

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток електричних мереж 110 кВ з дослідженням різних типів
роз'єднувачів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСМ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Німа Наталія Іванівна

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

Лесько В. О.

(прізвище та ініціали)

« 6 » 12 2024 р.

Опонент:

к.т.н., доц. каф. ЕСС

Куріна М. В.

(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

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

17.09 2024 року

З А В Д А Н Н Я НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Німій Наталії Іванівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток електричних мереж 110 кВ з дослідженням різних типів роз'єднувачів».

керівник роботи к.т.н., доц., каф. ЕСС Лесько В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу №310 від 17.09.2024р.

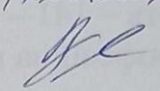
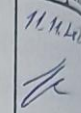
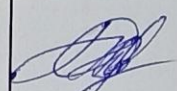
2. Строк подання студентом роботи 28.11.2024р.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6500 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 930 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

4. Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження різних типів роз'єднувачів 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема існуючої мережі. 2. Варіанти розвитку існуючої мережі. 3. Електрична схема 4. Техніко-економічні показники. 5. Заступна схема електричної мережі. 6.-7. Дослідження різних типів роз'єднувачів. 8. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконано
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., кафедри ЕСС	12.09.2024 	11.11.24 
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

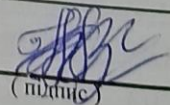
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

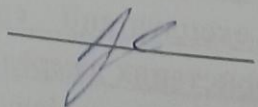
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	21.09.24	24.09.24
2	Прогнозування навантаження	24.09.24	29.09.24
3	Вибір оптимальної схеми	30.09.24	10.10.24
4	Дослідження різних типів роз'єднувачів	11.10.24	28.10.24
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.24	05.11.24
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	21.11.24
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.24	27.11.24
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.24	01.12.24
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24
11	Захист МКР	За графіком	

Студент

Керівник роботи


(підпис)

Наталія ГИМА



Владислав ЛЕСЬКО

АНОТАЦІЯ

Німа Н. І. Магістерська кваліфікаційна робота: «Розвиток електричних мереж 110 кВ з дослідженням різних типів роз'єднувачів».. – Вінниця: ВНТУ. – 2024. – 99 с. Бібліогр.: 23 – Іл.: 6. – Табл. 30.

Магістерська кваліфікаційна робота містить розвиток вже існуючої електричної мережі, шляхом приєднання чотирьох нових ПС. За допомогою математичних було спрогнозовано оптимальну конфігурацію, яка забезпечує як надійність, так і економічну доцільність. Згідно отриманих результатів виконано підбір обладнання, проаналізовано рівні напруг у вузлах при різних режимах роботи, подано схеми розподільчих пристроїв.

Досліджено різні типи роз'єднувачів.

Ключові слова: електрична мережа, накопичувачі електричної енергії, навантаження.

ABSTRACT

Nima N I. Master's qualification work: "Development of 110 kV electrical networks with the study of different types of disconnectors".. – Vinnytsia: VNTU. – 2024. – 99 p. Bibliography: 23 – Ill.: 6. – Table. 30.

The master's qualification work contains the development of an existing electrical network by connecting four new substations. With the help of mathematical models, the optimal configuration was predicted, which ensures both reliability and economic feasibility. According to the results obtained, the equipment was selected, the voltage levels in the nodes were analyzed in different operating modes, and the switchgear diagrams were presented.

Different types of disconnectors were studied.

Keywords: electrical network, electric energy storage devices, load.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	7
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	8
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	10
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	13
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	13
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	16
2.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом	
динамічного програмування	21
2.3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної	
мережі	21
2.3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку	
електричної мережі	25
2.3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	26
2.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	28
2.5 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	31
2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	32
2.5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	32
2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	34
2.6 Оцінювання балансу потужностей.....	38
2.6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	38
2.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	40
2.7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	40
2.7.2. Регулювання напруги у мережі	41
3 ДОСЛІДЖЕННЯ РІЗНИХ ТИПІВ РОЗ'ЄДНУВАЧІВ.....	45
3.1 Роз'єднувачі для внутрішньої установки	46
3.2 Роз'єднувачі для зовнішньої установки.....	50
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	60

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	84
5.1 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України	85
5.2 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж.....	86
5.3. Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ.....	87
5.3 Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ	92
ВИСНОВКИ.....	94
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	96
ДОДАТОК А.....	99
ДОДАТОК Б	1
ДОДАТОК В.....	7
ДОДАТОК Д ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ.....	16

ВСТУП

Актуальність теми магістерської кваліфікаційної роботи полягає в потребі постійного розвитку та модернізації електричних мереж для забезпечення безперебійного та ефективного енергопостачання. Сучасні електричні мережі, зокрема мережі 110 кВ, є важливою складовою частиною енергосистеми, і їх надійність та безпека безпосередньо впливають на стабільність постачання електричної енергії споживачам. Одним з ключових елементів електричних мереж є роз'єднувачі, які забезпечують можливість безпечного відключення елементів мережі для проведення ремонтних робіт або ліквідації аварій [1-12].

Роз'єднувачі використовуються для відокремлення частин мережі під час аварій або технічного обслуговування, що дозволяє уникнути більш серйозних пошкоджень або перебоїв у постачанні електричної енергії. З урахуванням зростаючих навантажень та складності сучасних електричних мереж, важливо вдосконалювати існуючі типи роз'єднувачів та розглядати нові технології, що дозволяють підвищити ефективність їх роботи.

Одним із важливих аспектів дослідження є також аналіз технологій автоматизації процесу відключення та включення роз'єднувачів, що дозволить зменшити час реагування на аварії та знизити людський фактор в процесі експлуатації. Удосконалення та оптимізація роботи роз'єднувачів має велике значення для зниження ризику аварій, підвищення ефективності обслуговування мережі та економії витрат на ремонтні роботи.

Таким чином, тема роботи є надзвичайно актуальною, оскільки дослідження та розробка нових рішень у виборі типів роз'єднувачів для мереж 110 кВ дозволить підвищити надійність енергопостачання, скоротити час на ліквідацію аварійних ситуацій та сприятиме подальшому розвитку електричної інфраструктури.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є отримання обґрунтованого технічного рішення щодо розвитку електричної мережі для надійного і економічного електропостачання нових та існуючих споживачів з дослідженням різних типів роз'єднувачів .

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

- проаналізувати існуючі методи проектування електричних мереж;
- вибір відповідного методу розрахунку ustalених режимів електромереж і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності наявної електричної мережі;
- аналіз основних режимів мережі;
- вибір оптимального варіанта схеми підключення нових споживачів до мережі;
- дослідження різних типів роз'єднувачів;
- визначити заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є розподільні електричні мережі 110/35 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем ВНТУ.

Наукова новизна полягає у підтвердженні ефективності використання різних методів дослідження різних типів роз'єднувачів.

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

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

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

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20142 \cdot b' = 939, \\ 20142 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1891732. \end{cases}$$

звідки $a' = -2412,9$, $b' = 1,2424$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,2424 - 2412,9$$

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

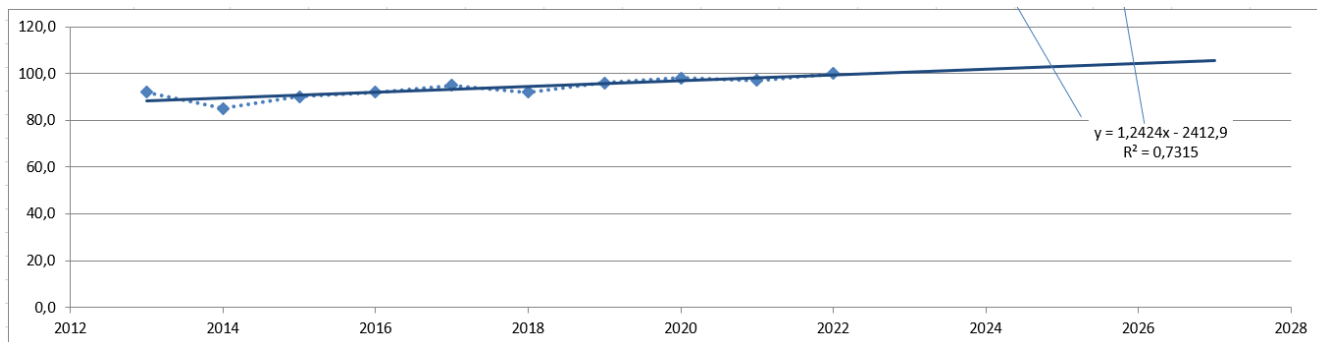


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 105,4 %, що на 5,4 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток А) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах

відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

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

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

- в лініях електропередач – 0,72 МВт;
- в трансформаторах – 0,71 МВт з них холостого ходу 0,45 МВт та навантажувальні 0,27 МВт.

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	202-4	203-7	8-9	207-12
Марка проводу	АС-185	АС-120	АС-120	АС-150
Допустимий струм, А	200	125	125	150
Розр. струм, А	170	78	28	67

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	1	2	4	5
Напруга вузла, кВ	108,50	108,48	108,21	107,92

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з

тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

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

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 1 – Калинівка рівнем напруги 108,50 кВ; вузол № 2 – Сосонка тяга з рівнем напруги 108,48 кВ; вузол № 4 – Коз. тяга з рівнем напруги 108,21 кВ; вузол № 5 – Глухівці з рівнем напруги 107,92 кВ.

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

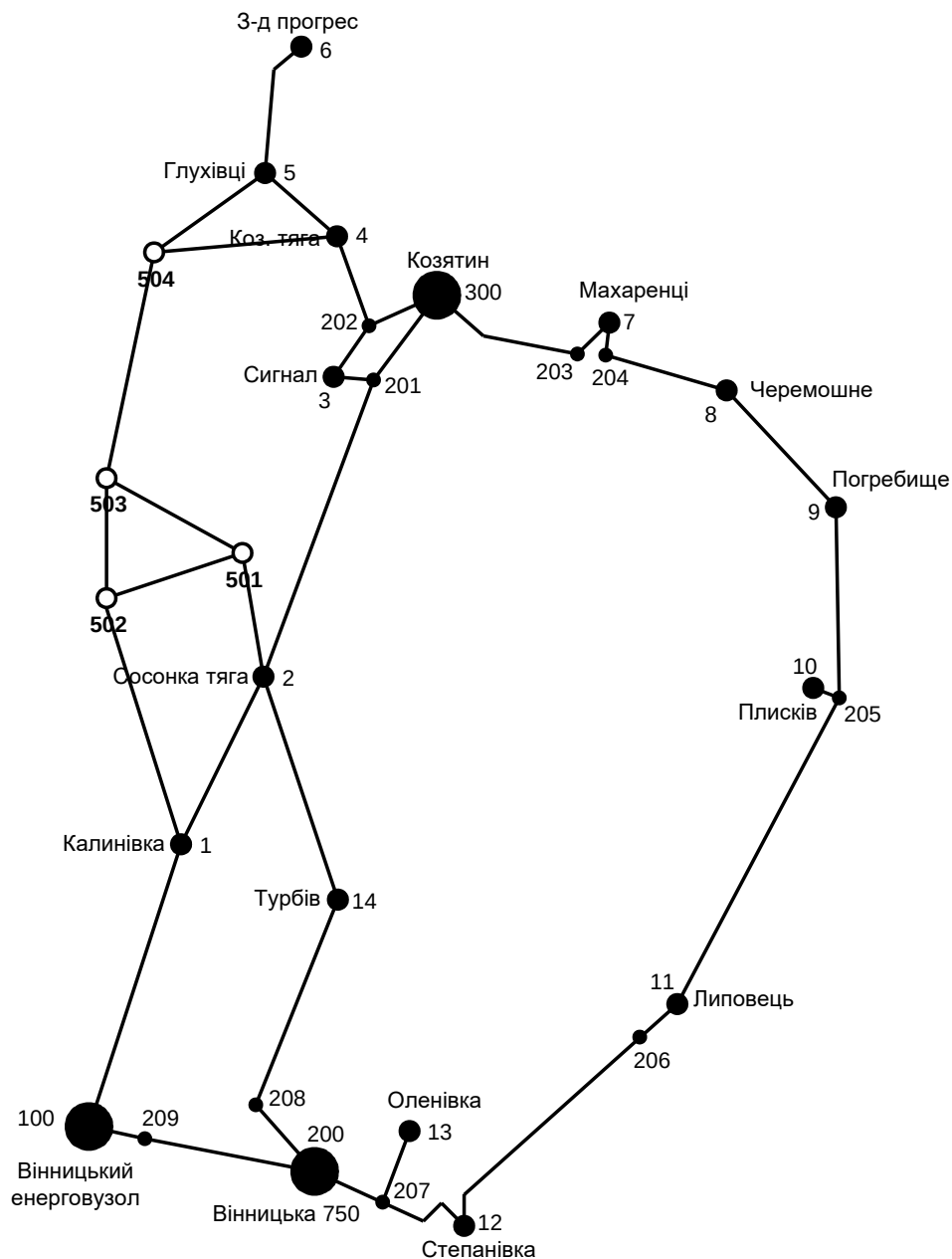


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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

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

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Лінеаризація цільової функції

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

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дасконтовані витрати B_i можна записати:

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

Для лінеаризації функції було застосовано метод найменших квадратів. Для використання методу найменших квадратів необхідно отримати n значень

вихідної функції для різної потужності P_i , за якими формується система рівнянь, аналогічна до (1.3). Її розв'язання дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (4849 год/рік для $T_{нб} = 6200$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 3,68 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. б, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
1	502	2,9	20,3	110	1573,680	0,131	10222,6	4,842	10706,8
2	501	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	2,337	5168,8
4	504	2,1	14,7	110	1573,680	0,131	7402,6	3,506	7753,2
5	504	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	2,504	5538,0
501	502	1,6	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	2,671	5907,2
502	503	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	2,337	5168,8
501	503	1,7	11,9	110	1573,680	0,131	5992,6	2,838	6276,4
503	504	2,6	18,2	110	1573,680	0,131	9165,1	4,341	9599,2

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

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції
дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконт. витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коеф. a' , тис. грн	Коеф. b' , тис. грн/МВт	Дисконт. витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
1-502	2,9	19,9	12130,4	11443,6	12969,8	10222,6	96,107	12130,4	11748,8
2-501	1,4	19,9	5856,0	5524,5	6261,3	4935,1	46,397	5856,0	5671,8
4-504	2,1	19,9	8784,0	8286,7	9391,9	7402,6	69,595	8784,0	8507,8
5-504	1,5	19,9	6274,3	5919,1	6708,5	5287,6	49,711	6274,3	6077,0
501-502	1,6	19,9	6692,6	6313,7	7155,7	5640,1	53,025	6692,6	6482,1
502-503	1,4	19,9	5856,0	5524,5	6261,3	4935,1	46,397	5856,0	5671,8
501-503	1,7	19,9	7110,9	6708,3	7603,0	5992,6	56,339	7110,9	6887,2
503-504	2,6	19,9	10875,5	10259,8	11628,1	9165,1	86,165	10875,5	10533,4

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. c , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
1-502	2,9	19,9	12130,4	11767,9	12531,0	611,1	12130,4	10917,3	13343,4
2-501	1,4	19,9	5856,0	5681,0	6049,4	295,0	5856,0	5270,4	6441,6
4-504	2,1	19,9	8784,0	8521,6	9074,2	442,5	8784,0	7905,6	9662,5
5-504	1,5	19,9	6274,3	6086,8	6481,5	316,1	6274,3	5646,9	6901,8
501-502	1,6	19,9	6692,6	6492,6	6913,6	337,2	6692,6	6023,3	7361,9
502-503	1,4	19,9	5856,0	5681,0	6049,4	295,0	5856,0	5270,4	6441,6
501-503	1,7	19,9	7110,9	6898,4	7345,7	358,2	7110,9	6399,8	7822,0
503-504	2,6	19,9	10875,5	10550,5	11234,7	547,9	10875,5	9787,9	11963,0

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти І-ої матриці сполучень;

4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	1-502	2-501	4-504	5-504	501-502	502-501	502-503	503-502	501-503	503-501	503-504	504-503	0-0	0-0		
501	0	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	13,08	13,08
502	1	0	0	0	0	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,65	8,65
503	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	20,14	20,14
504	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	10,54	10,54
Коефіцієнти цільової функції	657,2	1696,4	1696,4	339,6	1022,2	1022,2	1058,8	1058,8	365,1	215,7	674,7	657,2	0,0	0,0		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 2.1 – Вихідні дані для розв’язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	1-502	2-501	4-504	5-504	501-502	502-501	502-503	503-502	501-503	503-501	503-504	504-503	0-0	0-0		
501	0	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	13,08	0,00
502	1	0	0	0	0	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,65	0,00
503	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	20,14	0,00
504	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	10,54	0,00
Коефіцієнти цільової функції	843,7	407,3	611,0	436,4	465,5	465,5	407,3	407,3	494,6	494,6	756,4	756,4	0,0	0,0		35385,941
Потужності ЛЕП	8,646474	33,21511	0	10,54448	0	0	0	0	20,14	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	#####	4935,061	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	5992,574	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		26437,826
Змінні складові витрат	361,970	2578,673	0,000	278,444	0,000	0,000	0,000	0,000	1151,232	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		4370,319
Дисконтовані витрати, тис. грн																30808,145

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	1-502	2-501	4-504	5-504	501-502	502-501	502-503	503-502	501-503	503-501	503-504	504-503	0-0	0-0		
501	0	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	13,08	0,00
502	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,65	0,00
503	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	20,14	0,00
504	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	10,54	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1224,2	226,2	611,0	527,9	465,5	465,5	407,3	407,3	354,7	494,6	756,4	756,4	0,0	0,0		26204,330
Потужності ЛЕП	0	41,86159	0	10,54448	8,646474	0	0	0	20,14	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	4935,061	0,000	5287,565	5640,070	0,000	0,000	0,000	5992,574	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		21855,270
Змінні складові витрат	0,000	4095,964	0,000	278,444	199,708	0,000	0,000	0,000	1151,232	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		5725,348
Дисконтровані витрати, тис. грн																27580,617

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	1-502	2-501	4-504	5-504	501-502	502-501	502-503	503-502	501-503	503-501	503-504	504-503	0-0	0-0		
501	0	1	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	13,08	0,00
502	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	8,65	0,00
503	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	-1	1	0	0	20,14	0,00
504	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	10,54	0,00
Коефіцієнти цільової функції	1224,2	226,2	611,0	527,9	465,5	465,5	407,3	407,3	354,7	494,6	756,4	756,4	0,0	0,0		26204,330
Потужності ЛЕП	0	41,86159	0	10,54448	8,646474	0	0	0	20,14	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	4935,061	0,000	5287,565	5640,070	0,000	0,000	0,000	5992,574	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		21855,270
Змінні складові витрат	0,000	4095,964	0,000	278,444	199,708	0,000	0,000	0,000	1151,232	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		5725,348
Дисконтровані витрати, тис. грн																27580,617

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (друга ітерація)

У таблиці на рис. 2.5 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.6.

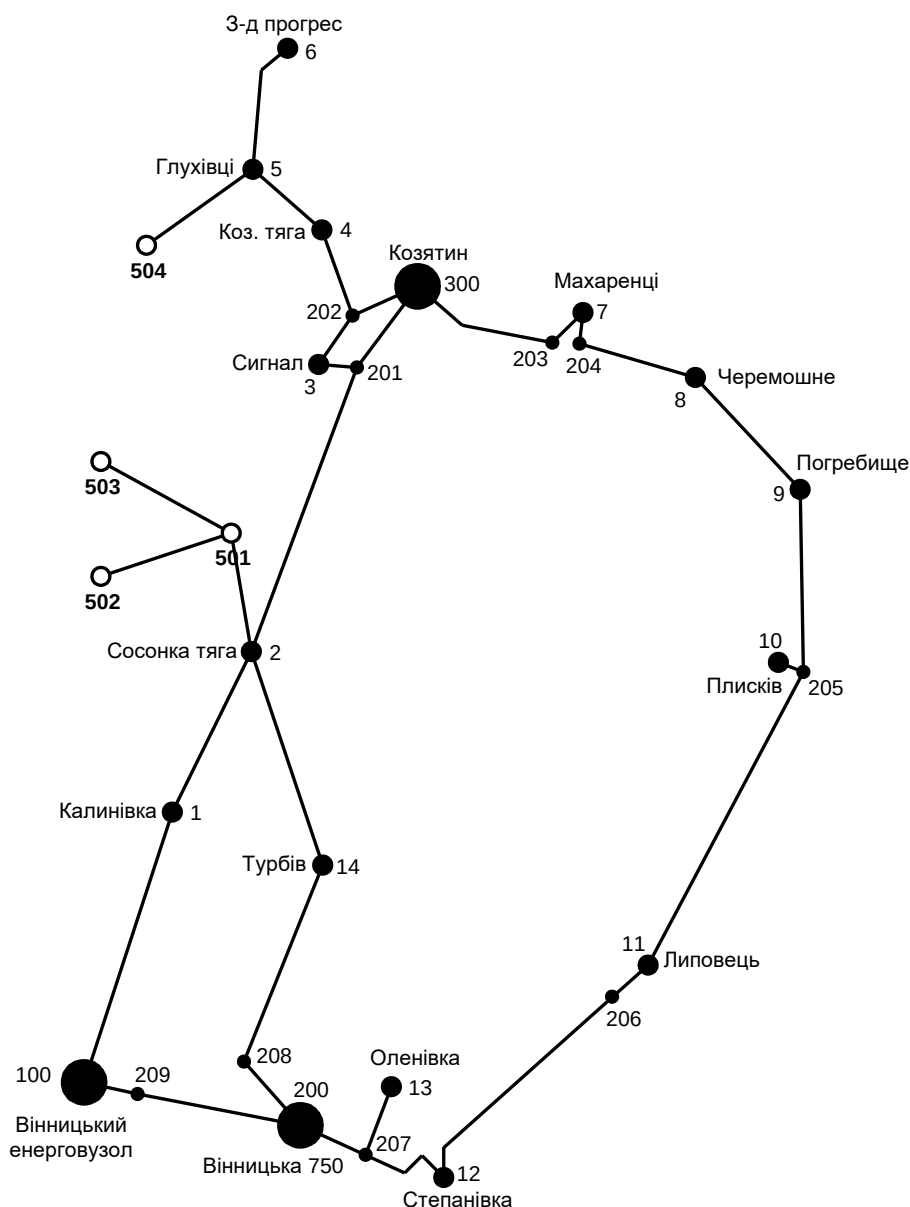


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 503-504 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

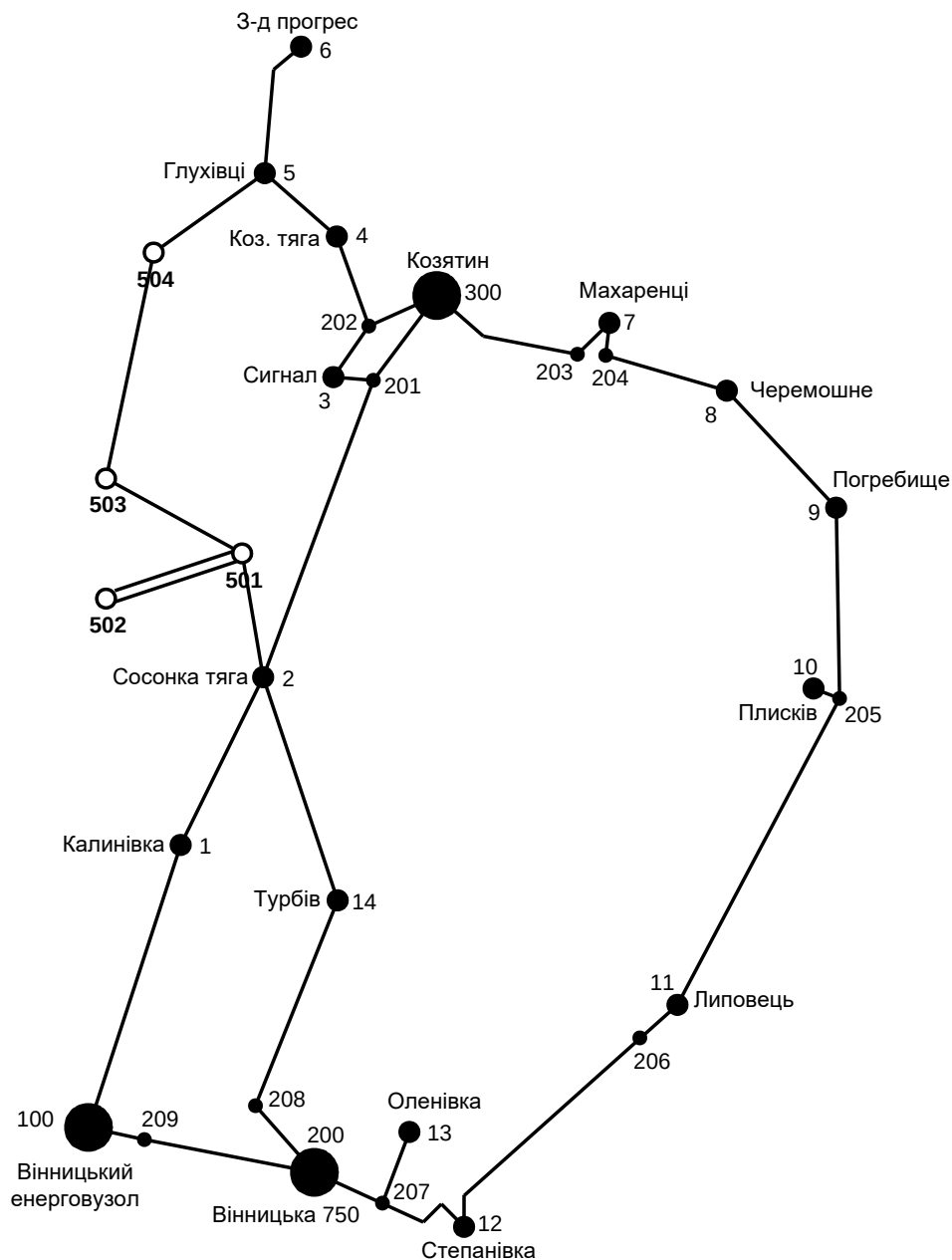


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всі споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 501-504 довжиною 20,3 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

2.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

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

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

2.3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пункти живлення: 2 та 5 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.5)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,1 \div 0,2$; T – тривалість будівництва (в роках)).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.6)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.5) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

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

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

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.7)$$

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

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

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (2.7).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.5), при чому 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:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.8)$$

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

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 30 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 2-501, 501-502. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{2-501} + \Delta L_{501-502} = 9,8 + 11,2 = 21 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.8) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.2.4.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгові лінії 501-503, 503-504. Результати розрахунків подано в табл.2.5

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуюмо одноланцюгову лінію 5-504. Результати розрахунків подано в табл.2.4

Таблиця 2.4 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
1	1	2-501	9,8	41,9	21	18820,948	38635,5	32196,25	32196,25
		501-502	11,2	8,6		19814,552			
	2	5-504	10,5	10,5	28,7	18610,436	50969,03	42474,19	42474,19
		503-504	18,2	13,1		32358,597			
	3	2-501	9,8	41,9	20,3	18820,948	37431,38	31192,82	31192,82
		5-504	10,5	10,5		18610,436			

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
2	11	501-503	11,9	20,1	30,1	21406,445	53765,04	37336,83	69533,08
		503-504	18,2	13,1		32358,597			
	12	501-503	11,9	20,1	22,4	21406,445	40016,88	27789,5	59985,75
		5-504	10,5	10,5		18610,436			
	13	5-504	10,5	10,5	28,7	18610,436	50969,03	35395,16	67591,41
		503-504	18,2	13,1		32358,597			
	21	2-501	9,8	41,9	21	18820,948	38635,5	26830,21	69304,4
		501-502	11,2	8,6		19814,552			
	22	501-503	11,9	20,1	23,1	21406,445	41221	28625,69	71099,89
		501-502	11,2	8,6		19814,552			
	23	2-501	9,8	41,9	21,7	18820,948	40227,39	27935,69	70409,88
		501-503	11,9	20,1		21406,445			
	31	503-504	18,2	13,1	30,1	32358,597	53765,04	37336,83	68529,65
		501-503	11,9	20,1		21406,445			
	32	501-502	11,2	8,6	23,1	19814,552	41221	28625,69	59818,51
		501-503	11,9	20,1		21406,445			
	33	501-502	11,2	8,6	29,4	19814,552	52173,15	36231,35	67424,17
		503-504	18,2	13,1		32358,597			

Таблиця 2.6 - Можливі варіанти розвитку мережі для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
3	111	5-504	10,5	10,5	10,5	18610,436	18610,44	10769,93	80303,01
	121	503-504	18,2	13,1	18,2	32358,597	32358,6	18726,04	78711,79
	131	501-503	11,9	20,1	11,9	21406,445	21406,44	12387,99	79979,4
	211	501-503	11,9	20,1	11,9	21406,445	21406,44	12387,99	81692,39
	221	2-501	9,8	41,9	9,8	18820,948	18820,95	10891,75	81991,64
	231	501-502	11,2	8,6	11,2	19814,552	19814,55	13760,11	84169,99
	311	501-502	11,2	8,6	11,2	19814,552	19814,55	11466,75	79996,41
	321	503-504	18,2	13,1	18,2	32358,597	32358,6	18726,04	78544,55
	331	501-503	11,9	20,1	11,9	21406,445	21406,44	12387,99	79812,16

2.3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По В_з з табл. 2.4 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 321. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 321 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 2.5.

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

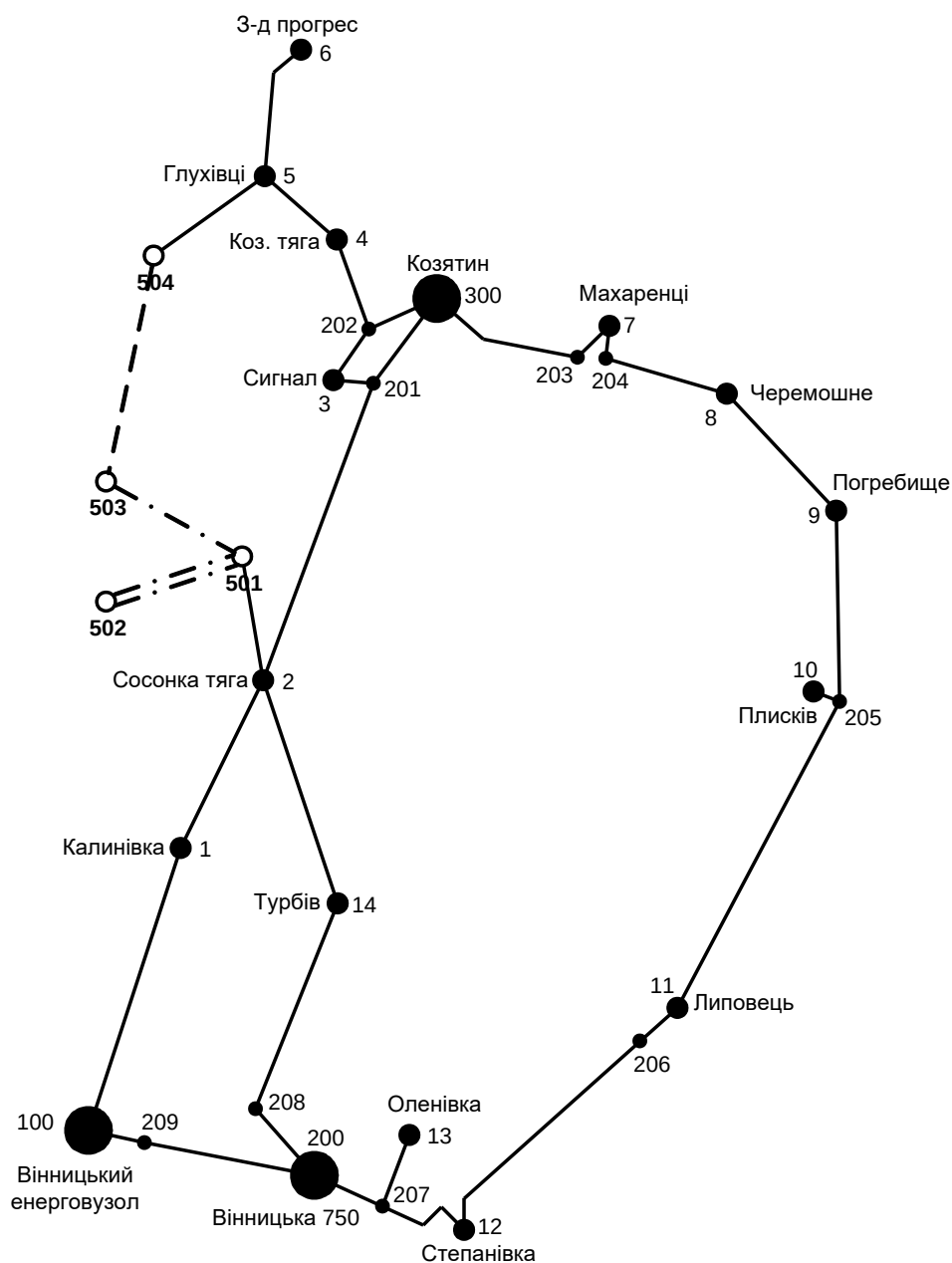


Рисунок 2.8 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.9) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.9)$$

$$I_{\text{розр2-501}} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{29.128}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 160.527 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}504-5} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{8,98}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 49,488 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,568}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 52,731 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5,044}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 27,799 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{17,984}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 99,11 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

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

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

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 7 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 2-501;

2й – розрив лінії 2-501 та відсутня генерація на СЕС (504);

3й – розрив лінії 5-504;

4й – розрив лінії 5-504 та відсутня генерація на СЕС (504);

5й – розрив лінії 501-502;

6й – розрив лінії 501-503;

7й – розрив лінії 503-504.

Отримані результати представлені у таблиці 2.3.4.

Таблиця 2.7 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа7, А	Іпа,А тах	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
2-501	0	0	210.4	261.8	123.7	134.9	263.3	246.7	390	160.5	АС-185/29
5-504	214.9	269.5	0	0	35.9	74.9	57.9			49.5	АС-185/29
501-502	52.8	52.8	52.7	52.7	0	52.7	52.7			52.7	АС-185/29
501-503	135.4	135.5	77.6	125.1	42.1	0	126.5			27.8	АС-185/29
503-504	266.7	266.9	57.9	1.5	84.2	126.7	0			99.1	АС-185/29

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-185/29, було прийняте рішення використати провід АС-185/29, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{\max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{\max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.10)$$

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

Для 501 вузла згідно (2.10) маємо:

$$S_1 \geq \frac{12,4}{2 \cdot 0,87} = 10,181 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 16 МВА.

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

Таблиця 2.8 – Параметри трансформаторів у вузлах

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

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 2.11

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (2.11)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{\text{з1.па}} = \frac{14.253}{(2-1) \cdot 16} = 0.891 \leq 1.4$$

$$K_{\text{з3.па}} = \frac{21.705}{(2-1) \cdot 16} = 1.357 \leq 1.4$$

$$K_{\text{з2.па}} = \frac{9.213}{(2-1) \cdot 10} = 0.921 \leq 1.4$$

$$K_{\text{з4.па}} = \frac{10}{(2-1) \cdot 10} = 1 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 2.8.

2.5 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

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

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

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

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

- урахувати 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;

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 503 та 504 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.9).

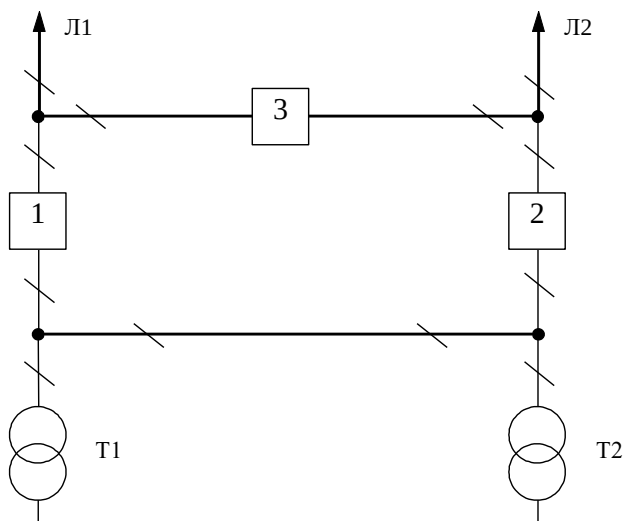


Рисунок 2.9 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 503 та 504

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

2.5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Сосонка тяга». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Сосонка тяга» (вузол 2) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Дві робочі та обхідна система шин» та замінити наявні

короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин (рис 2.10).

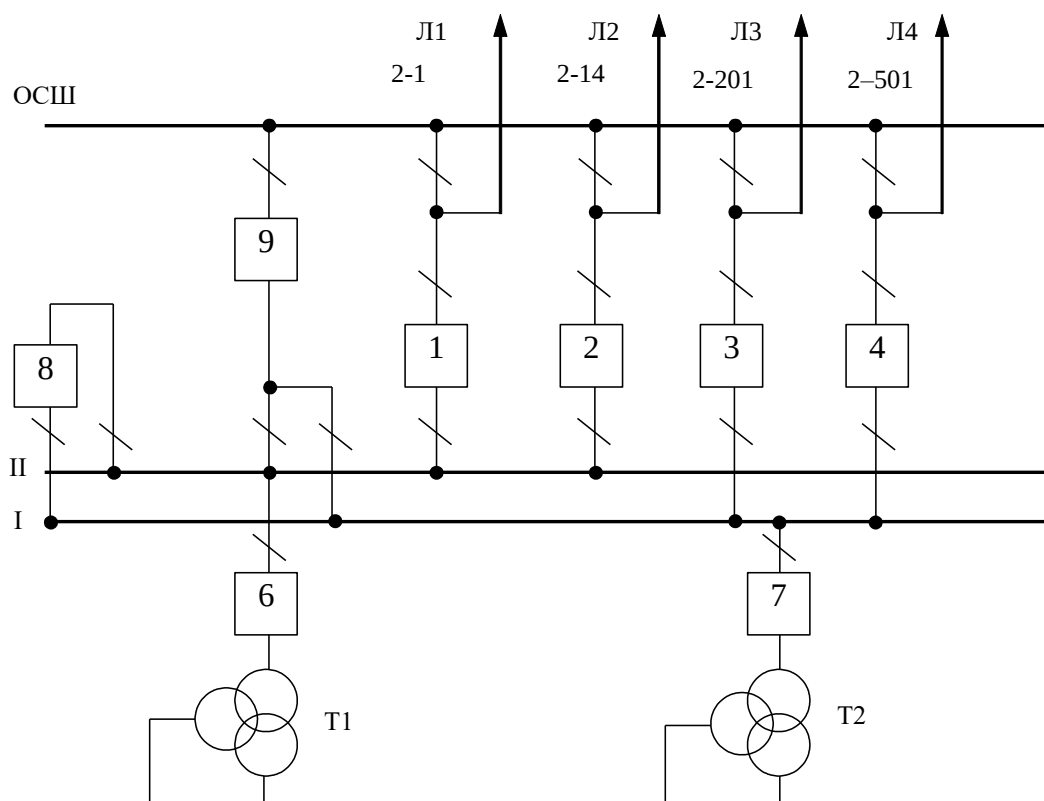


Рисунок 2.10 – Схема відгалуджувальної підстанції (вузол 2) – дві робочі та обхідна системи шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Глухівці (вузол 5), що є місцем з'єднання проводів АС-120 та АС-150 лінії «Коз.тяга-3-д прогрес» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Коз.тяга-3-д прогрес» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-4» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Козю тяга» (вузол 4).

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_p (год.) [3, табл. 6.2].

Розрахунок ведеться по формі табл. 2.5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.12)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.12) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9988$$

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

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

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

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

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.9).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформуванати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.10).

Таблиця 2.10 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(АТ1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(АТ1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (2.13), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.14) та недовідпуск електроенергії (2.15).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 400$ грн./кВт·год.);

$$M_{3Б} = \Delta W_{HD} \cdot 3_O \quad (2.12)$$

$$W_{PIK} = P_{HB} \cdot T_{HB} \quad (2.13)$$

$$\Delta W_{HD} = K_{BcyM.} \cdot W_{PIK} \quad (2.14)$$

Маємо:

$$W_{PIK} = 6200 \cdot 39,7 = 246\,140 \text{ (МВт·год)}$$

$$\Delta W_{HD} = 246\,140 \cdot 0,0003 = 73,84 \text{ (МВт·год)}$$

$$M_{3Б} = 73,84 \cdot 400 = 29\,536,8 \text{ (тис. грн)}$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{PIK} , МВт·год	ΔW _{HD} , МВт·год	M _{3Б} , грн.
246 140	73,84	29 536,8

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

Таблиця 2.9 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 16)

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w _i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K _i та ремонтуємі вимикамчі				
			K _p = 0,0003				
			K _o =0,9985	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	4,8·10 ⁻⁶	0,016	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(АТ2,Л2)- 40		Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	4,8·10 ⁻⁶	0,016	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23		Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)- 23	Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(АТ1,Л3),		Л3, Л1, D(АТ1,	Л2,Л1, D(АТ1, АТ2,

				D(AT2,Л2)- 40		AT2, Л2) - 40	Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,AT1 D(AT2,Л2)-23		Л3,Л2, Л1,AT2, AT1-23
			Л3-40	Л3 D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		Л3,Л2, D (AT1AT2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, AT2 – 23	Л2, AT2-23	Л2,Л1, AT2, D(AT1,Л3) – 23	Л3,Л2,AT2, D(AT1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, AT2-40	Л2,Л1,D(AT1, AT2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(AT1, AT2, Л1) - 40	

2.6 Оцінювання балансу потужностей

2.6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 501, 502, 503, 504 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (2.15)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 39,7 + 0,05 \cdot 39,7 = 37,715 \text{ (МВт)},$$

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

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.16)$$

$$Q_{\Gamma} = 37,715 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 37,715 \cdot 0,34 = 12,823 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.17)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 2-501

$$Q_{\text{ЛЕП2-501}} = 106,82^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 9,8) = 0,319 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,319 + 0,359 + 0,38 + 0,581 + 0,34 = 1,979 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 21,54 = 20,463 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 20,463 = 2,046 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 20,463 + 2,046 - 12,823 - 1,979 = 7,707 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 39,7 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 21,54 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-8100-450 УЗ на 8100 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 504.

2.7 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі

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

2.7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 100 кВ.

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної

надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 110 кВ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном}}$.

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

2.7.2. Регулювання напруги у мережі

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

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. 2.12).

Таблиця 2.12– Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	100,79	95,52	111,23
502	100,64	95,37	111,10
503	100,57	95,30	111,04
504	101,44	96,21	111,82

Таблиця 2.13 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	9,64	9,14	10,64
502	9,63	9,12	10,63
503	9,62	9,12	10,62
504	9,70	9,20	10,70

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{HH}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (2.18)$$

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

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{H}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{KV}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (2.19)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; P_{H} , Q_{H} – 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).

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (2.20)$$

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

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

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.21)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації K_{Td} за формулою (2.21) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.19) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((13,08) \cdot (4,38 / 2)) + ((7,41) \cdot (86,7 / 2))}{106,02} = 3,3 \text{ кВ}$$

За (2.20) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T501d} = \frac{106,02 + 3,3}{10,5} = 10,411$$

Ближчий за табл. 2.7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501d} = 10,455$, що відповідає 9-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.18).

$$U_{НН501д} = \frac{106,02 + 3,3}{10,411} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 2.14 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

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

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	3,3	10,411	10,5	9	10,455	0,096
502	3,233	10,392	10,5	9	10,455	0,096
503	4,861	10,541	10,5	8	10,611	0,098
504	0,395	10,194	10,5	10	10,298	0,093

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

З ДОСЛІДЖЕННЯ РІЗНИХ ТИПІВ РОЗ'ЄДНУВАЧІВ

Роз'єднувач — це контактний комутаційний апарат, призначений для вимкнення і увімкнення електричного кола без струму або з незначним струмом, який для забезпечення безпеки має між контактами у вимкненому положенні ізоляційний проміжок.

Під час ремонтних робіт роз'єднувачем здійснюється видимий розрив між частинами, які залишилися під напругою, і апаратами, виведеними в ремонт.

Роз'єднувачами не можна вимикати струми навантаження, тому що їхня контактна система не має дугогасильних пристроїв і у випадку помилкового вимкнення струмів навантаження виникає стійка дуга, яка може привести до міжфазного КЗ та нещасних випадків з обслуговуючим персоналом. Перед виконанням операції роз'єднувачем електричне коло повинно бути розімкнено вимикачем.

Проте, для спрощення схем електроустановок допускається *використовувати роз'єднувачі для проведення таких операцій:*

- увімкнення нейтралей трансформаторів та заземлювальних дугогасильних реакторів при відсутності в мережі замикання на землю;
- зарядного струму шин та обладнанню всіх номінальних напруг (крім батарей конденсаторів);
- навантажувального струму до 15 А триполюсними вимикачами зовнішньої установки при напрузі 10 кВ і нижче.

Роз'єднувачами і відділювачами дозволяється вимикати незначний намагнічувальний струм силових трансформаторів та зарядний струм повітряних і кабельних ліній.

Величина струму, який вимикається роз'єднувачем, залежить від конструкції електричного апарата (вертикальне або горизонтальне розміщення ножів), від відстані між полюсами, від номінальної напруги установки. Допустимість такої операції встановлюється інструкціями і директивними вказівками. Порядок операції при вимиканні намагнічувального струму трансформатора також відіграє важливу роль.

Наприклад, трансформатори, які мають РПН, необхідно перевести в режим недозбудження, тому що струм намагнічування різко зменшується при зменшенні індукції в магнітопроводі, яка залежить від відведеної напруги. Окрім того, при вимиканні навантаженого трансформатора необхідно попередньо ефективно заземлити нейтраль, якщо у нормальному режимі трансформатор працював з заземленою нейтраллю. Якщо до нейтралі трансформатора був підключений заземлювальний реактор, то попередньо його треба вимкнути.

Роз'єднувачі відіграють важливу роль в схемах електроустановок, від надійності їх роботи залежить надійність роботи всієї електроустановки, тому при виконанні операцій необхідно дотримуватись забезпечення таких вимог:

- утворення видимого розриву в повітрі, електрична міцність якого відповідає максимальній імпульсній напрузі;
- електродинамічної та термічної стійкості при протіканні струмів КЗ;
- виключення самостійних вимкнень;
- чіткого увімкнення і вимкнення при найгірших умовах роботи (ожеледь, сніг, вітер).

Роз'єднувачі класифікуються за рядом ознак:

- за кількістю полюсів бувають одно- та триполюсними;
- за призначенням - для внутрішніх і зовнішніх установок;
- за конструкцією – рублячого, поворотного, рухомого, пантографічного і підвісного типів;
- за способом установки – з вертикальним і горизонтальним розташуванням ножів.

3.1 Роз'єднувачі для внутрішньої установки

Для внутрішніх установок роз'єднувачі можуть бути однополюсними (**РВО**) і триполюсними (**РВ, РВК, РВРЗ** та ін.). Триполюсні роз'єднувачі можуть виконуватися на загальній рамі або на різних рамах для кожного полюса. Різні полюси з'єднуються спільним валом, який зв'язаний з приводом роз'єднувача. На

струми до 1000 А ніж роз'єднувача виготовляється з двох мідних смужок, на великі струми використовуються ножі з трьох або чотирьох смужок. Також, як і на шинних конструкціях, найкраще використання матеріалу при великих струмах досягається, якщо нерухомі контакти будуть коробчатого перерізу, а ножі – коритоподібної форми.

В роз'єднувачах рублячого типу ніж обертається навколо одного із нерухомих контактів, рух ножеві передається від вала через фарфорові тяги. Необхідний тиск в контактах створюється пружинами.

Розглянемо пристрій контактної системи роз'єднувачів рублячого типу (рис. 3.1). На ізоляторі 1 закріплена мідна шина, зігнута під прямим кутом, яка є нерухомих контактом 2. Бокові частини контакту 2 мають форму циліндра, тому з пластинами ножа 6 забезпечується лінійний контакт. Пружини 4, насаджені на стержень 5, натискають на сталі пружини 3, які своїм виступом притискають ножі до нерухомого контакту.

На рис. 3.2 показано роз'єднувач типу **РВРЗ** на напругу 20 кВ, номінальні струми 8000 А, розрахований на граничний наскрізний струм

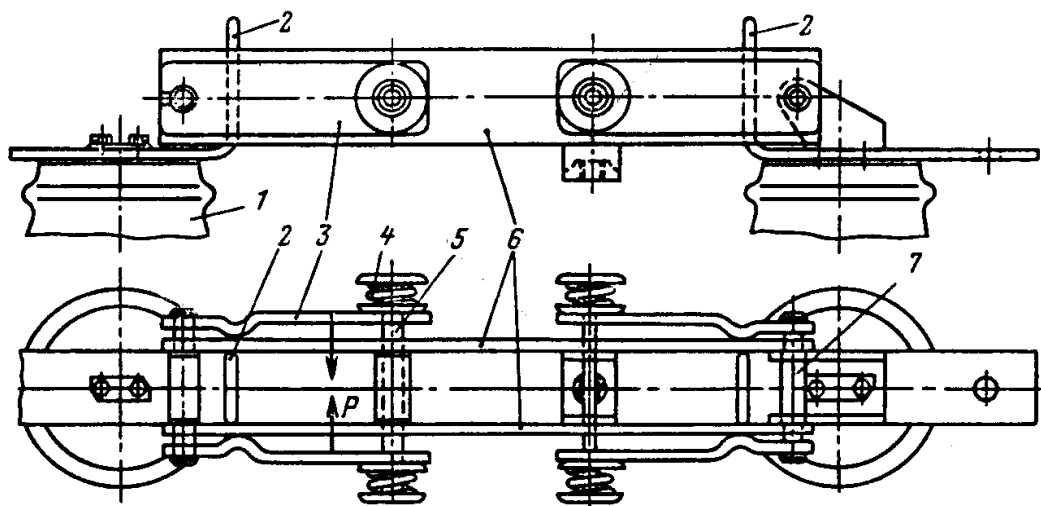


Рисунок 3.1- Контактна система роз'єднувачів рублячого типу

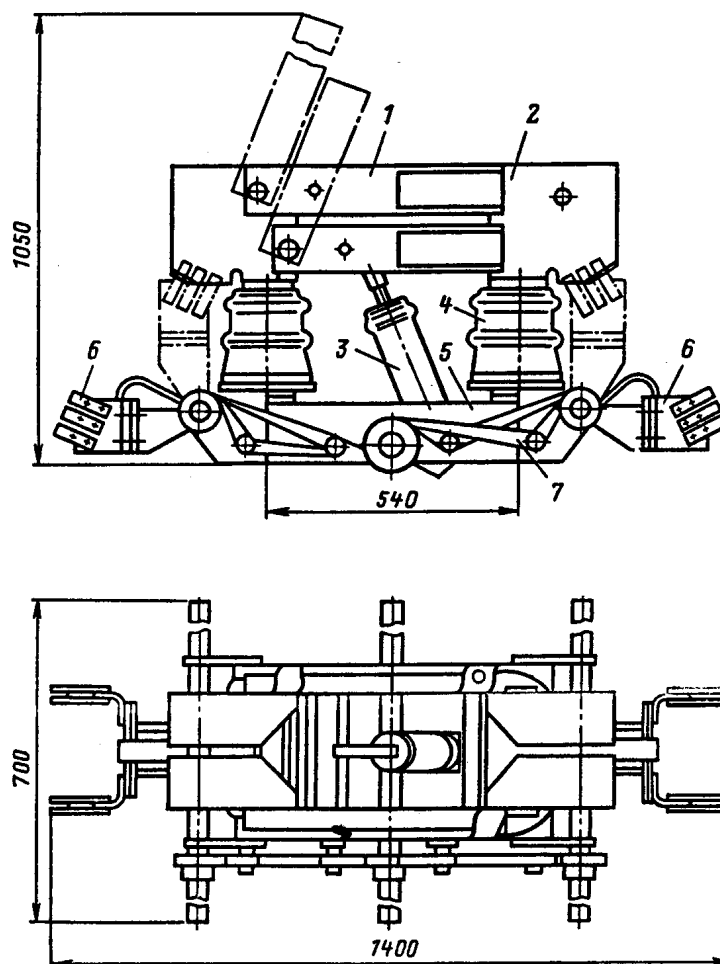


Рисунок 3.2 - Роз'єднувач рублячого типу **РВРЗ-2-20/8000** (один полюс):

1 – рухомі головні контакти; 2 – нерухомий контакт; 3 – фарфорова тяга; 4 – опорний ізолятор; 5 – рама; 6 – заземлювальні ножі; 7 – механічне блокування між головними і заземлювальними ножами короткого замикання до 300 кА і граничний струм термічної стійкості 112 кА (при відстані між полюсами 700 мм).

Контактна система полюса роз'єднувача вертикально-рублячого типу для підвищення динамічної стійкості має магнітні замки. Контактна система полюса кріпиться на чотирьох опорних ізоляторах. Рух ножем передається через ізолювальну фарфорову тягу 3. Для зменшення зусилля на увімкнення і вимкнення застосовується механізм для знімання контактного натискання. Заземлювальні ножі 6 можуть знаходитись зі сторони шарнірного, або роз'ємного контакту, або з обох сторін. При триполюсній установці вони закорочуються загальною мідною шиною.

Заземлювальні ножі мають механічне блокування, яке не дозволяє вмикати їх при увімкнених головних ножах. Для управління заземлювальними ножами використовується ручний привод. Увімкнення і вимкнення головних ножів здійснюється електродвигуновим приводом типу ПДВ, який дозволяє проводити операції дистанційно.

У увімкненому чи вимкненому стані роз'єднувач надійно фіксується системою важелів приводу для того, щоб виключити самостійне спрацювання.

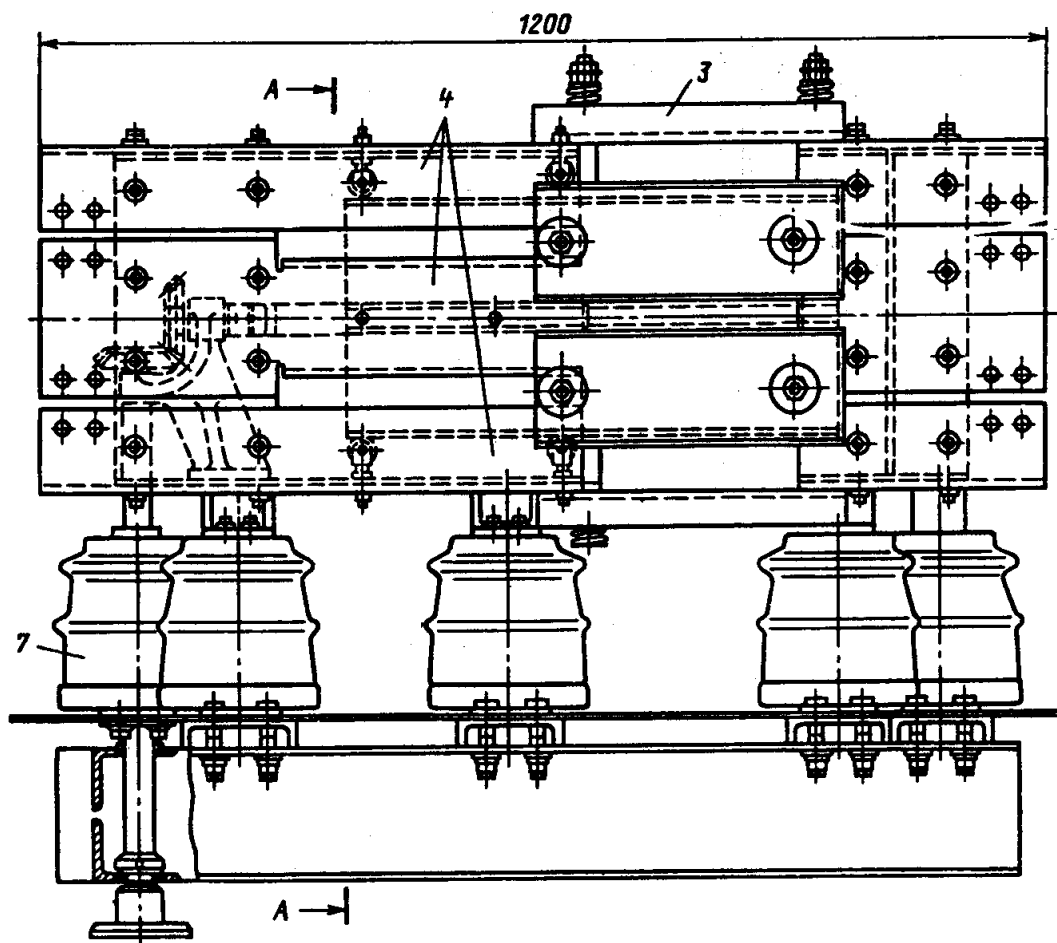


Рисунок 3.3 - Роз'єднувач рухомого типу РВК-20/12000

Для установки в комплектних екранованих струмопроводах застосовуються роз'єднувачі рухомого типу з поступальним рухом ножа. Ці роз'єднувачі розраховані на великі номінальні струми (12000 А, 14000 А). Нерухомі контакти 4 (лівий і правий) виконуються у вигляді коробів з листової міді і закріплені на опорних ізоляторах 2, які знаходяться на рамі 1. Рухомий

контакт 3 виконаний з восьми коробчатих шин, які з'єднані між собою спеціальним механізмом 6. Тиск в контактах здійснюється пружинами 5. При вимкненні роз'єднувача поворотом ізолятора 7 приводиться в рух кулачковий механізм 6, який стискає рухомі контакти 3. Потім весь рухомий контакт перекочується на рамках 8 справа наліво, вимикаючи роз'єднувач. При увімкненні спочатку переміщується рухомий контакт зліва направо, а потім – кулачковий механізм звільняє коробчаті шини рухомого контакту, і вони пружинами притискаються до нерухомих контактів. Таке увімкнення та вимкнення без тертя в контактах дозволяє застосувати легкий двигунний привод (ПДВ-12), а також зменшити зношування контактів.

3.2 Роз'єднувачі для зовнішньої установки

Роз'єднувачі, які встановлюються у відкритих розподільних пристроях, повинні мати відповідну ізоляцію і надійно виконувати свої функції в несприятливих умовах навколишнього середовища.

В свій час широко застосовувались **роз'єднувачі рублячого типу**. Їх недоліком є великі габарити при розімкненому положенні ножа. Роз'єднувач типу **РОН(3)-500/2000** з піднятим ножом має висоту 9,8 м. Для зменшення зусилля, необхідного для піднімання ножа, а також зменшення габаритів по висоті, ніж роз'єднувача роблять з двох частин. На рис. 3,4 показано роз'єднувач **РНВ-500** з вертикальним рухом двох напівножів. У вимкненому положенні його висота 8,45 м. Роз'єднувач має два заземлювальних ножі. Привод головних ножів — електродвигуновий (ПДН), заземлювальних ножів — ручний.

Роз'єднувачі горизонтально-поворотного типу випускають на напругу від 10кВ до 750 кВ. Широке застосування цих роз'єднувачів пояснюється значно меншими габаритами і більш простим механізмом керування. В цих роз'єднувачах головний ніж складається з двох частин, так само як у роз'єднувача типу **РНВ**, але вони рухаються в горизонтальній площині при повороті колонок ізоляторів, на яких закріплені (рис.3,5). Один полюс є ведучим, до нього приєднаний привод. Рух іншим двом полюсам (веденим) передається

тягами. Роз'єднувачі можуть мати один або два заземлювальних ножі. Контактна частина роз'єднувача складається з ламелей, закріплених на кінці одного ножа, і контактної поверхні на кінці другого ножа. При увімкненні ніж входить між ламелі. Тиск в контакті здійснюється пружинами. Роз'ємний контакт подібної конструкції (для роз'єднувача РНВ-500) показаний на рис. 3.5.

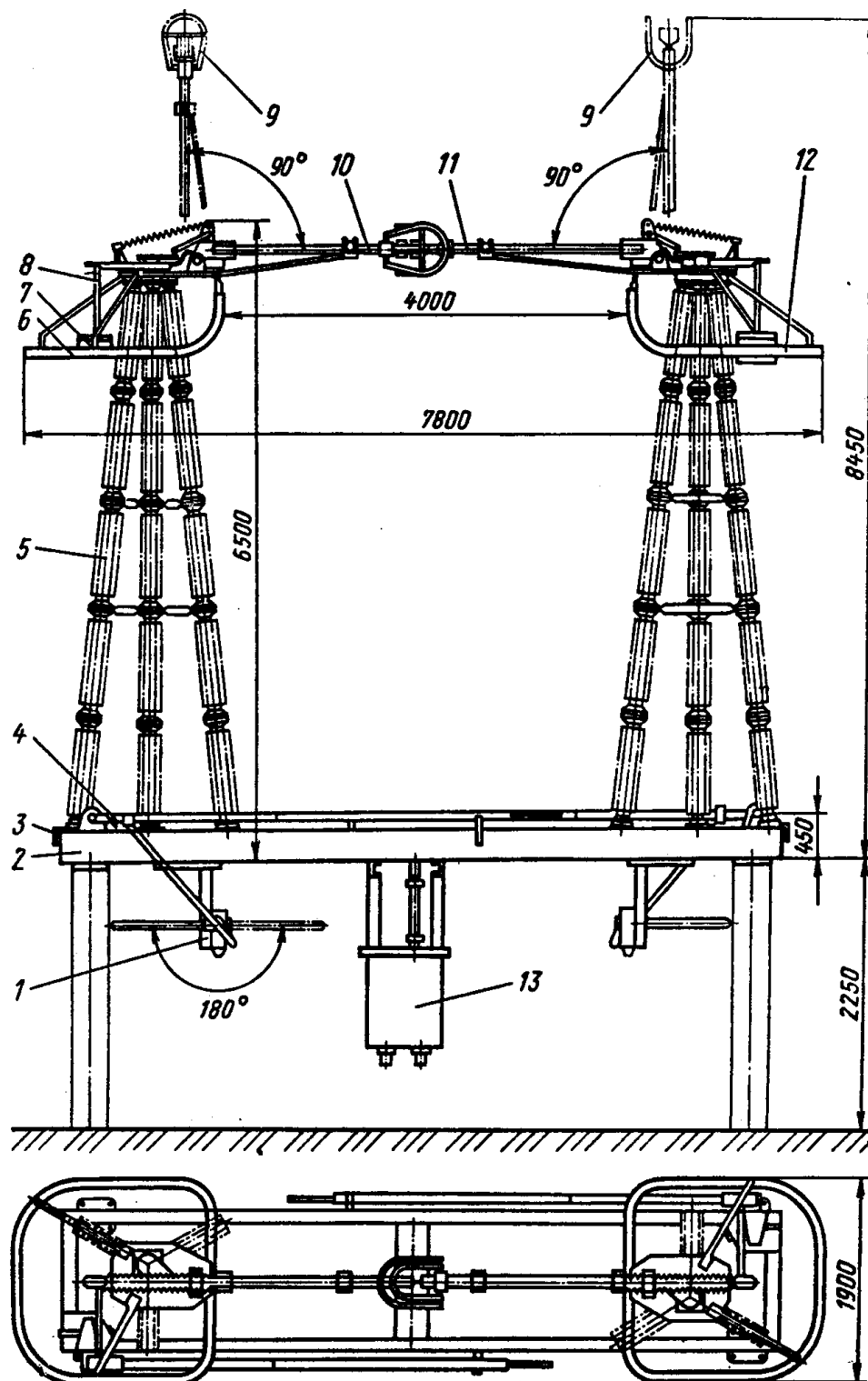


Рисунок 3.4 - Роз'єднувач для зовнішньої установки

вертикально-поворотного типу **РНВ-500**:

1 – приводний механізм заземлювальних ножів; 2 – рама; 3 – заземлювальна шина; 4 – ніж заземлення; 5 – ізолятор; 6, 9, 12 – екрани; 7 – контакт; 8 – з'єднувальна шина; 10 – головний ніж з ламелями; 11 – головний ніж з лопаткою; 13 – привод типу ПДН

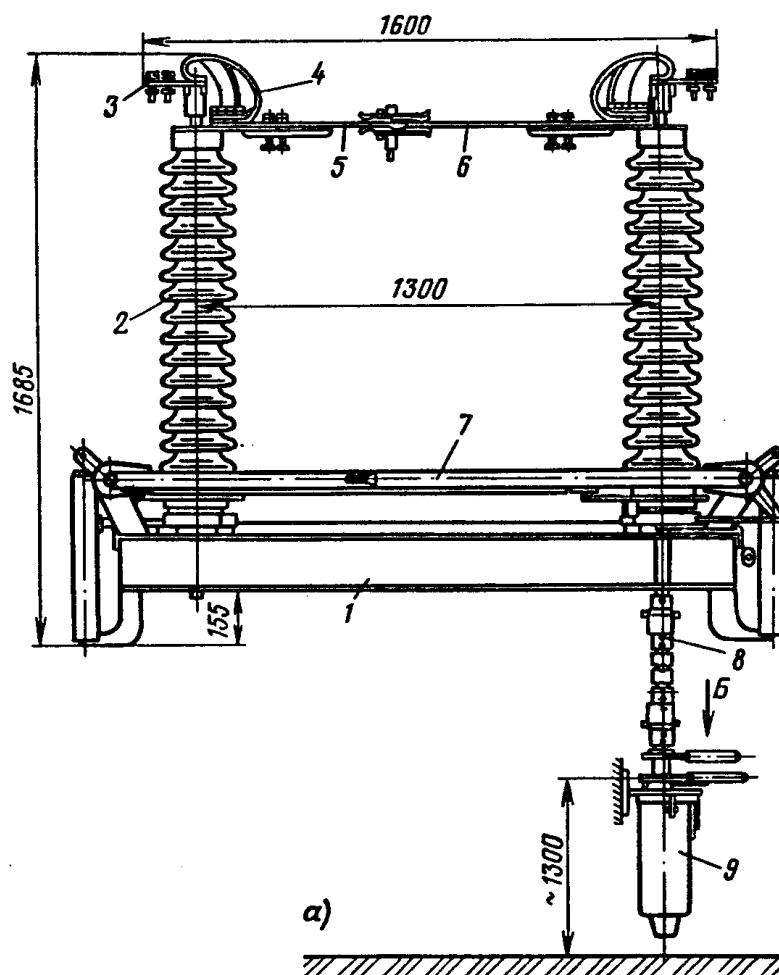


Рисунок 3.5 - Роз'єднувач горизонтально-поворотного типу **РНДЗ-2-110**:

a – увімкнений стан роз'єднувача: 1 – рама; 2 – опорний ізолятор; 3 – наконечник для приєднання шин; 4 – гнучкий зв'язок; 5 – головний ніж з ламелями; 6 – головний ніж без ламелів; 7 – заземлювальні ножі; 8 – тяга до приводу; 9 – привод; *б* – вимкнене положення роз'єднувача

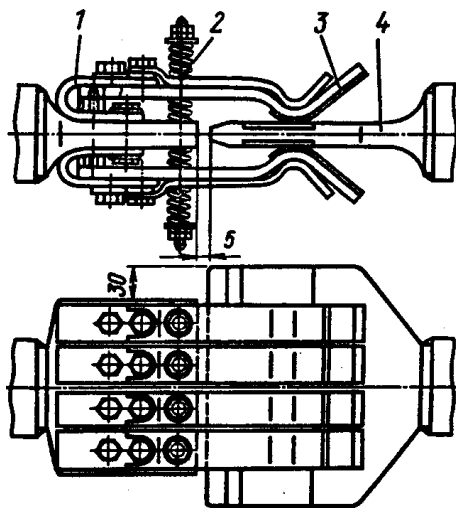


Рисунок 3.6 - Роз'ємний контакт роз'єднувача:

1 – гнучкий зв'язок; 2 – пружина; 3 – ламель; 4 – лопатка

В горизонтально-поворотних роз'єднувачах при вимкненні ніж наче "ламається" на дві частини, тому значно полегшується робота привода у випадку обледеніння контактів.

Широко розповсюджені горизонтально-поворотні роз'єднувачі типу **РЛНД**, замінюються вдосконаленою конструкцією типу **РНД** і **РДЗ** (роз'єднувачі для зовнішньої установки, двоколонкові з заземлювальними ножами). В роз'єднувачах 330-750 кВ передбачені кригозахисні кожухи, які закривають контакти.

В установках 500-750 кВ застосовуються пантографічні та підвісні роз'єднувачі.

Поява роз'єднувачів підвісного типа в значній мірі була обумовлена результатами порівняльних досліджень розмірів підвісної і опорної ізоляції. Ці дослідження показали, що для однієї і тієї ж номінальної напруги довжина підвісного ізолятора, закріпленого на порталі, приблизно на 25—30% менше, ніж висота опорного ізолятора встановленого на землі (фундаменті). Отже, габарити підвісного роз'єднувача будуть менше габаритів роз'єднувача з опорною ізоляцією.

У роз'єднувачів підвісного типа основною ізоляцією є гірлянди з стрижньових ізоляторів, тарілок, закріплені на порталах розподільного пристрою,

або гірлянди з ізоляторів разом з опорними ізоляторами, встановленими на землі. По вигляду ізоляції і по характеру закріплення контактних частин роз'єднувачі підвісного типу розділяються на дві групи:

1) роз'єднувачі, в яких рухомий і нерухомий контакти закріплені на підвісних ізоляторах (рис. 2.71, а і б);

2) роз'єднувачі, в яких рухомий контакт закріплений на підвісному ізоляторі, а нерухомий — на опорному ізоляторі (див. мал. 2.71, в).

У роз'єднувачах першої групи можливі два варіанти розташування контактів:

а) нерухомі контакти / розташовуються на кінцях нерухомих підвісних ізоляторів (гірлянд) 6, до яких приєднуються дроти, що підводять, 7, а рухомі контакти 2 закріплені на рухомих підвісних ізоляторах 5 (2.71, а);

б) контакти 2 розташовані тільки на рухомих підвісних ізоляторах 5; з'єднання контакту з дротом, що підводить, 7 здійснюється за допомогою струмопровідного важеля 10 і гнучкого зв'язку 9 (2.71, б).

Рухомі підвісні ізолятори в цих роз'єднувачах підвішені на сталевому тросі. Трос намотується на барабан, закріплений на валу приводу (ручного або рухового). При вимиканні роз'єднувача привід поволі повертає барабан, з якого змотується трос, і рухомі контакти під дією власної ваги опускаються на необхідну відстань. При вмиканні роз'єднувача привід повертає барабан у зворотний бік, трос намотується на нього і піднімає рухомі контакти вгору до тих пір, поки контакти роз'єднувача не стуляться.

У роз'єднувача другої групи нерухомий контакт 1 закріплений на опорному ізоляторі 8. Рухомий контакт роз'єднувача 2 підвішений на гірлянді ізоляторів 5. Гірлянда, у свою чергу, підвішена до порталу 3 на сталевому тросі 4, який сполучений з приводом. Роль опорного ізолятора може виконувати який-небудь апарат, наприклад трансформатор струму. Тоді нерухомий контакт закріплюється на головці трансформатора струму. Таким чином виходить суміщений апарат роз'єднувач — трансформатор струму. Таке рішення дозволяє у ряді випадків значно скоротити площу розподільного пристрою.

Недоліком роз'єднувачів підвісного типу є можливість їх розгойдування вітром, що може утруднити операцію ними в легковажну погоду. Для усунення цього недоліку застосовується стабілізована підвіска.

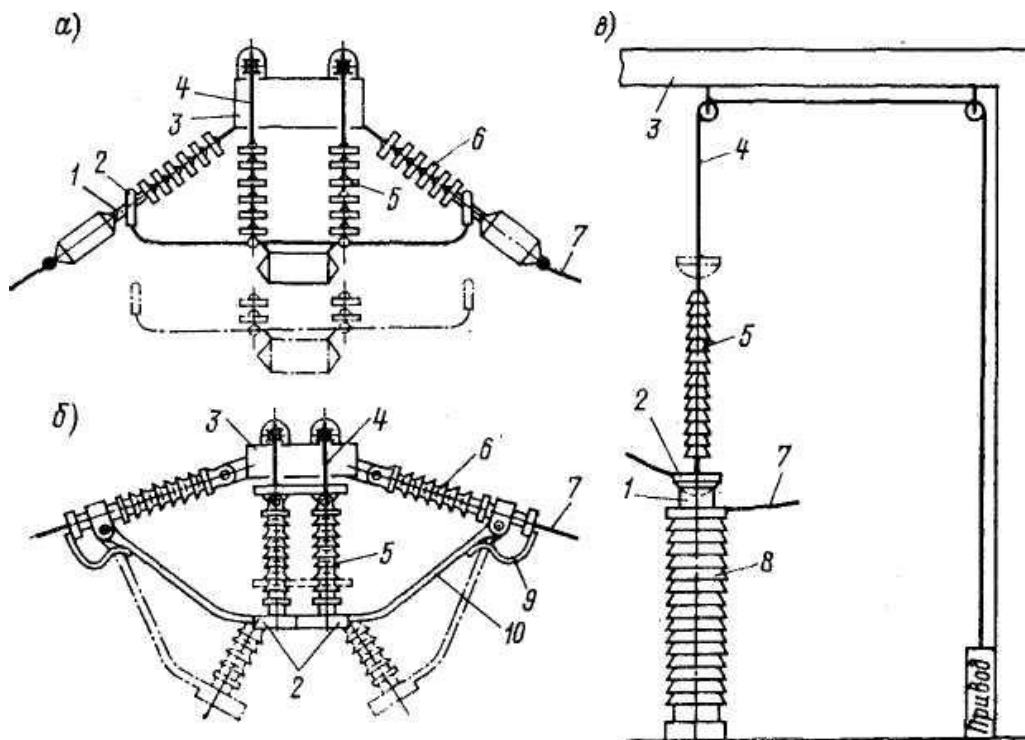


Рис.3.7 - Конструктивні схеми роз'єднувачів підвісного типу

1 – нерухомий контакт, 2 – рухомий контакт, 3 – портал, 4 – трос, 5 – рухомий підвісний ізолятор, 6 – нерухомий підвісний ізолятор, 7 – підвідні поводи, 8 – опорний ізолятор, 9 – гнучкий зв'язок, 10 – струмопровідний важіль

Підвісний роз'єднувач типу **РПД** (рис. 2.7) має рухому контактну систему, що складається з вантажу 5, який має пружинні лапи 6, і контактних наконечників 7, до яких приварені струмопроводи 9 з двох алюмінієвих труб. Вся ця система підвішана на гірляндах ізоляторів 3 до порталу. Нерухомий контакт у вигляді кільця 8 може встановлюватись на шинній ізоляційній опорі, а також на вимірювальних трансформаторах струму і напруги. Тросова система управління складається з електродвигунового приводу 10, троса 1, протитяги 2, блоків 4. У вимкненому положенні рухомий контакт піднятий. При вмиканні роз'єднувача, методом обертання барабана приводу піднімається догори протитяга, а рухомі контакти під дією своєї ваги опускаються донизу і наконечники 7 з'єднуються з кільцем 8 – коло замкнене.

На рис.3.7 показано установку підвісних роз'єднувачів у відкритому розподільному пристрої (ВРП) напругою 500 кВ.

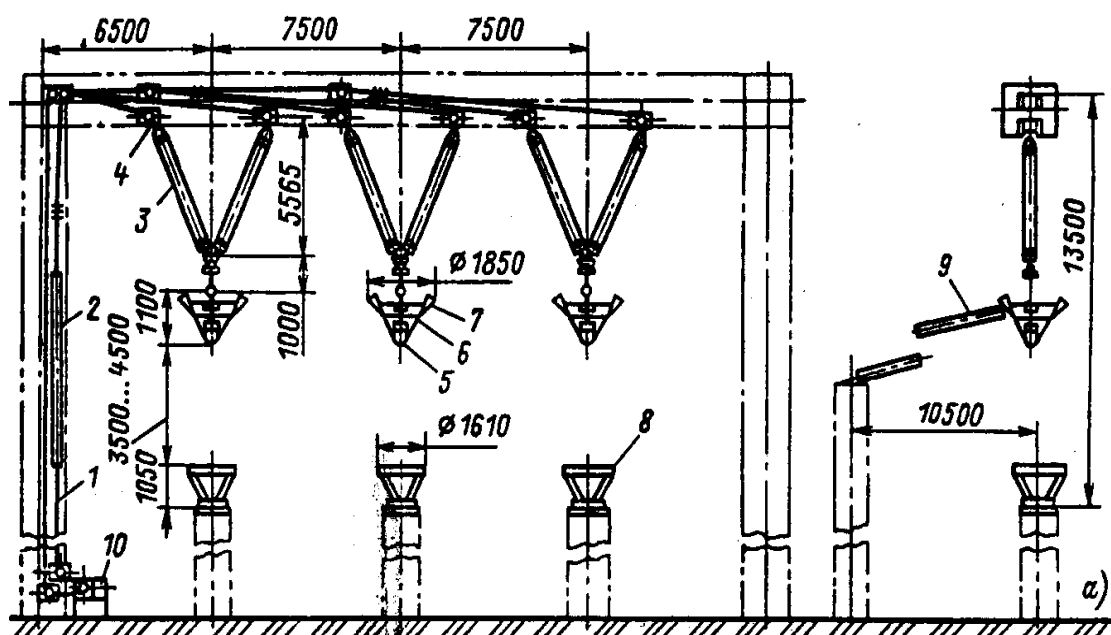


Рисунок 3.7 - Роз'єднувач підвісного типу РПД-500

Підвісний роз'єднувач надійно вмикається та розмикається при ожеледиці, забезпечує значну економію металоконструкцій, ізоляторів, ошинування. Капітальні затрати на спорудження ВРП з підвісними роз'єднувачами зменшуються приблизно на 20% за рахунок зменшення розмірів ВРП. Широке застосування такі роз'єднувачі отримали в ВРП 330-500 кВ.

Для електроустановок 1150 кВ розроблено роз'єднувачі двоколонкові з двома телескопічними ножами, які рухаються при увімкненні в горизонтальній площині назустріч один одному.

Роз'єднувач з ножом, що складається, зображений зліва на рис.3.8, по своєму конструктивному пристрою декілька нагадує роз'єднувачі вертикально-поворотного типу. Різниця полягає в тому, що його ніж в процесі відключення складається по довжині, тому висота роз'єднувача у відключеному положенні на 25—35 % менше, ніж відповідного роз'єднувача вертикально-поворотного

типа. Такі роз'єднувачі виготовляються на напруги до 420 кВ. Екранувальні кільця встановлюються на роз'єднувачах на напруги 362 кВ і вище.

Справа на рис 2.9 зображений роз'єднувач з ножем, що складається, у якого нерухомий контакт закріплений на шинах розподільного пристрою.

Роз'єднувачі з ножами, що складаються, широко використовуються для з'єднання і роз'єднання двох провідників (шин), розташованих на деякій відстані один над іншим. Ніж такого роз'єднувач при включенні і відключенні переміщається вертикально.

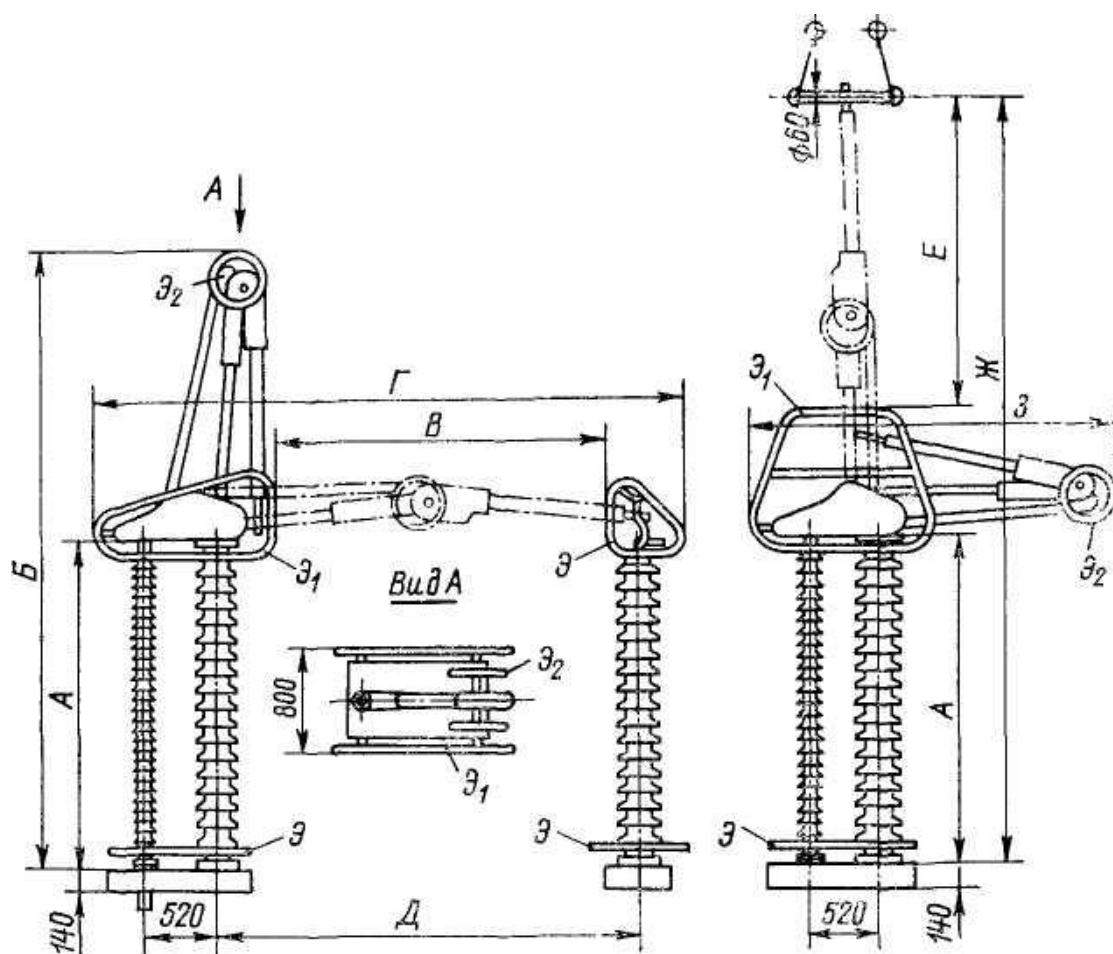


Рис. 3.8. Роз'єднувачі на 1250-2000 А із складним ножем фірми «Магріні»

На рис.3.10 зображена конструкція роз'єднувач з ножем, що складається напругою 525 кВ, 2000 А з ножем заземлення. Механізм, що приводить в рух ніж 5, встановлений на трьох опорних ізоляторах 2 (див. розріз по А—А) і сполучений з поворотною фарфоровою колонкою 7. Нерухомий контакт 6 підвішений на двох гнучких шинах (тросах) діаметром 35—48 мм за

допомогою спеціальних рамок. При зміні температури навколишнього середовища і ожеледиці стріла провисання гнучких шин змінюватиметься, т. є нерухомий контакт 6 підійматиметься або опускатиметься. Окрім того, під дією вітру можливі бічні переміщення нерухомого контакту. Ловці ножа повинні забезпечити захоплення нерухомого контакту у вказаних переміщеннях. Ніж заземлення 1 підіймається вертикально вгору і втрубується в контакт заземлення 3, закріплений на екрані 4. Конструкція роз'єднувача з ножем, що складається, складніша, ніж звичайного роз'єднувача. Розподільний пристрій з роз'єднувачами цього типу вимагає меншої площі, ніж розподільний пристрій із звичайними роз'єднувачами.

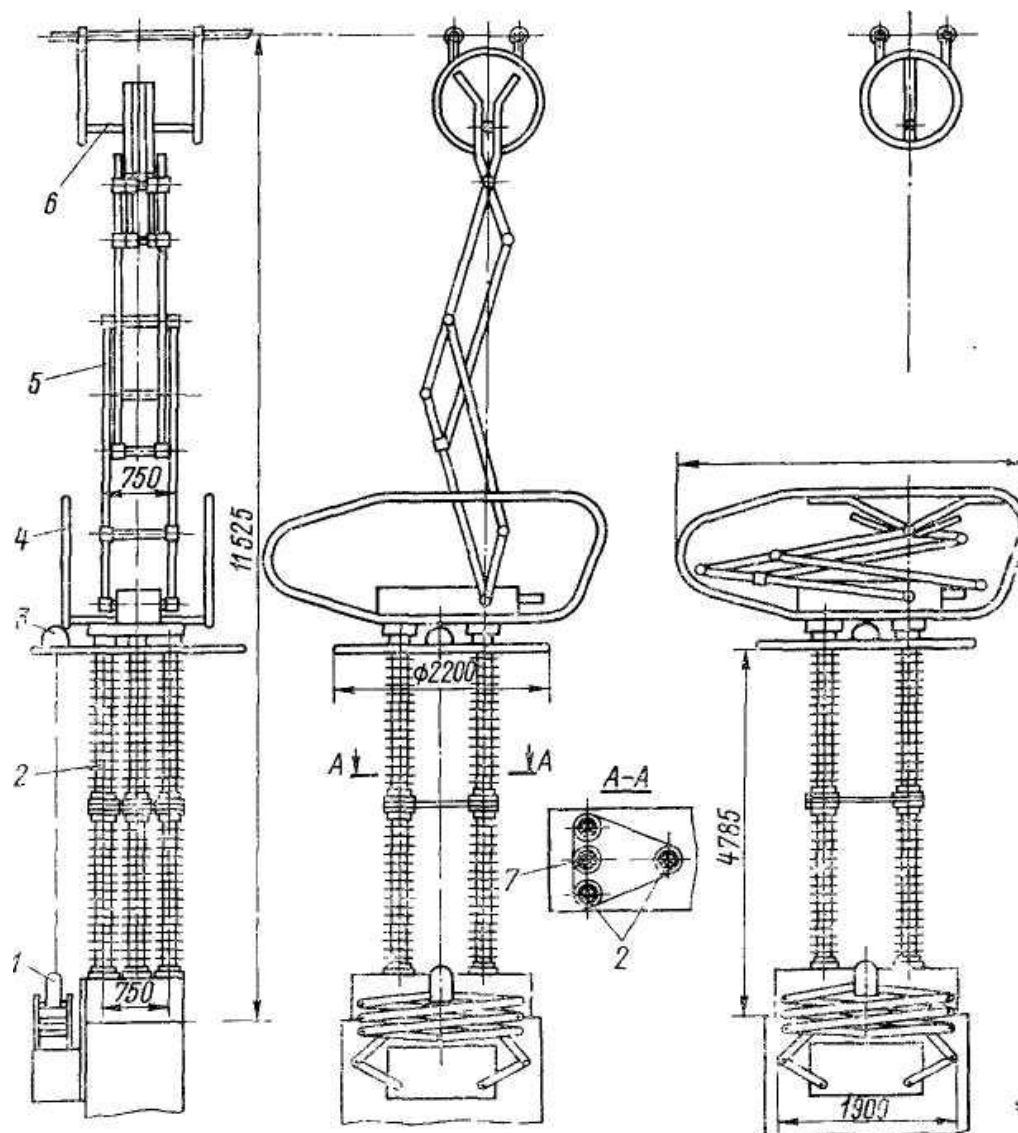


Рис. 3.10 - Роз'єднувач з ножем, що складається, на 525 кВ, 2000 А

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

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

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,65$ 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:

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

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

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

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

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: Сосонка тяга (вузол 2)-501, Глухівці (вузол 5)-504;
- спорудження споживальних підстанції 110/10 кВ у пунктах 501, 504.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 501-502, 501-503;
- спорудження споживальних підстанції 110/10 кВ у пунктах 502, 503;
- спорудження відгалуджувальної опори в від ПЛ "Коз. тяга – 3-д прогрес" (вузол 5).

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: Черемошне (вузол 8)-503, 503-502, 502-504;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Сосонка тяга (вузол 2).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 4.1–4.2.

Таблиця 4.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Таблиця 4.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 4.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 4.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 4.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 109 231,41 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 4.3.-4.5.

Таблиця 4.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Таблиця 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 4.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Коз. Тяга – 3-д прогрес" (вузол 5):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 109 817,64 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 4.6.

Таблиця 4.3 – Вартість реконструкції підстанції Коз. тяга (вузол 4):

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

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 4 276,998 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 21,3 = 24\,651,21 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 23,1 = 26\,743,41 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 18,2 = 21\,063,47 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 109\,231,31 + 24\,651,21 = 133\,882,62 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 109\,817,64 + 26\,743,41 = 136\,552,05 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 4\,276,998 + 21\,063,47 = 25\,340,47 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{tЛ} + \Delta W_{tП}; \quad (4.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\Pi} = (K_{П/СТ} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (4.10)$$

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

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

$$B_{Л1} = (24\,651,21 \cdot 0,3)/100 = 73,95 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = (26\,734,41 \cdot 0,3)/100 = 80,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л3} = (21\,063,47 \cdot 0,3)/100 = 63,19 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (109\,231,41 \cdot 3)/100 = 3\,276,94 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (108\,817,64 \cdot 3)/100 = 3\,294,53 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П3} = (4\,276,998 \cdot 3)/100 = 128,31 \text{ (тис.грн.)};$$

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

Таблиця 4.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 2-501, 5-504 П/ст: 501, 504	190	30	230
2	ЛЕП: 501-502, 501-503 П/ст: 502, 503, 5	1 630	60	1 690
3	ЛЕП: 503-504 П/ст: 2	1 120	60	1 180

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 73,95 + 3\,276,94 + 230 \cdot 1,65 = 3\,730,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 80,2 + 3\,294,53 + 1\,690 \cdot 1,65 = 6\,163,23 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 63,19 + 128,31 + 1\,180 \cdot 1,65 = 2\,138,5 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 99014 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_2 = 178498 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_3 = 0 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 99014 - 3730,4 = 15874,38 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 178498 - 6163,23 = 29179,37 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot (0) - 2138,5 = -2138,5 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = \frac{15874,38 / (1 + 0,2) + 29179,37 / (1 + 0,2)^2 + (-2138,5) / (1 + 0,2)^3}{133882,62 / (1 + 0,2) + 136552,05 / (1 + 0,2)^2 + 25340,47 / (1 + 0,2)^3} = 0,15$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,15 = 6,8 \text{ років.}$$

Таблиця 4.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	39,7
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6 200

Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	128 770
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	295 775,14
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	6,8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,61
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,17
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	3 760
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	9 550

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (6,8) підтверджують ефективність.

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

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 обслуговуванням розподільних електричних мереж.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки.

Найбільш важким ймовірним технологічним порушенням у розподільній електричній мережі є руйнування розподільного пристрою ЗРП-10 кВ. Руйнування ЗРП-10 кВ без резервування унеможливорює виробництво передачу електроенергії.

Виникнення аварійних ситуацій у розподільній електричній мережі, які б призводили до утворення вражаючих небезпечних факторів для зовнішнього середовища не можливе.

Технічне обслуговування та ремонт електрообладнання повинні виконувати тільки кваліфіковані фахівці. З метою безпеки перед проведенням технічного обслуговування трансформаторної підстанції необхідно відключити всіх підключених електроспоживачів.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Отже, для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при експлуатації розподільних електричних мереж сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням ЗРП-10 кВ розподільної мережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при обслуговуванні ЗРП-10 кВ розподільної електричної мережі. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою обладнання РП – 10 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту ЗРП-10 кВ.

5.1 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України

На основі аналізу літературних джерел [44] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1 при робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.003-74: на оперативно-ремонтний персонал в електричних мережах впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;

– небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

Психофізіологічні:

– фізичні перевантаження (динамічні);

– нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

5.2 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж

Проект будівництва ЗРП-10 кВ повинні бути виконанні у відповідності до чинних норм:

- Закон України "Про охорону праці"
- «Правила технічної експлуатації електричних станцій та 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. «Правила експлуатації електрозахисних засобів»
- Правила улаштування електроустановок

Для забезпечення електробезпеки на ЗРП-10 кВ передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;
- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Для забезпечення сприятливих умов праці на електростанції передбачено:

- освітлення робочих проходів;
- опалення приміщень;
- природну та примусову вентиляцію приміщень.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

5.3. Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ

Відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2014, заземлюючий пристрій електростанції виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою до 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю, до заземлюючих пристроїв яких ставляться більш жорсткі вимоги, ніж до заземлюючих пристроїв електричних мереж понад 1 кВ з ізольованою

нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.92 та 1.7.96 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 4 Ом.

По периметру ЗРП-10 кВ прокласти круг сталевий ($d=10$ мм), який приєднати зварюванням до загального заземлюючого пристрою електростанції не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою електростанції для захисту від непрямого дотику приєднати всі металеві корпуси електротехнічного обладнання (в т. ч. ящики з'єднань, опорні конструкції панелей) та екрани кабельних ліній.

Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку і пристрої заземлення необхідно знати його питомий опір.

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

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

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

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення РП 10 проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою[48].

При розрахунку будемо використовувати програмне забезпечення Mathcad.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 3$ м; $d_B = 0,04$ м; товщина стінки $\delta = 3,5$ мм; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 3$ м., тобто $a/l_B = 1$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,8$ м., $B_C = 40$ мм.

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

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (5.1)$$

де $\rho_{\text{табл.}} = 250$ Ом · м – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом · м

$K_c = 1,2$ – коефіцієнт сезонності $K_{c.v.}$ для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 250 \cdot 1,2 = 300 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 5.1):

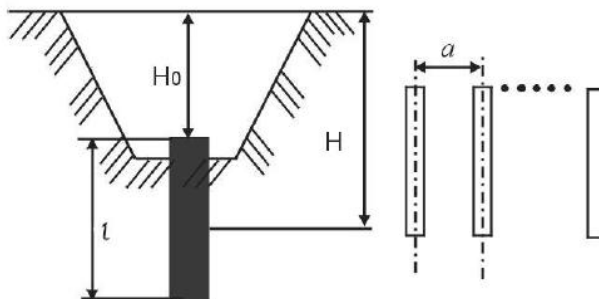


Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (5.2)$$

$$H = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ (м)}$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right); \quad (5.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{300}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,04} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 79,661 \text{ (Ом)}.$$

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

$$n_{\text{оп}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} \quad (5.4)$$

$$n_{\text{ок}} = \frac{79,661}{4 \cdot 1} = 19,91; \text{ приймаємо } n_{\text{ок}} = 20 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B ,
заземлювачі розташовані в ряд, $a / l_B = 2, n = 20$. Приймаємо $\eta_B = 0,47$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням
коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{\text{оп}} / \eta_B; \quad (5.5)$$

$$n_B = 20 / 0,47 = 42,55.$$

Приймаємо $n_B = 43$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних
заземлювачах при $n_B = 43$ без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}; \quad (5.6)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{79,661}{43 \cdot 0,47} = 3,92 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1); \quad (5.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 3(43-1) = 132,3 \text{ (м)}.$$

За формулою (5.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}; \quad (5.8)$$

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{300}{132,3} \lg \frac{2 \cdot (132,3)^2}{2,3 \cdot 0,04} = 4,631.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a/l = 2$, $n=43$. Приймаємо $\eta_\Gamma = 0,22$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_Γ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma}; \quad (5.9)$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{4,631}{0,22} = 21,05 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}; \quad (5.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,92 \cdot 21,05}{3,92 + 21,05} = 3,3 \text{ (Ом)};$$

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

5.3 Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ

Приміщення будівлі ЗРП-10 кВ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані. ЗРП-10 кВ розташовані у будівлі II ступеня вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відноситься будівля із несучими та огорожуючими конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів.

Таблиця 5.2 – Дані по приміщенню

Категорія приміщення	Допустима поверхів Кількість	Ступінь вогнестійкості будівлі
Д	2	II

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

Біля ЗРП-10 кВ встановлюється 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2 м х 2 м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., лом – 2 шт., сокири – 2 шт.

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

Як показує досвід, будівельні та інженерно-технічні заходи пожежної безпеки можуть надійно виконувати свої функції протягом періоду експлуатації тільки, якщо були вжиті необхідні заходи для забезпечення якісного проектування, реалізації проекту і при відповідальному експлуатуванні. До таких заходів відносяться:

- Застосування визнаних технічних стандартів, як основу при проектуванні;
- Застосування кваліфікованих професійних проектувальних організацій і кваліфікованих виконавців робіт;

- Виконання робіт спеціалізованими організаціями, які мають достатні професійні знання і досвід, навчений персонал, необхідне обладнання;
- Приймальні випробування і періодичний технічний нагляд атестованим технічним експертом, наприклад, спеціалістом VdS по системам пожежної безпеки;
- Регулярне обслуговування згідно з інструкціями, яке проводиться спеціалізованими організаціями і навченим персоналом з власного підприємства;
- Контроль за проведенням сервісних робіт (обслуговування, перевірка і підтримка функціонального стану) і документування за допомогою журналу перевірок.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

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

Щодо надійності, то для ПС Сосонка тяга (вузол 2) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Дві робочі та обхідна система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (501, 502, 503, 504) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,61 МВт при сумарній активній потужності генерації 131,31 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 295 775,14 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.15)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 6,8 років.

Одним із важливих аспектів дослідження є також аналіз технологій автоматизації процесу відключення та включення роз'єднувачів, що дозволить зменшити час реагування на аварії та знизити людський фактор в процесі експлуатації. Удосконалення та оптимізація роботи роз'єднувачів має велике значення для зниження ризику аварій, підвищення ефективності обслуговування мережі та економії витрат на ремонтні роботи.

Таким чином, тема роботи є надзвичайно актуальною, оскільки дослідження та розробка нових рішень у виборі типів роз'єднувачів для мереж 110 кВ дозволить підвищити надійність енергопостачання, скоротити час на ліквідацію аварійних ситуацій та сприятиме подальшому розвитку електричної інфраструктури.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми», – СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.
3. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
4. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишу
5. кувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
6. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
7. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
8. Півняк Г. Г., Шкрабець Ф. П., Довгань В. П. Електричні машини. Дніпропетровськ, 2003. 329 с.
9. ГОСТ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
10. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). Київ, Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.
11. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. НЕК «Укренерго». URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyhpotuzhnostej-2019.pdf?fbclid=IwAR2dQAbmI14EsQ1pkcvQKXPBaUbcSgozEmp5WPwCKtgz_xyvxuqQZLJ2wM.

12. Інтеграція ВДЕ в енергосистему України. Укренерго. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zrosla-na-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstva-elektroenergiyi-vdvichi/>.
13. Національний план дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року. Проект. URL: <https://saee.gov.ua/uk/content/elektronni-consultatsii>.
14. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. IRENA, 2017.
15. URL: https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf.
16. ДТЕК запустив першу в Україні промислову систему накопичення енергії. URL: <https://dtek.com/media-center/news/dtek-zapustil-pervuyu-v-ukraine-promyshlennuyu-sistemu-nakopleniya-energii/>.
17. This Compressed Air Grid 'Battery' Is an Energy Storage Game Changer – 2022. – Режим доступу: <https://www.popularmechanics.com/science/greentech/a36300986/compressed-air-grid-energy-storage-system/>
18. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах: навч. посіб. / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
19. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
20. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com.ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
21. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
22. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови

електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

23. 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.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Розвиток електричних мереж 110 кВ з дослідженням різних типів роз'єднувачів»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Лесько В. О.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

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

Автор _____ Німа Н.І.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

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

Експерт _____
(за потреби) (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.

_____ (підпис)
" _____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
«Розвиток електричних мереж 110 кВ з дослідженням різних типів роз'єднувачів»
08-21.МКР.011.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент
каф. ЕСС

_____ Лесько В.О.

Студентка групи 1ЕСМ-23м

_____ Німа Н.І.

Вінниця 2024 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 різних типів роз'єднувачів.

б) наказ № 310 від 17 вересня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідженням різних типів роз'єднувачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

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

4. Вимоги до виконання МКР

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

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 4 підстанції 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “РЗВА”, “ABB”, “Siemens” та ін.);

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

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

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	16.08.24	16.08.24	
2.	Прогнозування електричних навантажень	17.08.24	20.08.24	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.08.24	10.09.24	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	11.09.24	01.10.24	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.10.24	22.10.24	
6.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.10.24	15.10.24	
7.	Оцінювання балансу потужностей	16.10.24	25.10.24	
8.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.10.24	01.11.24	
9.	Економічна частина:	02.11.24	12.11.24	
10.	Дослідження різних типів роз'єднувачів	13.11.24	21.11.24	
11.	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	22.11.24	24.11.24	
12.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.11.24	28.11.24	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, 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 кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / уклад.: А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В. Сердюк, Т. В. Макарова. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

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. Т1 (М 1:60000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Т1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Т2.

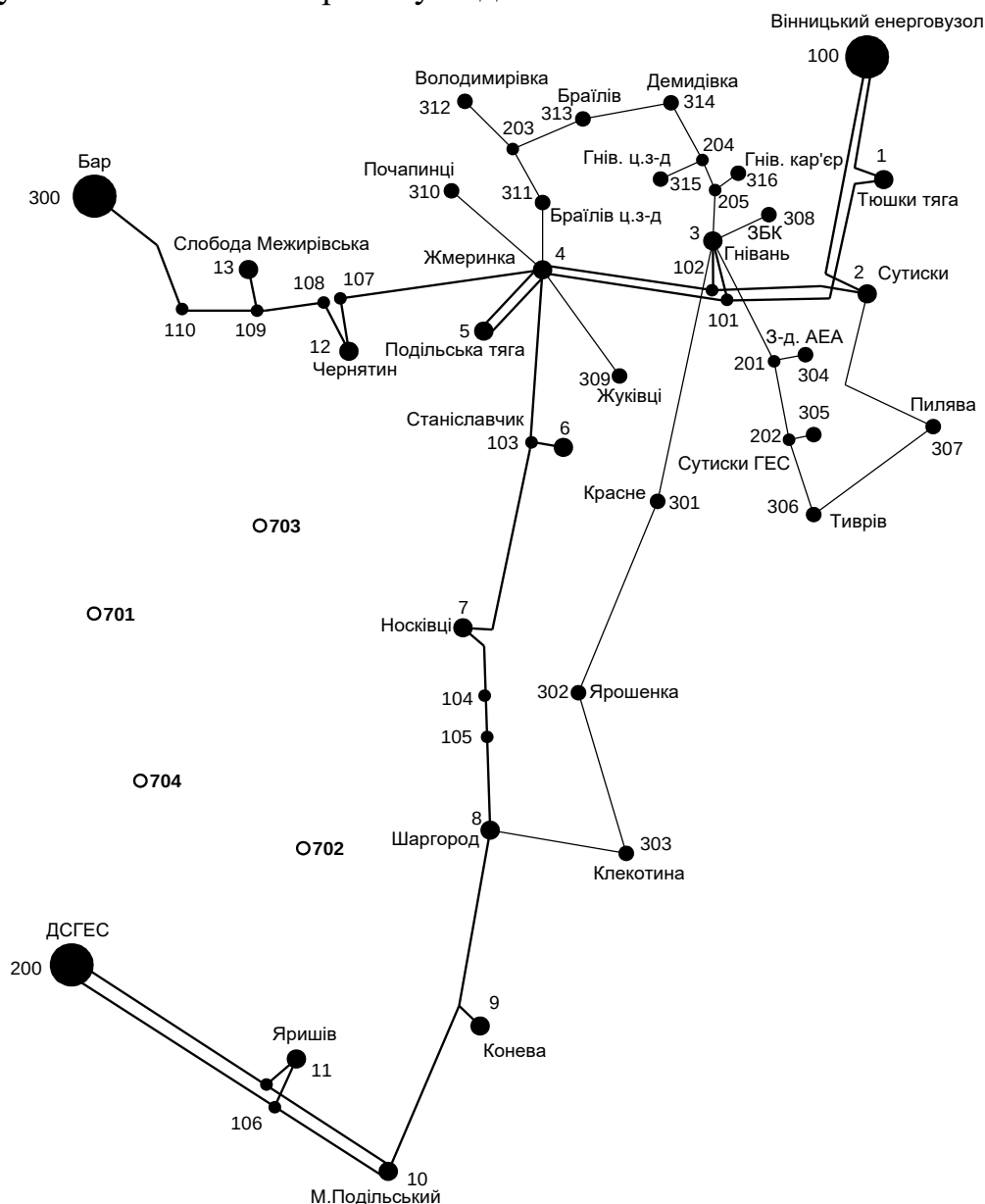


Рисунок Т1 – Схема існуючої електричної мережі

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 6500 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 930 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. Т3 та Т4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

Таблиця Т1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	СЕС 3 (703)	Нова 4 (704)
Навантаження, МВт	18,3	15,1	12,5	12,1
cos φ	0,89	0,88	1,00	0,9
Категорія споживачів	I	I	II	I

Таблиця Т2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	80	80	87	90	94	96	97	98	99	100

Таблиця Т3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжи на 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 – Почапинці	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 ТЕС	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.Подільсь.	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

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 6200.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 3056.8 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 84.285 МВт / 547.367 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 86.900 МВт / 534.780 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.721 МВт / 2.205 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.721 МВт / 2.205 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.446 МВт / 2.768 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.266 МВт / 0.814 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.713 МВт / 3.582 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 1.434 МВт / 5.787 МЛН.КВТ*Г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
6		0.000	0.000	107.532	-0.94
5		0.000	0.000	107.915	-0.79
4		0.000	0.000	104.209	-0.67
202		0.000	0.000	109.465	-0.20
300		-53.871	-30.765	110.000	0.00
3		0.000	0.000	109.466	-0.20
201		0.000	0.000	109.467	-0.20
2		0.000	0.000	104.480	-0.55
1		0.000	0.000	104.504	-0.55
100		-7.852	-4.441	110.000	0.00
209		0.000	0.000	110.001	-0.00
200		-26.562	-11.525	110.000	0.00
14		0.000	0.000	104.873	-0.39
208		0.000	0.000	109.763	-0.09
207		0.000	0.000	109.791	-0.08
13		0.000	0.000	109.717	-0.10
12		0.000	0.000	109.654	-0.13
206		0.000	0.000	104.822	-0.45
11		0.000	0.000	104.716	-0.48
205		0.000	0.000	104.303	-0.59
10		0.000	0.000	104.293	-0.59
9		0.000	0.000	104.269	-0.59
8		0.000	0.000	104.631	-0.50
204		0.000	0.000	109.047	-0.33
7		0.000	0.000	109.137	-0.31
203		0.000	0.000	109.292	-0.27
21		0.000	0.000	107.213	-1.83
2001		0.000	0.000	35.893	-1.83
1001		6.300	3.230	10.236	-1.78
212		0.000	0.000	107.213	-1.83
20012		0.000	0.000	35.893	-1.83
10012		2.900	1.640	10.236	-1.78
1002		13.000	7.370	10.169	-2.28
10022		0.000	0.000	10.170	-2.29
22		0.000	0.000	106.413	-2.31
2002		0.000	0.000	35.625	-2.31
222		0.000	0.000	106.413	-2.31
20022		0.000	0.000	35.625	-2.31
23		0.000	0.000	107.820	-1.81
2003		0.000	0.000	36.096	-1.81
1003		7.400	3.580	10.304	-1.79
232		0.000	0.000	107.820	-1.81
10032		0.000	0.000	10.304	-1.79
20032		0.000	0.000	36.096	-1.81
24		0.000	0.000	106.479	-2.11

2004	0.000	0.000	35.647	-2.11
1004	17.000	9.630	10.082	-3.03
242	0.000	0.000	106.479	-2.11
20042	0.000	0.000	35.647	-2.11
10042	0.000	0.000	10.083	-3.03
1005	4.500	2.180	9.998	-3.88
1006	5.800	3.130	10.004	-3.43
27	0.000	0.000	104.685	-3.67
2007	0.000	0.000	35.047	-3.67
1007	4.800	2.720	9.772	-5.71
1008	3.200	1.900	9.943	-3.94
29	0.000	0.000	106.066	-2.37
2009	0.000	0.000	35.509	-2.37
1009	5.100	2.890	10.022	-3.41
292	0.000	0.000	106.066	-2.37
20092	0.000	0.000	35.509	-2.37
10092	0.000	0.000	10.022	-3.41
10010	2.800	1.740	9.953	-3.60
211	0.000	0.000	105.750	-3.34
20011	0.000	0.000	35.403	-3.34
10011	6.400	3.100	10.099	-3.30
10013	3.000	1.450	10.151	-3.25
214	0.000	0.000	107.622	-1.49
20014	0.000	0.000	36.013	-1.48
10014	4.700	2.540	10.257	-1.72
2142	0.000	0.000	107.343	-1.75

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
4	24	4.509	5.294	4.502	4.996	0.007	0.297	0.053	1.796
24	1004	4.490	5.019	4.483	4.834	0.007	0.184	0.053	1.141
1004	10042	-4.506	-4.790	-4.507	-4.790	0.000	0.000	-0.558	-0.001
242	10042	4.514	4.974	4.507	4.790	0.007	0.184	0.053	1.132
4	242	4.509	5.294	4.502	4.996	0.007	0.297	0.053	1.796
242	24	-0.012	0.022	-0.012	0.022	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3	23	3.706	1.921	3.702	1.789	0.004	0.132	0.022	1.699
23	1003	3.775	1.824	3.771	1.824	0.004	0.000	0.022	0.094
1003	10032	-3.625	-1.754	-3.625	-1.754	0.000	0.000	-0.225	-0.000
232	10032	3.629	1.754	3.625	1.754	0.004	0.000	0.022	0.090
3	232	3.706	1.921	3.702	1.789	0.004	0.132	0.022	1.699
232	23	0.073	0.035	0.073	0.035	0.000	0.000	0.000	0.000
2	22	6.513	3.954	6.505	3.680	0.008	0.273	0.040	2.149
22	1002	6.727	3.809	6.719	3.809	0.008	0.000	0.042	0.095
1002	10022	-6.273	-3.556	-6.273	-3.556	0.000	0.000	-0.409	-0.001
222	10022	6.280	3.556	6.273	3.556	0.007	0.000	0.039	0.088
2	222	6.509	3.960	6.502	3.686	0.007	0.273	0.040	2.149
222	22	0.222	0.130	0.222	0.130	0.000	0.000	0.001	0.000
212	21	4.930	1.682	4.930	1.682	0.000	0.000	0.028	0.000
21	1001	7.814	3.086	7.798	3.086	0.017	0.000	0.045	0.195
1001	10012	1.502	-0.142	1.501	-0.142	0.000	0.000	0.085	0.000
212	10012	-0.216	0.631	-0.216	0.629	0.000	0.001	-0.004	0.197
300	202	20.676	11.831	20.617	11.700	0.059	0.130	0.125	0.536
202	3	-7.051	-4.567	-7.051	-4.568	0.000	0.000	-0.044	-0.002
201	2	5.861	3.705	5.830	3.637	0.031	0.068	0.037	0.991
2	1	-0.134	-1.263	-0.135	-1.263	0.000	0.000	-0.007	-0.024
1	212	4.718	2.446	4.714	2.313	0.004	0.133	0.028	1.340
12	10012	1.617	1.227	1.612	1.151	0.005	0.075	0.011	2.691
12	207	-11.518	-5.558	-11.527	-5.576	0.009	0.017	-0.067	-0.137
207	200	-14.551	-6.975	-14.569	-7.009	0.018	0.033	-0.085	-0.209
3	201	-14.514	-4.741	-14.514	-4.741	0.000	0.000	-0.089	-0.001
12	206	9.891	4.710	9.841	4.620	0.049	0.090	0.058	0.835
206	11	9.841	5.041	9.834	5.031	0.007	0.010	0.059	0.107
11	205	3.388	1.833	3.379	1.820	0.009	0.013	0.020	0.415
205	9	0.556	0.435	0.556	0.435	0.000	0.000	0.004	0.034
9	8	-4.594	-2.562	-4.605	-2.578	0.011	0.016	-0.028	-0.363
8	204	-7.832	-4.289	-7.849	-4.328	0.018	0.039	-0.047	-0.418
204	7	-7.849	-4.029	-7.854	-4.036	0.005	0.007	-0.047	-0.091
7	203	-12.701	-7.432	-12.714	-7.451	0.013	0.019	-0.078	-0.155
203	300	-12.714	-7.141	-12.762	-7.247	0.048	0.106	-0.077	-0.709
9	29	2.557	1.620	2.553	1.509	0.004	0.111	0.016	2.287
29	1009	2.552	1.510	2.548	1.446	0.004	0.064	0.016	1.383
1009	10092	-2.549	-1.442	-2.549	-1.442	0.000	0.000	-0.168	-0.000
292	10092	2.553	1.507	2.549	1.442	0.004	0.064	0.016	1.381
9	292	2.557	1.620	2.553	1.509	0.004	0.111	0.016	2.287
292	29	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1	21	2.887	1.485	2.884	1.404	0.002	0.081	0.017	1.340
1	100	-7.792	-4.561	-7.855	-4.699	0.062	0.138	-0.048	-1.501
2	14	-7.129	-2.355	-7.148	-2.383	0.019	0.028	-0.040	-0.395
14	208	-11.900	-4.802	-11.971	-4.905	0.071	0.103	-0.068	-0.893

208	200	-11.971	-4.513	-11.990	-4.541	0.019	0.028	-0.067	-0.237
14	214	1.614	0.912	1.613	0.871	0.002	0.041	0.010	1.285
214	20014	1.025	0.409	1.025	0.409	0.001	0.000	0.006	0.050
2142	20014	-1.024	-0.403	-1.025	-0.409	0.000	0.006	-0.006	-0.243
14	2142	3.094	1.775	3.091	1.677	0.003	0.097	0.019	1.577
2142	10014	4.115	2.080	4.110	2.080	0.005	0.000	0.025	0.102
214	10014	0.587	0.462	0.587	0.458	0.000	0.004	0.004	0.395
201	300	-20.375	-11.558	-20.433	-11.687	0.058	0.128	-0.123	-0.534
100	209	-0.002	-0.259	-0.002	-0.259	0.000	0.000	-0.001	-0.001
209	200	-0.002	0.024	-0.002	0.024	0.000	0.000	-0.000	0.001
29	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	1006	5.814	3.472	5.796	3.128	0.017	0.343	0.036	3.116
207	13	3.024	1.626	3.023	1.623	0.001	0.002	0.018	0.074
13	10013	3.013	1.666	2.998	1.449	0.014	0.216	0.018	3.763
222	20022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
292	20092	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
24	2004	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	211	6.421	3.510	6.408	3.098	0.012	0.411	0.039	3.142
211	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
211	10011	6.408	3.098	6.396	3.098	0.012	0.000	0.039	0.160
21	2001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
242	20042	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
212	20012	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
205	10	2.823	2.010	2.823	2.010	0.000	0.000	0.018	0.010
10	10010	2.813	1.960	2.798	1.739	0.015	0.220	0.018	4.429
22	2002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	4	27.668	16.605	27.482	16.194	0.185	0.410	0.170	1.262
4	5	10.388	5.485	10.371	5.448	0.017	0.037	0.063	0.297
5	6	5.843	3.305	5.831	3.278	0.012	0.027	0.036	0.388
7	27	4.828	3.373	4.812	2.959	0.015	0.413	0.031	4.664
27	2007	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
27	1007	4.812	2.959	4.797	2.718	0.015	0.240	0.031	2.810
232	20032	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	1005	4.515	2.496	4.497	2.179	0.017	0.316	0.028	3.612
8	1008	3.217	2.181	3.198	1.899	0.019	0.281	0.021	4.917
23	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Б

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год
Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 131.507 МВт / 815.344 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.770 МВт / 794.374 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.047 МВт / 6.258 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.047 МВт / 6.258 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.453 МВт / 2.810 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.300 МВт / 0.917 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.753 МВт / 3.727 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.800 МВт / 9.984 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
6		0.000	0.000	101.370	-1.23
5		0.000	0.000	101.782	-1.06
4		0.000	0.000	102.390	-0.87
202		0.000	0.000	104.173	-0.29
300		-64.383	-44.543	105.000	0.00
3		0.000	0.000	104.175	-0.29
201		0.000	0.000	104.176	-0.28
2		0.000	0.000	101.636	-1.19
1		0.000	0.000	101.829	-1.14
100		-15.084	-9.689	105.000	0.00
209		0.000	0.000	105.001	-0.00
200		-37.499	-17.519	105.000	0.00
14		0.000	0.000	102.715	-0.79
208		0.000	0.000	104.513	-0.17
207		0.000	0.000	104.764	-0.09
13		0.000	0.000	104.687	-0.11
12		0.000	0.000	104.607	-0.14
206		0.000	0.000	103.723	-0.49
11		0.000	0.000	103.610	-0.52
205		0.000	0.000	103.175	-0.64
10		0.000	0.000	103.164	-0.64
9		0.000	0.000	103.141	-0.64
8		0.000	0.000	103.529	-0.54
204		0.000	0.000	103.976	-0.36
7		0.000	0.000	104.073	-0.34
203		0.000	0.000	104.239	-0.29
21		0.000	0.000	100.651	-2.50
2001		0.000	0.000	33.696	-2.50
1001		6.300	3.230	9.608	-2.46
212		0.000	0.000	100.651	-2.50
20012		0.000	0.000	33.697	-2.50
10012		2.900	1.640	9.608	-2.47
1002		13.000	7.370	9.499	-3.18
10022		0.000	0.000	9.500	-3.18
22		0.000	0.000	99.416	-3.21
2002		0.000	0.000	33.283	-3.21
222		0.000	0.000	99.416	-3.21
20022		0.000	0.000	33.283	-3.21
23		0.000	0.000	102.438	-2.07
2003		0.000	0.000	34.295	-2.07
1003		7.400	3.580	9.788	-2.04

232	0.000	0.000	102.438	-2.07
10032	0.000	0.000	9.789	-2.04
20032	0.000	0.000	34.295	-2.07
24	0.000	0.000	100.545	-2.49
2004	0.000	0.000	33.661	-2.49
1004	17.000	9.630	9.509	-3.52
242	0.000	0.000	100.545	-2.49
20042	0.000	0.000	33.661	-2.49
10042	0.000	0.000	9.510	-3.52
1005	4.500	2.180	9.389	-4.55
1006	5.800	3.130	9.395	-4.04
27	0.000	0.000	99.319	-4.05
2007	0.000	0.000	33.250	-4.05
1007	4.800	2.720	9.245	-6.33
1008	3.200	1.900	9.429	-4.35
29	0.000	0.000	100.808	-2.60
2009	0.000	0.000	33.749	-2.60
1009	5.100	2.890	9.512	-3.76
292	0.000	0.000	100.808	-2.60
20092	0.000	0.000	33.749	-2.60
10092	0.000	0.000	9.512	-3.76
10010	2.800	1.740	9.439	-3.97
211	0.000	0.000	100.474	-3.68
20011	0.000	0.000	33.637	-3.68
10011	6.400	3.100	9.594	-3.64
10013	3.000	1.450	9.650	-3.59
214	0.000	0.000	101.383	-2.02
20014	0.000	0.000	33.923	-2.01
10014	4.700	2.540	9.658	-2.28
2142	0.000	0.000	101.086	-2.31
501	13.080	7.410	100.786	-1.60
502	4.650	4.430	100.637	-1.68
503	20.140	10.870	100.575	-1.66
504	-10.540	0.000	101.438	-1.13
501001	0.000	0.000	9.640	-1.60
502001	0.000	0.000	9.626	-1.68
503001	0.000	0.000	9.620	-1.66
504001	0.000	0.000	9.702	-1.13

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
300	202	27.939	14.586	27.810	14.301	0.128	0.284	0.184	0.828
202	4	33.872	24.053	33.532	23.299	0.338	0.750	0.230	1.794
4	5	16.442	12.483	16.385	12.356	0.057	0.127	0.116	0.613
5	504	6.010	6.910	5.999	6.878	0.011	0.031	0.052	0.347
504	503	16.521	7.223	16.445	7.010	0.075	0.211	0.102	0.885
503	501	-3.697	-3.513	-3.701	-3.524	0.004	0.011	-0.029	-0.214
501	2	-25.451	-14.584	-25.560	-14.890	0.108	0.305	-0.168	-0.868
2	14	-17.257	-6.807	-17.391	-7.002	0.134	0.194	-0.105	-1.091
14	208	-22.140	-9.469	-22.422	-9.877	0.281	0.407	-0.135	-1.807
208	200	-22.422	-9.522	-22.498	-9.632	0.076	0.110	-0.134	-0.488
14	214	1.615	0.919	1.613	0.872	0.002	0.046	0.010	1.386
214	20014	1.025	0.409	1.025	0.409	0.001	0.000	0.006	0.053
2142	20014	-1.024	-0.403	-1.025	-0.409	0.000	0.006	-0.006	-0.263
14	2142	3.094	1.787	3.091	1.677	0.003	0.110	0.020	1.702
2142	10014	4.116	2.080	4.110	2.080	0.006	0.000	0.026	0.108
214	10014	0.587	0.463	0.587	0.458	0.000	0.004	0.004	0.424
2	22	6.515	3.994	6.507	3.680	0.009	0.313	0.043	2.355
22	1002	6.729	3.809	6.719	3.809	0.009	0.000	0.045	0.100
1002	10022	-6.273	-3.556	-6.273	-3.556	0.000	0.000	-0.438	-0.001
222	10022	6.281	3.556	6.273	3.556	0.008	0.000	0.042	0.094
2	222	6.512	4.000	6.503	3.686	0.008	0.313	0.043	2.355
222	22	0.222	0.130	0.222	0.130	0.000	0.000	0.001	0.000
1	21	2.722	1.269	2.719	1.190	0.002	0.079	0.017	1.254
21	1001	7.339	2.561	7.323	2.561	0.016	0.000	0.045	0.195
1001	10012	1.027	-0.667	1.027	-0.667	0.000	0.000	0.073	0.000

212	10012	-0.174	0.590	-0.174	0.589	0.000	0.001	-0.004	0.196
1	212	4.449	2.091	4.445	1.961	0.003	0.129	0.028	1.253
212	21	4.620	1.372	4.620	1.372	0.000	0.000	0.028	0.000
9	29	2.558	1.639	2.553	1.516	0.005	0.123	0.017	2.431
29	1009	2.552	1.518	2.548	1.446	0.005	0.071	0.017	1.469
1009	10092	-2.549	-1.442	-2.549	-1.442	0.000	0.000	-0.177	-0.000
292	10092	2.554	1.514	2.549	1.442	0.005	0.071	0.017	1.466
9	292	2.558	1.639	2.553	1.516	0.005	0.123	0.017	2.431
292	29	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	1	-7.594	-6.512	-7.602	-6.531	0.009	0.019	-0.057	-0.194
12	10012	2.056	1.873	2.046	1.717	0.010	0.155	0.015	4.248
12	206	9.876	4.871	9.821	4.771	0.055	0.100	0.061	0.888
206	11	9.821	5.154	9.813	5.143	0.008	0.011	0.062	0.113
11	205	3.367	1.872	3.357	1.857	0.010	0.015	0.021	0.438
205	9	0.533	0.394	0.533	0.394	0.000	0.000	0.004	0.033
9	8	-4.616	-2.664	-4.628	-2.682	0.013	0.018	-0.030	-0.389
8	204	-7.856	-4.468	-7.876	-4.512	0.020	0.044	-0.050	-0.450
204	7	-7.876	-4.240	-7.881	-4.248	0.005	0.008	-0.050	-0.098
7	203	-12.729	-7.719	-12.744	-7.740	0.015	0.021	-0.082	-0.166
203	300	-12.744	-7.458	-12.798	-7.578	0.054	0.120	-0.082	-0.763
12	207	-11.941	-6.400	-11.953	-6.421	0.012	0.021	-0.075	-0.157
207	200	-14.977	-7.868	-14.999	-7.908	0.022	0.040	-0.093	-0.236
1	100	-14.819	-9.332	-15.086	-9.925	0.266	0.590	-0.099	-3.191
2	201	-13.799	-4.843	-13.998	-9.286	0.199	0.441	-0.093	-2.560
201	300	-27.520	-14.098	-27.646	-14.379	0.126	0.280	-0.182	-0.826
3	232	3.707	1.935	3.702	1.789	0.004	0.146	0.023	1.803
232	10032	3.629	1.754	3.625	1.754	0.004	0.000	0.023	0.094
10032	1003	3.625	1.754	3.625	1.754	0.000	0.000	0.237	0.000
23	1003	3.775	1.824	3.771	1.824	0.005	0.000	0.024	0.098
3	23	3.707	1.935	3.702	1.789	0.004	0.146	0.023	1.803
23	232	-0.073	-0.035	-0.073	-0.035	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	3	13.521	9.617	13.521	9.617	0.000	0.000	0.092	0.001
3	202	6.062	5.446	6.062	5.446	0.000	0.000	0.045	0.002
24	1004	4.491	5.041	4.483	4.834	0.008	0.207	0.057	1.224
1004	10042	-4.506	-4.790	-4.507	-4.790	0.000	0.000	-0.592	-0.001
242	10042	4.515	4.997	4.507	4.790	0.008	0.207	0.057	1.215
242	24	-0.012	0.022	-0.012	0.022	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	24	4.511	5.354	4.503	5.019	0.008	0.334	0.057	1.928
4	242	4.511	5.354	4.503	5.019	0.008	0.334	0.057	1.928
100	209	-0.002	-0.236	-0.002	-0.236	0.000	0.000	-0.001	-0.001
209	200	-0.002	0.022	-0.002	0.022	0.000	0.000	-0.000	0.001
21	2001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6	1006	5.816	3.519	5.796	3.128	0.020	0.389	0.039	3.369
22	2002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
222	20022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	27	4.831	3.450	4.814	2.987	0.017	0.461	0.033	5.000
292	20092	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
232	20032	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
212	20012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
211	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8	1008	3.219	2.213	3.198	1.899	0.021	0.313	0.022	5.232
211	10011	6.410	3.098	6.396	3.098	0.014	0.000	0.041	0.167
23	2003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	1005	4.517	2.539	4.497	2.179	0.020	0.359	0.029	3.916
27	2007	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	502	4.663	4.198	4.656	4.179	0.007	0.019	0.055	0.153
502	502001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
501	501001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	503001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
504	504001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10	10010	2.815	1.985	2.798	1.739	0.016	0.245	0.019	4.707
27	1007	4.814	2.987	4.797	2.718	0.017	0.268	0.033	3.009
11	211	6.423	3.555	6.410	3.098	0.014	0.455	0.041	3.340
5	6	5.845	3.376	5.831	3.346	0.014	0.031	0.038	0.418
242	20042	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
205	10	2.824	2.030	2.823	2.030	0.000	0.000	0.019	0.011
29	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
24	2004	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.025	1.653	3.023	1.650	0.001	0.003	0.019	0.078
13	10013	3.014	1.689	2.998	1.449	0.016	0.239	0.019	3.994

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6200.0 год
Час втрат: 3056.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 131.745 МВт / 816.819 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.770 МВт / 794.374 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.293 МВт / 7.009 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.293 МВт / 7.009 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.409 МВт / 2.534 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.335 МВт / 1.024 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.744 МВт / 3.558 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.037 МВт / 10.568 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
6		0.000	0.000	96.137	-1.35
5		0.000	0.000	96.576	-1.16
4		0.000	0.000	97.224	-0.96
202		0.000	0.000	99.120	-0.31
300		-64.493	-45.655	100.000	0.00
3		0.000	0.000	99.122	-0.31
201		0.000	0.000	99.123	-0.31
2		0.000	0.000	96.425	-1.31
1		0.000	0.000	96.629	-1.25
100		-15.113	-9.912	100.000	0.00
209		0.000	0.000	100.001	-0.00
200		-37.600	-14.131	100.000	0.00
14		0.000	0.000	97.571	-0.86
208		0.000	0.000	99.481	-0.18
207		0.000	0.000	99.747	-0.09
13		0.000	0.000	99.665	-0.12
12		0.000	0.000	99.579	-0.15
206		0.000	0.000	94.630	-0.53
11		0.000	0.000	94.510	-0.56
205		0.000	0.000	94.043	-0.69
10		0.000	0.000	94.032	-0.70
9		0.000	0.000	94.008	-0.70
8		0.000	0.000	94.421	-0.59
204		0.000	0.000	94.900	-0.39
7		0.000	0.000	99.004	-0.36
203		0.000	0.000	99.181	-0.32
21		0.000	0.000	95.385	-2.77
2001		0.000	0.000	31.933	-2.77
1001		6.300	3.230	9.103	-2.73
212		0.000	0.000	95.385	-2.77
20012		0.000	0.000	31.933	-2.77
10012		2.900	1.640	9.103	-2.73
1002		13.000	7.370	4.987	-3.52
10022		0.000	0.000	4.988	-3.52
22		0.000	0.000	94.071	-3.56
2002		0.000	0.000	31.493	-3.56
222		0.000	0.000	94.071	-3.56
20022		0.000	0.000	31.493	-3.56
23		0.000	0.000	97.287	-2.29
2003		0.000	0.000	32.570	-2.29
1003		7.400	3.580	9.295	-2.26
232		0.000	0.000	97.287	-2.29
10032		0.000	0.000	9.296	-2.26
20032		0.000	0.000	32.570	-2.29
24		0.000	0.000	95.263	-2.76
2004		0.000	0.000	31.893	-2.76
1004		17.000	9.630	4.997	-3.90
242		0.000	0.000	95.263	-2.76

20042	0.000	0.000	31.893	-2.76
10042	0.000	0.000	4.998	-3.90
1005	4.500	2.180	4.868	-5.06
1006	5.800	3.130	4.875	-4.49
27	0.000	0.000	93.898	-4.49
2007	0.000	0.000	31.436	-4.49
1007	4.800	2.720	4.709	-7.06
1008	3.200	1.900	4.910	-4.83
29	0.000	0.000	95.526	-2.87
2009	0.000	0.000	31.981	-2.87
1009	5.100	2.890	4.999	-4.17
292	0.000	0.000	95.526	-2.87
20092	0.000	0.000	31.981	-2.87
10092	0.000	0.000	9.000	-4.17
10010	2.800	1.740	4.922	-4.41
211	0.000	0.000	95.181	-4.08
20011	0.000	0.000	31.865	-4.08
10011	6.400	3.100	9.086	-4.03
10013	3.000	1.450	9.148	-3.97
214	0.000	0.000	96.163	-2.24
20014	0.000	0.000	32.175	-2.22
10014	4.700	2.540	9.157	-2.53
2142	0.000	0.000	95.849	-2.56
501	13.080	7.410	95.523	-1.76
502	4.650	4.430	95.365	-1.86
503	20.140	10.870	95.299	-1.83
504	-10.540	0.000	96.210	-1.25
501001	0.000	0.000	9.137	-1.76
502001	0.000	0.000	9.122	-1.86
503001	0.000	0.000	9.115	-1.83
504001	0.000	0.000	9.202	-1.25

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
300	202	27.987	14.984	27.843	14.665	0.143	0.318	0.195	0.881
202	4	33.921	24.502	33.540	23.658	0.379	0.841	0.243	1.908
4	5	16.453	12.725	16.389	12.582	0.064	0.143	0.123	0.654
5	504	6.011	6.977	5.998	6.942	0.012	0.035	0.055	0.369
504	503	16.521	7.251	16.437	7.015	0.084	0.235	0.108	0.937
503	501	-3.704	-3.543	-3.709	-3.555	0.004	0.013	-0.031	-0.227
501	2	-25.456	-14.698	-25.578	-15.041	0.121	0.341	-0.177	-0.922
2	14	-17.282	-6.936	-17.432	-7.154	0.150	0.217	-0.111	-1.160
14	208	-22.178	-9.663	-22.493	-10.120	0.314	0.455	-0.143	-1.921
208	200	-22.493	-9.798	-22.579	-9.922	0.085	0.123	-0.142	-0.519
14	214	1.615	0.925	1.613	0.873	0.002	0.052	0.011	1.471
214	20014	1.026	0.410	1.025	0.410	0.001	0.000	0.007	0.056
2142	20014	-1.025	-0.403	-1.025	-0.410	0.000	0.007	-0.007	-0.280
14	2142	3.095	1.800	3.092	1.677	0.004	0.122	0.021	1.807
2142	10014	4.116	2.080	4.110	2.080	0.006	0.000	0.028	0.114
214	10014	0.587	0.463	0.587	0.458	0.000	0.005	0.004	0.449
2	22	6.517	4.031	6.508	3.680	0.010	0.350	0.046	2.511
22	1002	6.730	3.809	6.719	3.809	0.010	0.000	0.047	0.106
1002	10022	-6.273	-3.556	-6.273	-3.556	0.000	0.000	-0.462	-0.001
222	10022	6.282	3.556	6.273	3.556	0.009	0.000	0.044	0.099
2	222	6.514	4.037	6.504	3.686	0.009	0.350	0.046	2.511
222	22	0.222	0.130	0.222	0.130	0.000	0.000	0.002	0.000
1	21	2.723	1.276	2.720	1.188	0.003	0.088	0.018	1.333
21	1001	7.341	2.557	7.323	2.557	0.018	0.000	0.047	0.205
1001	10012	1.027	-0.671	1.027	-0.671	0.000	0.000	0.078	0.000
212	10012	-0.174	0.590	-0.174	0.589	0.000	0.001	-0.004	0.206
1	212	4.451	2.103	4.447	1.959	0.004	0.144	0.029	1.333
212	21	4.621	1.369	4.621	1.369	0.000	0.000	0.029	0.000
9	29	2.559	1.662	2.554	1.524	0.005	0.137	0.018	2.595
29	1009	2.553	1.526	2.548	1.446	0.005	0.080	0.018	1.567
1009	10092	-2.549	-1.442	-2.549	-1.442	0.000	0.000	-0.188	-0.000
292	10092	2.554	1.523	2.549	1.442	0.005	0.080	0.018	1.565
9	292	2.559	1.662	2.554	1.524	0.005	0.137	0.018	2.595
292	29	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	1	-7.590	-6.565	-7.600	-6.586	0.010	0.021	-0.060	-0.206
12	10012	2.056	1.895	2.045	1.721	0.012	0.173	0.016	4.512
12	206	9.891	5.080	9.829	4.967	0.061	0.112	0.064	0.953
206	11	9.829	5.313	9.821	5.300	0.009	0.013	0.065	0.121
11	205	3.373	1.950	3.362	1.933	0.012	0.017	0.023	0.470
205	9	0.537	0.390	0.537	0.390	0.000	0.000	0.004	0.035
9	8	-4.611	-2.735	-4.625	-2.755	0.014	0.020	-0.032	-0.415

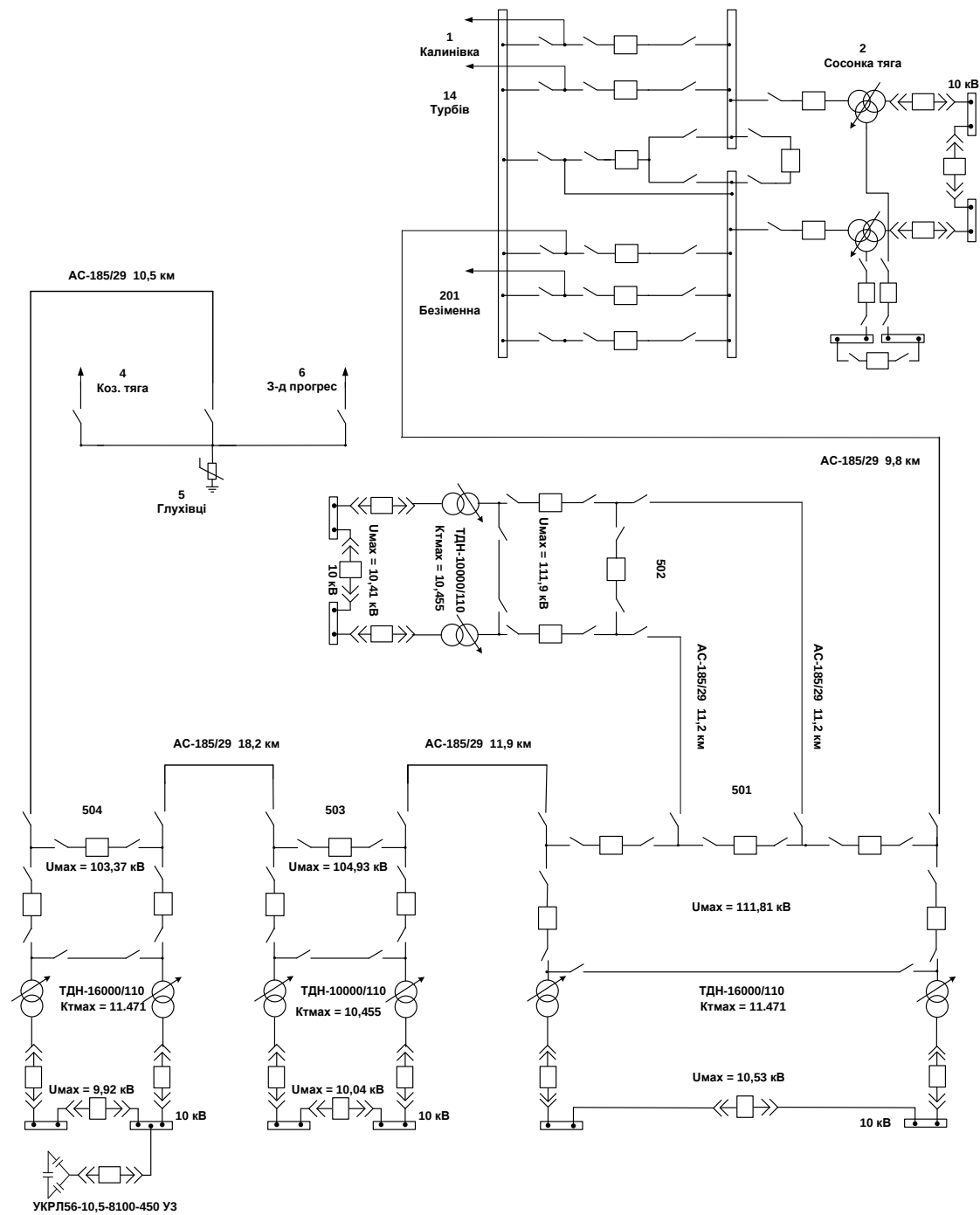
8	204	-7.854	-4.620	-7.877	-4.669	0.022	0.049	-0.053	-0.482
204	7	-7.877	-4.423	-7.883	-4.432	0.006	0.009	-0.053	-0.105
7	203	-12.734	-7.994	-12.750	-4.018	0.017	0.024	-0.088	-0.178
203	300	-12.750	-7.762	-12.812	-7.898	0.061	0.135	-0.087	-0.820
12	207	-11.955	-6.663	-11.968	-6.687	0.013	0.024	-0.079	-0.168
207	200	-14.994	-4.184	-15.019	-4.229	0.025	0.045	-0.099	-0.253
1	100	-14.816	-9.463	-15.115	-10.126	0.298	0.660	-0.105	-3.394
2	201	-13.794	-4.957	-14.017	-9.452	0.223	0.494	-0.098	-2.721
201	300	-27.552	-14.458	-27.694	-14.773	0.141	0.313	-0.193	-0.879
3	232	3.707	1.951	3.703	1.789	0.005	0.162	0.024	1.911
232	10032	3.630	1.754	3.625	1.754	0.005	0.000	0.024	0.099
10032	1003	3.625	1.754	3.625	1.754	0.000	0.000	0.250	0.000
23	1003	3.776	1.824	3.771	1.824	0.005	0.000	0.025	0.103
3	23	3.707	1.951	3.703	1.789	0.005	0.162	0.024	1.911
23	232	-0.073	-0.035	-0.073	-0.035	0.000	0.000	-0.000	-0.000
201	3	13.535	9.734	13.535	9.734	0.000	0.000	0.097	0.001
3	202	6.078	5.560	6.078	5.560	0.000	0.000	0.048	0.002
24	1004	4.492	5.066	4.483	4.834	0.009	0.231	0.060	1.306
1004	10042	-4.506	-4.790	-4.507	-4.790	0.000	0.000	-0.625	-0.001
242	10042	4.516	5.022	4.507	4.790	0.009	0.231	0.060	1.297
242	24	-0.012	0.022	-0.012	0.022	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	24	4.513	5.418	4.504	5.044	0.009	0.373	0.060	2.058
4	242	4.513	5.418	4.504	5.044	0.009	0.373	0.060	2.058
100	209	-0.002	-0.214	-0.002	-0.214	0.000	0.000	-0.001	-0.001
209	200	-0.002	0.020	-0.002	0.020	0.000	0.000	-0.000	0.001
21	2001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6	1006	5.818	3.566	5.796	3.128	0.022	0.436	0.041	3.606
22	2002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
222	20022	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	27	4.836	3.543	4.816	3.022	0.019	0.519	0.035	5.393
292	20092	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
232	20032	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
212	20012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
211	20011	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1008	3.221	2.250	3.198	1.899	0.023	0.350	0.023	5.594
211	10011	6.411	3.098	6.396	3.098	0.015	0.000	0.043	0.176
23	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	1005	4.519	2.582	4.497	2.179	0.022	0.402	0.031	4.201
27	2007	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	502	4.663	4.226	4.655	4.205	0.007	0.021	0.058	0.163
502	502001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
501	501001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
503	503001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
504	504001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
10	10010	2.817	2.014	2.798	1.739	0.018	0.274	0.020	5.026
27	1007	4.816	3.022	4.797	2.718	0.019	0.302	0.035	3.243
11	211	6.426	3.607	6.411	3.098	0.015	0.507	0.043	3.566
5	6	5.848	3.445	5.832	3.410	0.015	0.034	0.041	0.446
242	20042	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
205	10	2.825	2.055	2.824	2.055	0.000	0.000	0.021	0.011
29	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
24	2004	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.026	1.684	3.024	1.681	0.002	0.003	0.020	0.082
13	10013	3.016	1.716	2.998	1.449	0.018	0.266	0.020	4.256

ДОДАТОК Д ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ

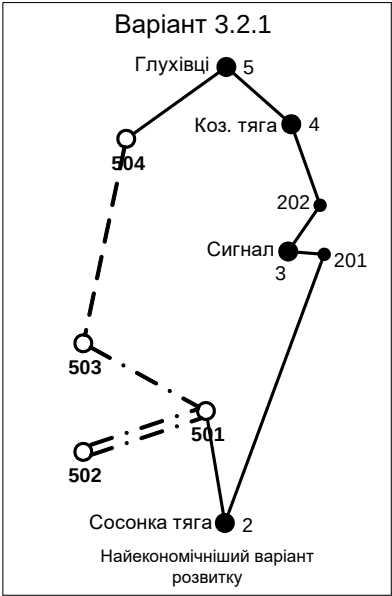
Розвиток електричних мереж 110 кВ з дослідженням різних типів роз'єднувачів

Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ

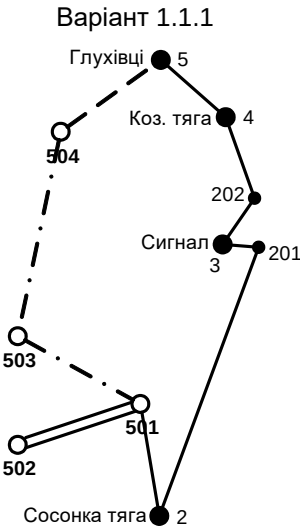
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	39,7
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6 200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	128 770
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	295 775,14
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	6,8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,61
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,17
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	3 760
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	9 550



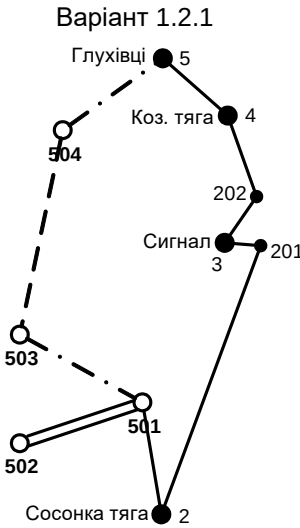
Варіанти розвитку існуючої мережі



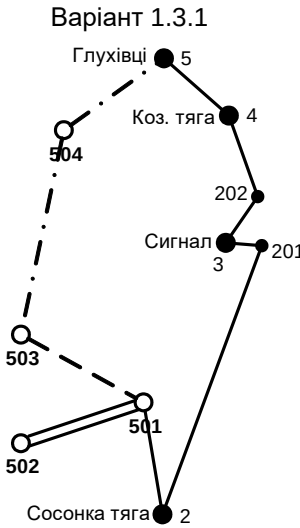
Варіант 2.2.1



Варіант 2.3.1



Варіант 3.1.1

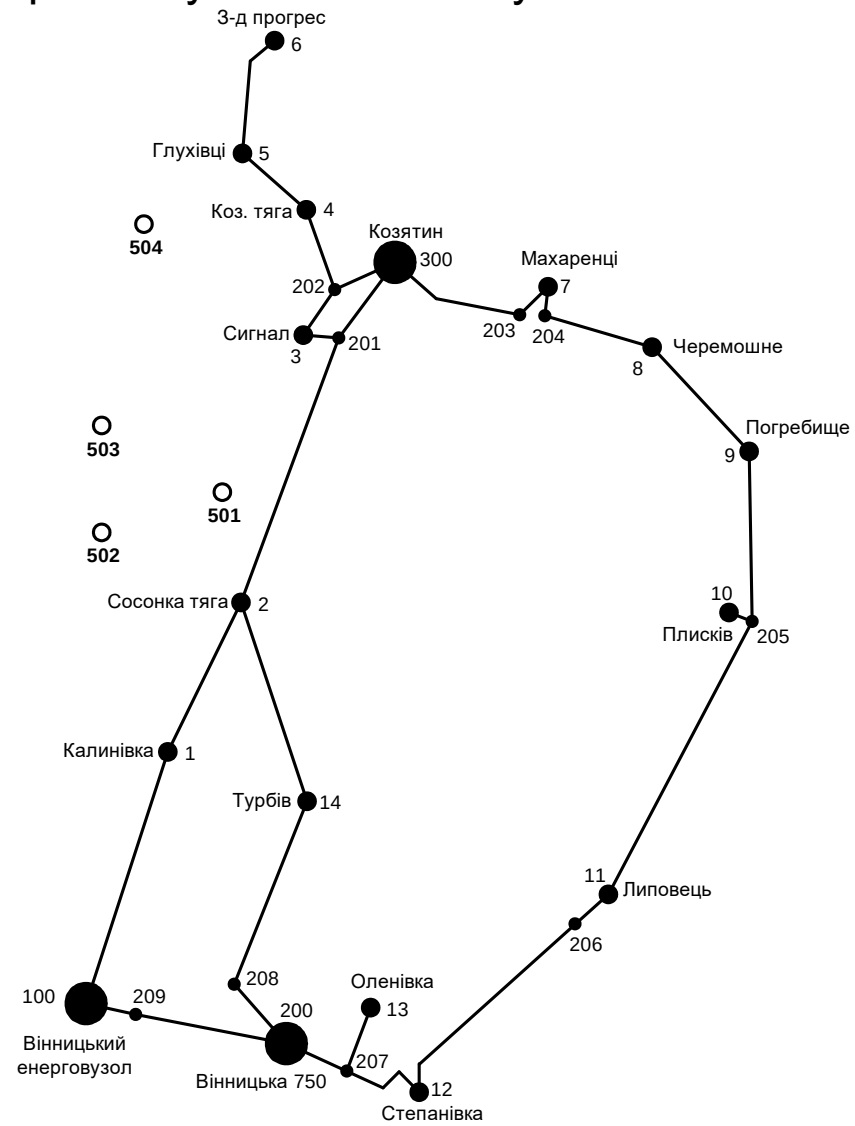


Варіант 3.3.1

Варіант 2.1.1

Послідовність будівництва	
—————	ЛЕП яка будується на першому році
- . - . - . - . -	ЛЕП яка будується на другому році
- - - - -	ЛЕП яка будується на третьому році

Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення



Варіанти розвитку існуючої мережі

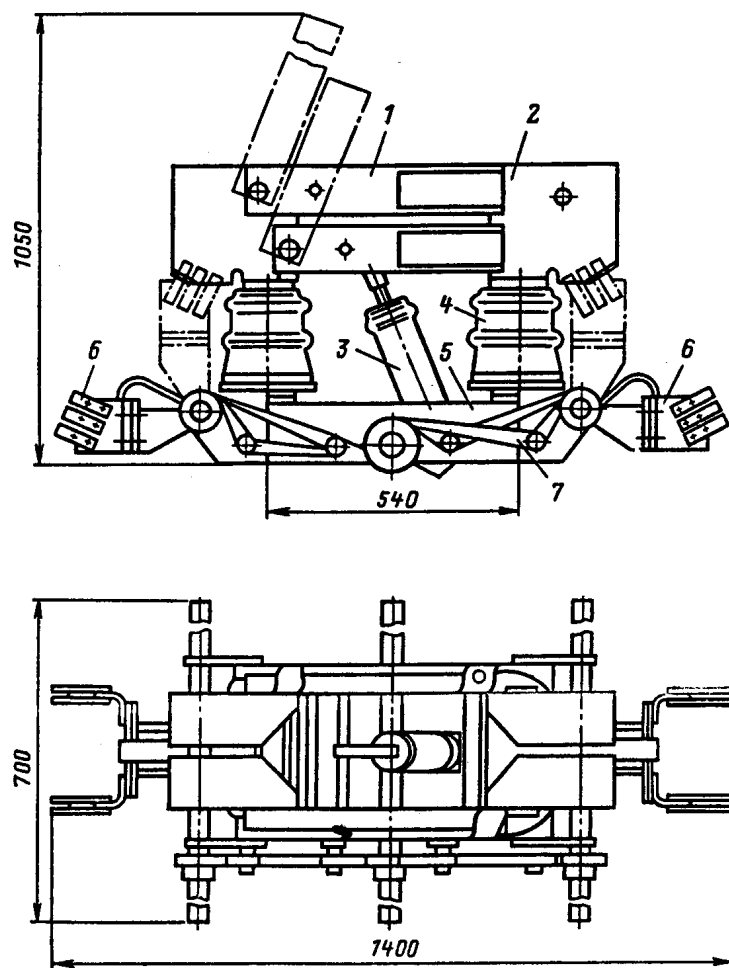


Рисунок 3.2 - Роз'єднувач рублячого типу **РВРЗ-2-20/8000** (один полюс):

1 – рухомі головні контакти; 2 – нерухомий контакт; 3 – фарфорова тяга; 4 – опорний ізолятор; 5 – рама; 6 – заземлювальні ножі; 7 – механічне блокування між головними і заземлювальними ножами короткого замикання до 300 кА і граничний струм термічної стійкості 112 кА (при відстані між полюсами 700 мм).

