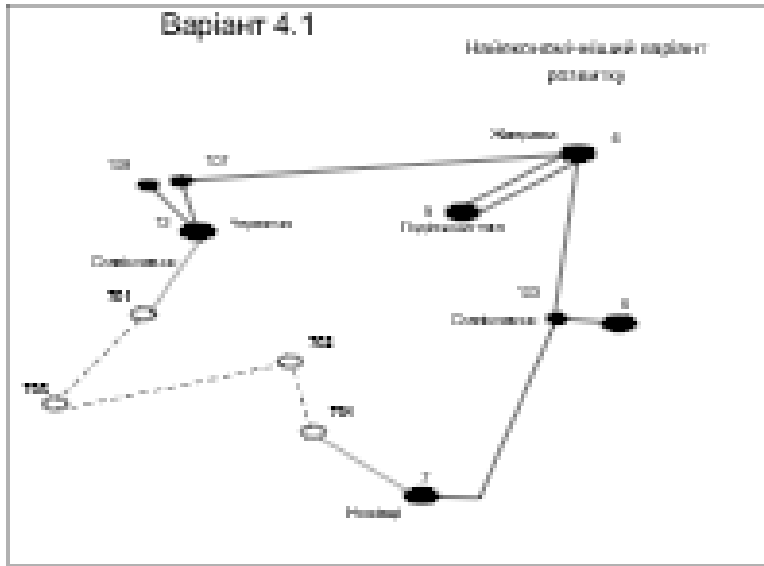
1008	3008	5.282	3.108	5.278	3.002	0.005	0.106	0.032	1.115
2008	303	2.080	0.673	2.048	0.634	0.032	0.039	0.034	0.737
303	302	0.686	-0.106	0.684	-0.108	0.002	0.002	0.011	0.077
302	301	0.058	-0.412	0.057	-0.413	0.001	0.001	0.007	-0.060
301	5003	-0.881	-0.930	-0.890	-0.940	0.009	0.011	-0.020	-0.397
5003	2003	11.157	5.652	11.157	5.652	0.000	0.000	0.197	0.000
4003	5003	12.071	6.552	12.047	6.552	0.023	0.000	0.072	0.158
4003	6003	0.094	0.611	0.094	0.609	0.000	0.001	0.003	0.195
6003	3003	0.094	0.609	0.094	0.609	0.000	0.000	0.034	0.000
1003	3003	7.999	3.968	7.981	3.968	0.018	0.000	0.047	0.192
3	1003	7.611	4.916	7.593	4.333	0.017	0.581	0.046	4.193
1003	2003	-0.405	0.366	-0.406	0.364	0.000	0.001	-0.003	0.156
3	4003	12.190	8.091	12.165	7.163	0.025	0.925	0.074	4.191
7	704	-4.660	1.281	-4.664	1.275	0.004	0.005	-0.025	-0.051
704	702	-7.279	-0.006	-7.286	-0.016	0.007	0.010	-0.037	-0.107
702	703	-0.240	-0.342	-0.240	-0.342	0.000	0.000	-0.002	-0.015
703	701	-5.248	-3.309	-5.255	-3.319	0.007	0.010	-0.032	-0.204
701	12	-13.909	-8.191	-13.949	-8.249	0.040	0.058	-0.083	-0.448
12	108	-28.071	-12.454	-28.076	-12.463	0.005	0.008	-0.157	-0.029
108	109	-28.076	-12.457	-28.076	-12.458	0.000	0.001	-0.157	-0.003
109	110	-30.585	-13.714	-30.948	-14.150	0.361	0.434	-0.171	-1.725
110	300	-30.948	-13.869	-30.986	-13.979	0.039	0.109	-0.170	-0.273
12	107	10.781	2.294	10.780	2.293	0.001	0.001	0.056	0.008
107	4	10.780	2.539	10.735	2.485	0.045	0.054	0.057	0.583
701	701101	4.312	2.477	4.297	2.205	0.015	0.270	0.025	3.413
701101	701102	-4.298	-2.202	-4.298	-2.202	0.000	0.000	-0.266	-0.000
701	701102	4.313	2.473	4.298	2.202	0.015	0.270	0.025	3.409
703	703101	2.493	1.561	2.483	1.410	0.010	0.151	0.015	3.450
703101	703102	-2.484	-1.408	-2.484	-1.408	0.000	0.000	-0.158	-0.000
703	703102	2.494	1.560	2.484	1.408	0.010	0.151	0.015	3.447
702	702101	-3.533	0.218	-3.548	-0.001	0.015	0.218	-0.018	-0.121
702101	702102	3.548	-0.001	3.548	-0.001	0.000	0.000	0.196	0.000
702	702102	-3.533	0.220	-3.548	0.001	0.015	0.218	-0.018	-0.117
704	704101	1.302	0.714	1.294	0.625	0.007	0.089	0.008	3.807
704101	704102	-1.294	-0.624	-1.294	-0.624	0.000	0.000	-0.079	-0.000
704	704102	1.302	0.713	1.294	0.624	0.007	0.089	0.008	3.806
1005	3005	8.801	4.955	8.794	4.775	0.007	0.179	0.053	1.095
3005	6005	-8.815	-4.729	-8.816	-4.729	0.000	0.000	-0.550	-0.001
4005	6005	8.822	4.908	8.816	4.729	0.007	0.179	0.053	1.086
4005	5005	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5005	2005	-0.010	0.023	-0.010	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
1005	2005	0.010	-0.023	0.010	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000

5	1005	8.818	5.221	8.811	4.931	0.007	0.289	0.053	1.721
5	4005	8.819	5.222	8.812	4.932	0.007	0.289	0.053	1.722
4	101	-10.999	-7.827	-11.054	-7.948	0.054	0.121	-0.069	-0.963
4	102	-11.561	-8.297	-11.612	-8.410	0.051	0.113	-0.073	-0.858
4	4004	6.034	3.816	6.024	3.449	0.011	0.366	0.037	3.301
4004	5004	1.002	0.986	1.001	0.977	0.000	0.009	0.007	0.536
5004	2004	1.001	0.977	1.001	0.977	0.000	0.000	0.022	0.000
4004	6004	5.022	2.463	5.015	2.463	0.007	0.000	0.030	0.121
6004	3004	5.015	2.463	5.014	2.463	0.000	0.000	0.308	0.000
1004	3004	-0.867	-0.109	-0.867	-0.114	0.000	0.005	-0.005	-0.166
1	4001	4.566	2.570	4.562	2.454	0.003	0.115	0.026	1.307
4001	6001	4.565	2.446	4.562	2.446	0.003	0.000	0.026	0.061
6001	3001	4.562	2.446	4.562	2.446	0.000	0.000	0.275	0.000
1001	3001	4.555	2.471	4.552	2.471	0.003	0.000	0.026	0.061
1	1001	4.562	2.579	4.558	2.463	0.003	0.115	0.026	1.312
1001	2001	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	-0.002
2001	5001	0.003	-0.008	0.003	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
4001	5001	-0.003	0.008	-0.003	0.008	0.000	0.000	-0.000	0.002
310	1310	1.246	0.679	1.239	0.630	0.007	0.049	0.023	0.826
9	1009	1.246	0.711	1.239	0.630	0.007	0.081	0.007	3.710
2003	308	3.142	1.698	3.130	1.684	0.012	0.014	0.056	0.182
2004	309	1.679	1.040	1.672	1.031	0.007	0.008	0.031	0.190
309	1309	1.666	1.006	1.659	0.939	0.007	0.066	0.031	0.818
109	13	2.509	1.473	2.508	1.473	0.000	0.000	0.015	0.004
13	1013	2.498	1.411	2.488	1.269	0.009	0.142	0.015	3.125
2004	310	1.261	0.681	1.251	0.668	0.011	0.013	0.023	0.400
301	1301	0.934	0.559	0.929	0.530	0.004	0.029	0.017	0.659
103	6	4.491	2.584	4.488	2.580	0.003	0.004	0.027	0.103
311	1311	1.146	0.683	1.139	0.640	0.006	0.043	0.021	0.808
203	312	1.566	1.015	1.562	1.012	0.004	0.003	0.030	0.100
312	1312	1.556	0.980	1.549	0.919	0.007	0.060	0.029	0.798
313	1313	1.455	0.798	1.449	0.750	0.005	0.049	0.027	0.670
314	1314	0.833	0.421	0.829	0.400	0.003	0.021	0.015	0.522
204	315	1.050	0.618	1.049	0.617	0.001	0.001	0.019	0.037
315	1315	1.044	0.595	1.039	0.560	0.005	0.035	0.019	0.708
205	316	2.295	1.298	2.295	1.298	0.000	0.000	0.042	0.007
316	1316	2.286	1.244	2.279	1.169	0.007	0.075	0.041	0.645
201	304	0.938	0.534	0.938	0.534	0.000	0.000	0.017	0.001
304	1304	0.933	0.507	0.929	0.480	0.004	0.027	0.017	0.613
202	305	0.736	0.393	0.736	0.393	0.000	0.000	0.013	0.001
305	1305	0.732	0.366	0.730	0.350	0.002	0.016	0.013	0.454
306	1306	1.455	0.870	1.449	0.819	0.006	0.050	0.027	0.713
307	1307	0.833	0.472	0.829	0.450	0.003	0.022	0.015	0.563
1002	3002	3.635	1.977	3.628	1.859	0.008	0.118	0.022	1.838
6	1006	4.473	2.573	4.457	2.279	0.016	0.293	0.027	3.579
4	5	17.743	10.801	17.719	10.766	0.024	0.035	0.107	0.210
308	1308	3.122	1.636	3.108	1.499	0.013	0.137	0.056	0.856
302	1302	0.621	0.332	0.620	0.320	0.002	0.012	0.011	0.403
303	1303	1.358	0.790	1.349	0.730	0.009	0.060	0.025	0.932
12	1012	3.327	1.951	3.318	1.789	0.009	0.161	0.020	2.665
7	1007	2.187	-1.515	2.179	-1.639	0.008	0.124	0.014	-2.624
106	11	3.993	2.565	3.993	2.565	0.000	0.001	0.024	0.012

Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення

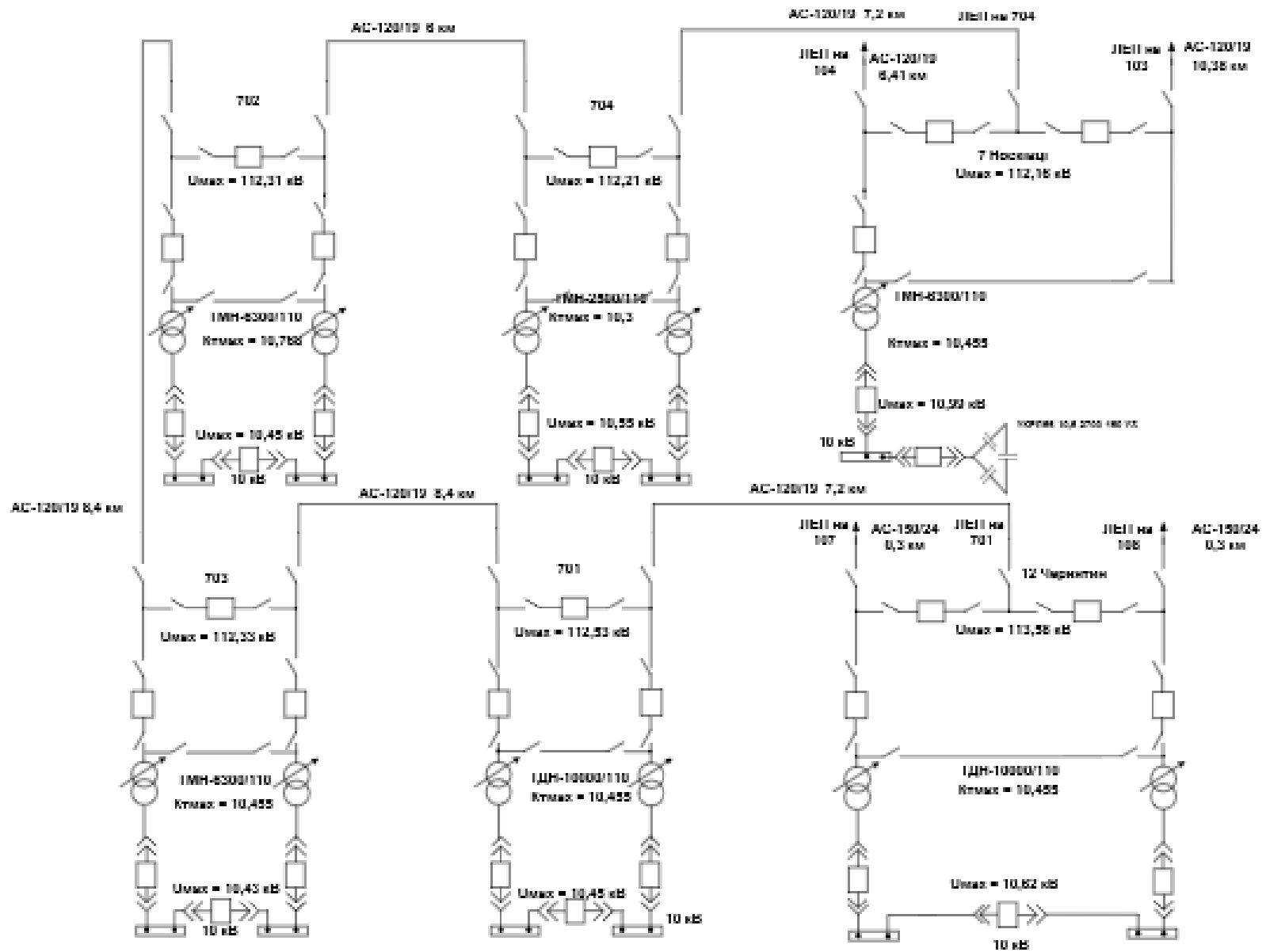


Варіанти розвитку існуючої мережі



Послідовність будівництва	
	ЛЛП не будуються на першому році
	ЛЛП не будуються на другому році

Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	16,16
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	млн.кВт*год	141,562
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	262533,3
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	12,6
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,605
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,5
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн.кВт*год	3,64
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн.кВт*год	25,047



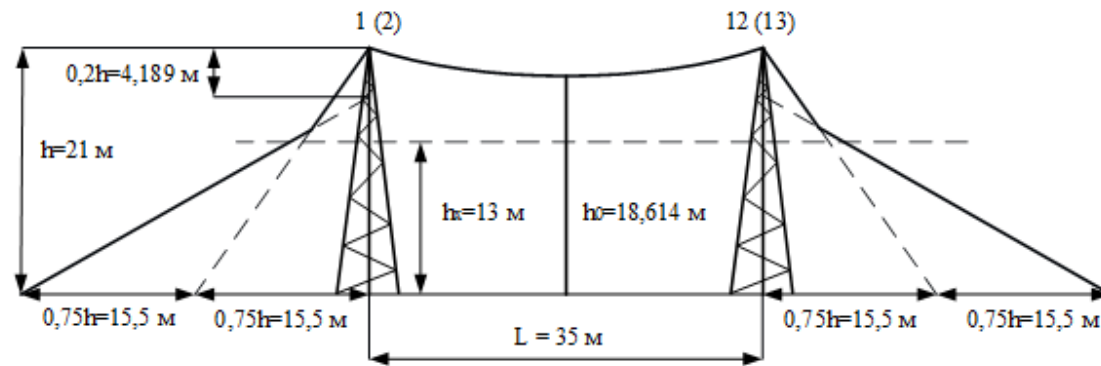


Рисунок – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

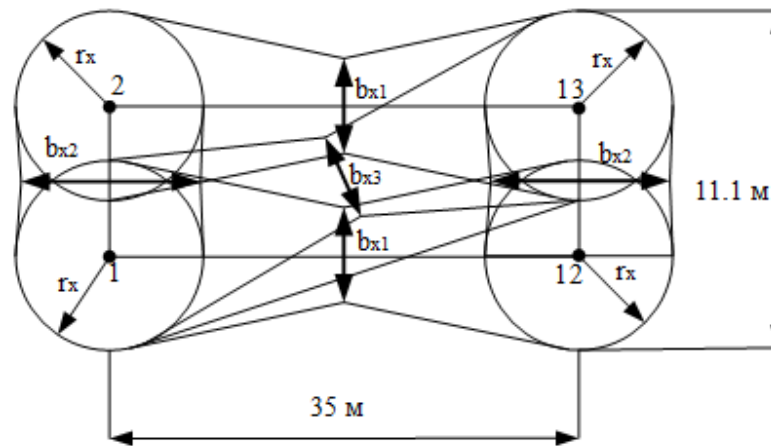


Рисунок – Зони захисту ВРУ 110 кВ блискавковідводами, вид зверху