

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська дипломна робота на тему:

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110/35 КВ З АНАЛІЗОМ
СПОСОБІВ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛЕЙ

Виконав: студент 4 курсу групи 2ЕЕ-206
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика та електротехні-
ка»

Морозовський Є. В. _____

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Томашевський Ю. В. _____

«___» _____ 2024 р.

Рецензент: _____

(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

«___» _____ 2024 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«17» _____ 2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«11» 03 2024 р.

ЗАВДАННЯ

НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Морозовському Євгену Вікторовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Розвиток електричної мережі 110/35 кВ з аналізом способів заземлення нейтралей

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

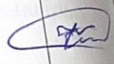
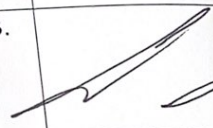
затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 80

2. Термін подання студентом роботи червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Теоретичні відомості щодо проблеми розрахунку режимів електричних мереж; електрична схема наявних електричних мереж 110/35 кВ; інформація про основне обладнання ЛЕП 110-35 кВ та підстанцій 110/10 кВ, 110/35 кВ, 110/35/10 кВ; дані щодо навантажень нових споживачів мережі; методика техніко-економічного оцінювання варіантів проектних рішень (початкові дані для проведення обчислювальних експериментів наведено в додатку Б)

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Проектування оптимальної схеми розвитку електричної мережі 110/35 кВ. 2. Розрахунок режимів роботи електричної мережі 3. Способи заземлення нейтралей мережі. 4. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти розвитку існуючої мережі та схеми електричних з'єднань нових вузлів. 2. План та розріз підстанції 110/10 кВ. 3. Способи заземлення нейтралі мережі.

6. Консультанти розділів роботи			
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконав прийм.
Спеціальна частина	Керівник роботи Томашевський Ю. В., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Вступ. Огляд літературних джерел	21.01.24	15.02.24
2	Проектування оптимальної схеми розвитку електричної мережі 110/35 кВ (розділ 1 БДР)	16.02.24	15.03.24
3	Розрахунок режимів роботи електричної мережі (розділи 2 БДР)	16.03.24	10.04.24
4	Способи заземлення нейтралей мережі (роз- діл 3 БДР)	11.04.24	11.05.24
5	Охорона праці (розділ 4 БДР)	12.04.24	19.05.24
6	Формування висновків по роботі. Оформлен- ня пояснювальної записки	20.05.24	24.05.24
7	Виконання ілюстративної частини та оформ- лення презентації	25.05.24	04.06.24
	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	05.06.24	07.06.24
	Рецензування БДР	08.06.24	10.06.24
	Захист БДР	За графі- ком	

Студент

 (підпис)

Керівник роботи

 (підпис)

Є. В. Морозовський

Ю. В. Томашевський

УДК 621.311.1

Морозовський Євген
110/35 кВ з аналізом спосо-
мна робота. Вінниця: ВН
На укр. мові. Бібліо-
У бакалаврській д-
ної мережі 110/35 кВ -
мереж.

Використовую
запропоновано п'ят-
ребійне живлення
станням компле-
варіантів визна-
мереж. Оптим
приведених в
конана шля-
будову й сх
оптимальн
У
шкідлиг
пожеж
розг

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Морозовський Євген Вікторович «Розвиток електричної мережі 110/35 кВ з аналізом способів заземлення нейтралей». Бакалаврська дипломна робота. Вінниця: ВНТУ. 2024. 71 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 35. Рис. : 11. Табл. : 21.

У бакалаврській дипломній роботі запропоновано розвиток електричної мережі 110/35 кВ та аналіз способів заземлення нейтралей електричних мереж.

Використовуючи математичні методи пошуку оптимальних рішень, запропоновано п'ять варіантів розвитку, які забезпечують надійне і безпечне живлення нових споживачів. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм «Втрати-high». Для намічених варіантів визначено технічні параметри основного обладнання електричних мереж. Оптимальний варіант розвитку визначено за критерієм мінімуму приведених витрат. Перевірка працездатності реконструйованих мереж виконана шляхом комп'ютерного аналізу характерних режимів. Досліджено будову й схеми регулювальних пристроїв трансформаторів. Запропоновано оптимальні коефіцієнти трансформації на нових спроектованих підстанціях.

У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на підстанціях та запропоновано заходи пожежної безпеки.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, підстанція, відкрита розподільна установка, проектування, трансформатор, заземлення, нейтраль

ANNOTATION

Yevhen Morozovsky "Development of the 110/35 kV electrical network with an analysis of neutral grounding methods". Bachelor thesis. Vinnytsia: VNTU. 2024. 71 p. Ref. : 35. Fig. : 11. Table: 21.

The bachelor's thesis proposed the development of the 110/35 kV electrical network and the analysis of methods of grounding the neutrals of electrical networks.

Using mathematical methods of finding optimal solutions, five development options are proposed, which provide reliable and uninterrupted power supply to new consumers. The research was carried out using a set of application programs "Vraty-hight". The technical parameters of the main equipment of electrical networks are determined for the intended options. The optimal development option is determined by the criterion of the minimum reduced costs. The performance check of reconstructed networks was performed by computer analysis of characteristic modes. The structure and schemes of the regulating devices of transformers have been studied. Optimal transformation coefficients at newly designed substations are proposed.

In the labor protection section, an analysis of potentially dangerous and harmful production factors at substations was carried out and fire safety measures were proposed.

Keywords: electrical distribution network, substation, open switchgear, design, transformer, grounding, neutral

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	4
ВСТУП	5
1 ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110/35 кВ.....	8
1.1 Вибір схем живлення району та номінальної напруги.....	8
1.1.1 Вибір схем електропостачання нових споживачів	9
1.1.2 Розрахунок довжин ліній нової мережі	11
1.1.3 Розрахунок потужності навантажень.....	13
1.1.4 Наближений розрахунок перетоків потужностей в ЛЕП.....	14
1.1.5 Вибір класу номінальної напруги	18
1.2 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач.....	19
1.3 Перевірка перерізів обраних проводів за умовою допустимого нагріву й оцінювання втрат напруги в післяаварійних режимах	21
1.4 Вибір схем з'єднань розподільних установок нових підстанцій та ви- бір трансформаторів.....	25
1.5 Баланс активних і реактивних потужностей у електричній мережі, ви- бір і розташування компенсуючих пристроїв	28
1.6 Показники та критерії економічної ефективності	31
2 РОЗРАХУНОК ХАРАКТЕРНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	36
2.1 Розрахункова модель електричної мережі	36
2.2 Визначення розрахункових і приведених навантажень підстанцій..	38
2.3 Визначення потокорозподілу в мережі.....	40
2.4 Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі.....	41
2.5 Регулювання напруги в мережі.....	43
3 СПОСОБИ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛЕЙ МЕРЕЖІ	45
3.1 Мережі з ізольованою нейтраллю	47
3.2 Мережі з компенсованими нейтралями	51
3.3 Мережі з ефективно заземленими нейтралями	53
3.4 Мережі з глухозаземленими нейтралями	54

4 ОХОРОНА ПРАЦІ	56
4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	56
4.1.1 Вимоги з безпечної організації робочих місць на ПЛ.....	56
4.1.2 Електробезпека.....	59
4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	61
4.2.1 Мікроклімат	61
4.2.2 Склад повітря робочої зони	61
4.2.3 Виробниче освітлення	62
4.2.4 Виробничий шум.....	62
4.3 Пожежна безпека.....	63
ВИСНОВКИ	66
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	68
ДОДАТОК А (обов'язковий). Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	79
ДОДАТОК Б (обов'язковий). Технічне завдання БДР.....	73
ДОДАТОК В (довідниковий). Розрахунок усталеного режиму вихідної мережі	79
ДОДАТОК Г (довідниковий). Розрахунок спроектованої мережі в режимі максимальних навантажень	83
ДОДАТОК Д (довідниковий). Розрахунок спроектованої мережі в режимі мінімальних навантажень.....	87
ДОДАТОК Е (довідниковий). Розрахунок спроектованої мережі в після-варійному режимі	91
ДОДАТОК Ж (довідниковий). Розрахунок перетоків потужностей в мережі	95
ДОДАТОК И (обов'язковий). Ілюстративна частина	100

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АТ – автотрансформатор;
ВН – висока напруга;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЗП – заземлювальний пристрій;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМ – електрична мережа;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РПН – регулювання під навантаженням;
РУ – розподільна установка;
РЗіА – релейний захист і автоматика;
СШ – система шин;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Поточна ситуація в Україні, зумовлена агресією та руйнуванням енергетичної інфраструктури з боку росії, залишається непростю. Події останніх років змінили ситуацію та внесли свої корективи. Велика частина об'єктів електроенергетики була зруйнована. Першими існує гостра необхідність розбудови, відновлення та реконструкції існуючих електричних мереж.

Відповідно до цілей розвитку України основу енергетичної безпеки нашої країни складає надійна, якісна та ефективна підтримка паливно-енергетичного комплексу. В наш час об'єднана електроенергетична система (ОЕС) України містить єдиний комплекс джерел енергії (електричних станцій), електричних мереж і споживачів та гарантує передавання, постачання, експорт і транзит електроенергії. Енергогенерувальний потенціал України до війни був потужним для повноцінного забезпечення потреб населення та економіки [1-3].

Існує низка проблем, що чинять негативний вплив на тенденції розвитку електроенергетики та послаблюють енергетичну безпеку держави. Серед таких проблем є зношеність значної частини енергогенеруючих потужностей та мереж електропостачання, відпрацювання розрахункового технічного ресурсу більшістю ліній електропередач і підстанцій напругою 110 кВ і вище [2, 3]. На підставі Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей [6] було розроблено заходи Плану розвитку системи передачі на 2021-2030 роки [3], виконання яких дозволить покращити енергетичну безпеку країни та підвищити енергоефективність національного виробництва.

Нерівномірний розподіл енергогенеруючих потужностей по областях країни призводить до ускладнення режимів роботи ОЕС України та її регіональних енергосистем, а недостатній рівень надійності електропостачання обумовлений недостатнім фінансуванням мережевого будівництва [3]. Значна частина підстанцій енергосистем виконана на обладнанні та за схемами середини минулого

століття, що не завжди відповідає сучасним вимогам ПУЕ та має негативний вплив на надійність електропостачання споживачів.

Проведені дослідження під час розробки плану розвитку системи передачі підтверджують доцільність і необхідність розбудови системи передачі, будівництва нових підстанцій та ліній електропередачі, реконструкції наявних енергооб'єктів із збільшенням їх потужності та пропускної здатності [3].

Таким чином, на сьогодні залишається актуальною задача підвищення ефективності проектування розвитку та реконструкції електричних мереж. Проектування останніх має проводитись з використанням технічно грамотних сучасних підходів.

Отже, тема моєї БДР є актуальною. В бакалаврській дипломній роботі розглянуто питання проектування розвитку електричної мережі 110 кВ з аналізом способів заземлення нейтралей мереж.

Мета і задачі дослідження. Метою бакалаврської дипломної роботи є підвищення функціонування розподільних електричних мереж, розроблення технічного рішення з розвитку електричної мережі для надійного та економічного електропостачання існуючих та нових споживачів з аналізом способів заземлення нейтралей електричних мереж.

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

- аналіз наявних методів проектування електричних мереж;
- вибір методу розрахунку усталених режимів електричних мереж, виконання розрахунків режимів з метою оцінювання працездатності існуючої електромережі;
- аналіз основних режимів електричної мережі;
- вибір оптимального варіанта схеми живлення нових споживачів від існуючої мережі;
- дослідження та аналіз способів заземлення нейтралей електричних мереж;

– аналіз умов праці та розроблення організаційних й технічних рішень з охорони праці оперативно-ремонтного персоналу під час обслуговування розподільних мереж.

Об’єктом дослідження бакалаврської дипломної роботи є розподільні електричні мережі 110 кВ.

Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв’язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Дослідження проводились з використанням прикладних програм, та ПК «Втрати-high», розробленого в ВНТУ на кафедрі електричних станцій та систем.

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

Результати досліджень викладено у [8] та отримані у Вінницькому національному технічному університеті. Основні положення дипломної роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на міжнародній науково-практичній конференції ВНТУ «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (м. Вінниця, 2024) [8].

1 ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110/35 кВ

1.1 Вибір схем живлення району та номінальної напруги

Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище [9] визначають вимоги під час планування та проектування розвитку електричних мереж. Згідно [9], коли обирають схему розвитку ЕМ, визначають:

- схему видачі потужності нових джерел енергії (або об'єктів, що підлягають реконструкції);
- пункти (місця) розміщення нових підстанцій (ПС), зв'язки між ними; схеми приєднання ПС до вже існуючої мережі та тих, що заплановані;
- кількість та потужність трансформаторів на нових підстанціях;
- обсяги реконструкції існуючих ЛЕП та ПС, які фізично або морально застаріли;
- потрібні системи релейного захисту та автоматики;
- конструкції фази та переріз проводів ліній;
- рівні струмів коротких замикань (КЗ) та заходи, що сприяють їх зниженню;
- за необхідності, установлення пристроїв компенсації реактивної потужності та регулювальних пристроїв (розрахунок типу, потужності, місця для встановлення);
- техніко-економічні показники розвитку електромереж та їх функціонування;
- ранжування за строками реалізації запланованих заходів, якщо є можливість їх поетапної реалізації без зниження ступеня надійності електропостачання споживачів [9].

1.1.1 Вибір схем електропостачання нових споживачів

Розрахунок і аналіз режимів існуючої вхідної мережі (рис. 1.1) виконують для вибору з наявної мережі найкращих вузлів живлення, за певними критеріями, для нових вузлів споживання електричної енергії (у нашому випадку для п'яти). Критеріями вибору цих вузлів може бути:

- вищий клас напруги;
- мінімальна відстань до нових вузлів;
- мінімальна/менша відстань до джерел живлення району.

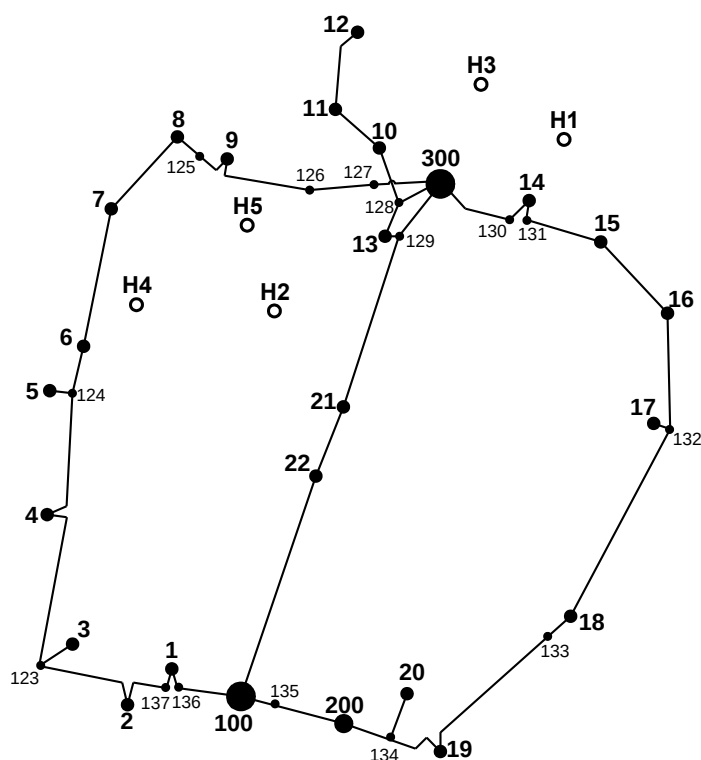


Рисунок 1.1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ

Розрахунок усталеного режиму проведемо у програмному комплексі «Втрати-NIGHT» [10], розробленому у ВНТУ на кафедрі електричних станцій та систем. Цей програмний комплекс дає можливість на базі існуючої інформації про вітки та вузли, а саме наявності трансформаторів, їх тип і кількість, марки проводу та довжини, номінальної напруги вузла, виконати розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110 кВ.

Після введення інформації для усіх вузлів електромережі було отримано файл вхідних даних та розраховано усталений режим роботи мережі (додаток В).

Основними результатами розрахунків за допомогою ПК «Втрати» є розрахунок втрат потужності та електроенергії в заданій існуючій електричній мережі. Разом з цим програма розраховує усталений режим електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35 кВ наведені в додатку В.

З аналізу результатів розрахунків усталеного режиму можна зробити такі висновки:

1. Вхідна мережа може бути прийнята для її подальшого розвитку, оскільки вона характеризується невеликими втратами потужності (тобто в допустимих межах). Ці втрати становлять 4,386 МВт або 2,7 % та допустимим рівнем напруги у всіх вузлах;
2. Як джерело живлення, з метою забезпечення надійності електропостачання нових споживачів можна використовувати будь-яку підстанцію існуючої мережі;
3. Враховуючи топографічне розташування нових споживачів, за основні джерела живлення нових вузлів споживання електричної енергії (вузлів Н1, Н2, Н3, Н4, Н5) можуть бути прийняті вузли – 6, 7, 10, 14, 15, 124, 125, 126 та 300.. Вони знаходяться на найближчих відстанях до нових вузлів та мають найвищий рівень напруги.

Одним з основних завдань даного розділу бакалаврської роботи є вибір економічно доцільних схем і номінальної напруги мережі.

Варіанти схеми і номінальних напруг мережі пропонуються на основі вимог, що сформульовані у [11-13]. Під час створення варіантів розвитку мережі потрібно враховувати такі вимоги: якість електроенергії; економічність; надійність роботи установки; безпека і зручність в експлуатації; можливість розши-

рення і подальшого розвитку.

За рахунок резервування ліній мережі та встановлення потрібної кількості трансформаторів і комутаційних апаратів на підстанціях забезпечується Надійність роботи [12].

Пропонуємо п'ять варіантів, які порівнюємо за критерієм мінімуму сумарних витрат, враховуючи вимоги економічності.

Необхідно так проектувати мережу, щоб була можливість подальшого розвитку з максимальним використанням існуючих джерел енергії, підстанцій мережі та іншого обладнання. Одночасно зі схемою мережі обираємо номінальну напругу, яка визначається потужністю на лініях електропередачі та їх довжиною.

Отже, враховуючи зазначені в літературі [11-13] вимоги до схем мережі, що проектуються, запропонуємо п'ять варіантів схем (рис. 1.2).

1.1.2 Розрахунок довжин ліній нової мережі

Довжину будь-якого відрізка мережі з врахуванням непрямолінійності траси визначають за виразом

$$l = 1,1 \cdot m_l \cdot L, \quad (1.1)$$

де m_l – масштаб на карті в км/см;

L – відстань на карті, см;

1,1 – коефіцієнт, який враховує нелінійність траси.

Наведена методика вибору номінальної напруги є наближеною. Уточнення номінальних напруг здійснюється в подальших розрахунках і під час вибору перерізу проводів і техніко-економічному аналізові.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач. Довжина лінії 20-1003:

$$l_{6-1004} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 10 = 9,9 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 1.1.

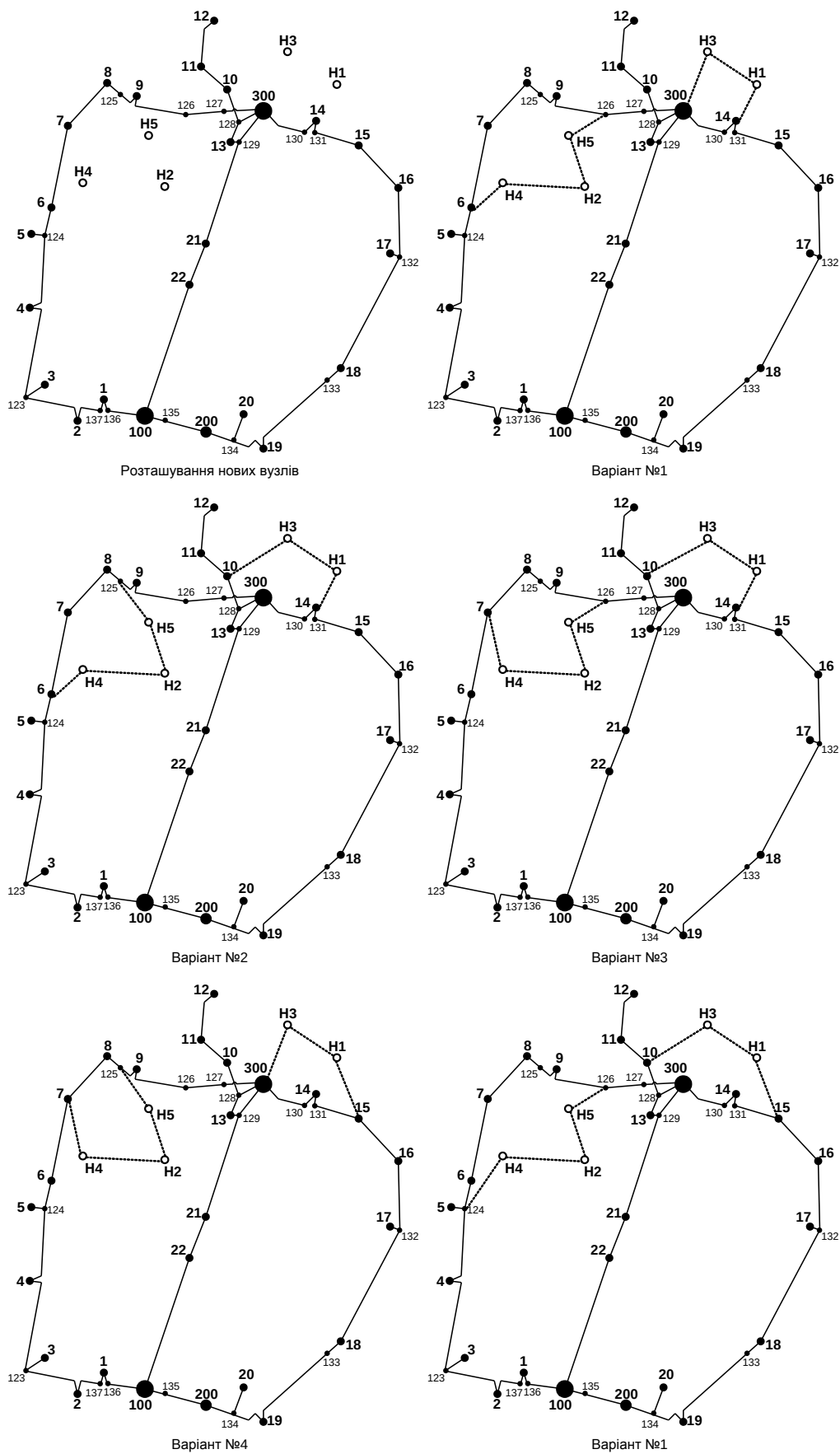


Рисунок 1.2 – Варіанти розвитку електричної мережі

Таблиця 1.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	6-1004	1004-1002	1002-1005	1005-126	300-1003	1003-1001	6-1004
Довжина L , см	0,9	1,8	1,2	0,9	1,4	1,3	0,9
Довжина l , км	9,9	19,8	13,2	99,9	15,4	14,3	9,9

Продовження таблиці 1.1

Ділянка	1001-14	1005-125	10-1003	7-1004	1001-15	124-1004	1001-14
Довжина L , см	0,9	1,1	1,5	1,3	1,5	1,5	0,9
Довжина l , км	9,9	12,1	16,5	14,3	16,5	16,5	9,9

1.1.3 Розрахунок потужності навантажень

За значеннями активних потужностей навантажень P_i та коефіцієнтів навантаження $\cos \varphi_i$, розрахуємо величину реактивної Q_i і повної S_i потужностей у вузлах споживання:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i}, \quad (1.2)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}. \quad (1.3)$$

Для пункту 1001:

$$S_{1001} = \frac{20}{0,93} = 21,505 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{1001} = \sqrt{21,505^2 - 20^2} = 7,905 \text{ (МВАр)}.$$

Результати розрахунку усіх потужностей для інших вузлів зводимо в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахункові навантаження вузлів

Потужність	Вузол навантаження				
	1001	1002	1003	1004	1005
P_i , МВт	20	22	24	25	28
Q_i , МВАр	7,905	10,655	10,224	11,39	14,345
S_i , МВА	21,505	24,444	26,087	27,473	31,461

1.1.4 Наближений розрахунок перетоків потужностей в ЛЕП

Попередньо визначаємо потужності на всіх ділянках мережі вважаючи, що мережа є однорідною ($Z_0 = \text{const}$). Тобто, для кожного варіанта запропонованих схем визначаються потоки потужностей по лініях без врахування втрат потужності. Розрахуємо потокорозподіл для варіанта №1.

Під час розрахунку потокорозподілу на ділянках 6-1004-1002-1005-126 та 300-1003-1001-14 будемо вважати, що напруги у вузлах 6, 14, 126 та 300 рівні між собою і тому розглянемо ці замкнені мережі як схеми з двостороннім живленням. Розглянемо ділянку 6-1004-1002-1005-126 (рис. 1.3).

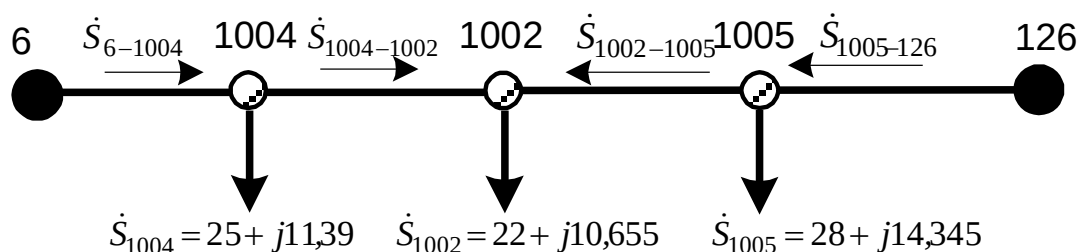


Рисунок 1.3 – Схема мережі для розрахунку потокорозподілу на ділянці 6-1004-1002-1005-126

Розраховуємо потужності головних ділянок за такими формулами:

$$\dot{S}_{6-1004} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i126}}{l_{\Sigma}}; \quad (1.4)$$

$$\dot{S}_{1005-126} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i6}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.5)$$

де $\dot{S}_i$ – повна потужність i -ого навантаження по шляху від вузла № 6 до

вузла № 126 або навпаки.

l_{i126}, l_{i6} – довжини ділянок від i -го вузла до вузлів 126 і 6 відповідно.

l_{Σ} – сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Отже, потужності ділянок 6-1004 та 1005-126 дорівнюють:

$$S_{6-1004} = \frac{\dot{S}_{1004} \cdot (l_{1004-1002} + l_{1002-1005} + l_{1005-126}) + \dot{S}_{1002} \cdot (l_{1002-1005} + l_{1005-126}) + \dot{S}_{1005} \cdot l_{1005-126}}{l_{6-1004} + l_{1004-1002} + l_{1002-1005} + l_{1005-126}}$$

$$S_{6-1004} = \frac{\dot{S}_{1004} \cdot (l_{6-1004}) + \dot{S}_{1002} \cdot (l_{6-1004} + l_{1004-1002}) + \dot{S}_{1005} \cdot (l_{6-1004} + l_{1004-1002} + l_{1002-1005})}{l_{6-1004} + l_{1004-1002} + l_{1002-1005} + l_{1005-126}};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{6-1004} &= \frac{(25 + j11,39) \cdot (19,8 + 13,2 + 9,9) + (22 + j10,655) \cdot (13,2 + 9,9) +}{9,9 + 19,8 + 13,2 + 9,9} \times \\ &\times \frac{(28 + j14,345) \cdot (9,9)}{9,9 + 19,8 + 13,2 + 9,9} = 35,188 + j16,606 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1005-126} &= \frac{(25 + j11,39) \cdot (9,9) + (22 + j10,655) \cdot (9,9 + 19,8) +}{9,9 + 19,8 + 13,2 + 9,9} \times \\ &\times \frac{(28 + j14,345) \cdot (9,9 + 19,8 + 13,2)}{9,9 + 19,8 + 13,2 + 9,9} = 39,813 + j19,784 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

Виконаємо перевірку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{6-1004} + \dot{S}_{1005-126} &= \dot{S}_{1004} + \dot{S}_{1002} + \dot{S}_{1005}, \\ 35,188 + j16,606 + 39,813 + j19,784 &= 25 + j11,39 + 22 + j10,655 + 28 + j14,345, \\ 75 + j36,39 &= 75 + j36,39 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

Отже розрахунок проведений вірно. Перетік потужності у вітках 1004-1002 і 1002-1005 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузлів 1004 і 1005.

$$\dot{S}_{1004-1002} = \dot{S}_{6-1004} - \dot{S}_{1004} = 35,188 + j16,606 - 25 - j11,39 = 10,188 + j5,216 \text{ (MBA)}.$$

$$\dot{S}_{1002-1005} = \dot{S}_{1005-126} - \dot{S}_{1005} = 39,813 + j19,784 - 28 - j14,345 = 11,813 + j5,439 \text{ (MBA)}.$$

Розрахунок інших варіантів схем проводиться за таким же алгоритмом. Результати розрахунку цієї ділянки та всіх інших варіантів представлені у таблиці 1.3.

Розрахуємо поточкорозподіл для контуру 300-1003-1001-14.

Потужність ділянки 300-1003 дорівнює:

$$\dot{S}_{300-1003} = \frac{\dot{S}_{1003} \cdot (l_{1003-1001} + l_{1001-14}) + \dot{S}_{1001} \cdot l_{1001-14}}{l_{300-1003} + l_{1003-1001} + l_{1001-14}},$$

$$\dot{S}_{300-1003} = \frac{(24 + j10,224) \cdot (14,3 + 9,9) + (20 + j7,905) \cdot (9,9)}{15,4 + 14,3 + 9,9} = 19,667 + j8,224 \text{ (MBA)}.$$

Для ділянки 1001-14 маємо:

$$\dot{S}_{1001-14} = \frac{\dot{S}_{1003} \cdot (l_{300-1003}) + \dot{S}_{1001} \cdot (l_{300-1003} + l_{1003-1001})}{l_{300-1003} + l_{1003-1001} + l_{1001-14}},$$

$$\dot{S}_{1001-14} = \frac{(24 + j10,224) \cdot (15,4) + (20 + j7,905) \cdot (15,4 + 14,3)}{15,4 + 14,3 + 9,9} = 24,333 + j9,905 \text{ (MBA)}.$$

Виконаємо перевірку:

$$\dot{S}_{300-1003} + \dot{S}_{1001-14} = \dot{S}_{1003} + \dot{S}_{1001},$$

$$19,667 + j8,224 + 24,333 + j9,905 = 24 + j10,224 + 20 + j7,905,$$

$$44 + j18,129 = 44 + j18,129 \text{ (MBA)}.$$

$$\dot{S}_{1003-1001} = \dot{S}_{1001-14} - \dot{S}_{1001} = 24,333 + j9,905 - 20 - j7,905 = 4,333 + j2 \text{ (MBA)}.$$

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку поточкорозподілу та вибору номінальної напруги

№ схеми	Ділянка мережі	Кількість ланц.	Довжина ділянки, км	Р _л , МВт	Q _л , МВАр	S _л , МВА	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	6-1004	1	9,90	35,188	16,606	38,910	90,70	110
	1004-1002	1	19,80	10,188	5,216	11,446	60,79	110
	1002-1005	1	13,20	11,813	5,439	13,005	63,31	110
	1005-126	1	9,90	39,813	19,784	44,458	93,95	110
	300-1003	1	15,40	19,667	8,224	21,317	79,16	110
	1003-1001	1	14,30	4,330	2,000	4,770	40,41	110
	1001-14	1	9,90	24,333	9,905	26,272	80,78	110
2	6-1004	1	9,90	36,780	17,397	40,687	91,87	110
	1004-1002	1	19,80	11,780	6,007	13,223	64,89	110
	1002-1005	1	13,20	10,220	4,648	11,227	59,50	110
	1005-125	1	12,10	38,220	18,993	42,679	96,79	110
	10-1003	1	16,50	19,135	8,002	20,741	78,82	110
	1003-1001	1	14,30	4,865	2,222	5,348	42,69	110
	1001-14	1	9,90	24,865	10,127	26,848	81,37	110
3	7-1004	1	14,30	32,481	15,328	35,916	94,52	110
	1004-1002	1	19,80	7,481	3,938	8,454	52,75	110
	1002-1005	1	13,20	14,519	6,717	15,997	69,00	110
	1005-126	1	9,90	42,519	21,062	47,450	95,65	110
	10-1003	1	16,50	19,135	8,002	20,741	78,82	110
	1003-1001	1	14,30	4,865	2,222	5,348	42,69	110
	1001-14	1	9,90	24,865	10,127	26,848	81,37	110
4	7-1004	1	14,30	34,056	16,108	37,673	96,06	110
	1004-1002	1	19,80	9,056	4,718	10,211	57,61	110
	1002-1005	1	13,20	12,944	5,937	14,241	65,79	110
	1005-125	1	12,10	40,944	20,282	45,692	98,83	110
	300-1003	1	15,40	23,143	9,639	25,070	84,37	110
	1003-1001	1	14,30	0,857	0,585	1,038	18,40	110
	1001-15	1	16,50	20,857	8,490	22,519	81,60	110
5	124-1004	1	16,50	31,278	14,761	34,586	95,246	110
	1004-1002	1	19,80	6,278	3,371	7,126	48,595	110
	1002-1005	1	13,20	15,722	7,284	17,327	71,267	110
	1005-126	1	9,90	43,722	21,629	48,779	96,366	110
	10-1003	1	16,50	22,605	9,415	24,487	84,246	110
	1003-1001	1	14,30	1,395	0,809	1,613	23,395	110
	1001-15	1	16,50	21,395	8,714	23,102	82,436	110

1.1.5 Вибір класу номінальної напруги

Обираємо економічно доцільний клас напруги, враховуючи попередній розподіл потужності в елементах мережі, довжину ділянок мережі і згідно формули Іларіонова, яка дає непогані результати для ліній будь-якої довжини і переданої потужності:

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (1.6)$$

де l_{ij} – довжина ділянки мережі, км;

P_{ij} – активна потужність ділянки кола.

Варіанти мережі, що проектується, або її окремих ділянок можуть мати різну номінальну напругу. Ділянки кільцевої мережі виконують на один клас напруги – номінальну напругу ділянки, де вона виявилася найбільшою. Оскільки нові пункти споживання електроенергії підключаються вже до існуючої мережі, в кожному з вузлів якої встановлені трансформатори на певну напругу, то при виборі напруги необхідно також враховувати і цей факт.

Визначимо напругу ділянки 6-1004 першого варіанта:

$$U_{6-1004} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{9,9} + \frac{2500}{35,188}}} = 90,7 \text{ (кВ)}.$$

Отже приймаємо за номінальну напругу цієї лінії 110 кВ.

Результати розрахунків по вибору номінальної напруги для всіх інших ліній всіх варіантів наведені в табл. 1.3. На деяких ділянках, наприклад, 1003-1001 (схема № 4, 5) розрахункова напруга має значення менше 35 кВ, але оскільки ця ділянка входить в кільце, в якому інші вузли і ділянки мають номінальну напругу 110 кВ, то приймаємо і для цієї лінії номінальну напругу 110 кВ.

Після того, як обрали номінальну напругу необхідно провести вибір мар-

ки проводів та площі перерізу для всіх нових ЛЕП.

Отже, в цьому підрозділі було запроєктовано п'ять варіантів схем підключення до мережі нових вузлів навантаження, пораховано довжину ЛЕП від цих вузлів до джерел живлення, розраховано перетоки потужностей по лініях, а також обрано номінальну напругу нових вузлів, яка приймається 110 кВ.

1.2 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач

В бакалаврській дипломній роботі для розрахунків використовуємо метод вибору поперечного перерізу проводів ліній 35–750 кВ за економічними інтервалами [12, 16]. Згідно цього методу вибір перерізу здійснюється за розрахунковим струмовим навантаженням одного ланцюга лінії $I_{розр}$, який визначається формулою

$$I_{розр} = \alpha_1 \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} / n_l, \quad (1.7)$$

де α_1 – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження ЛЕП за роками її експлуатації;

α_T – коефіцієнт, який враховує число годин використання максимального навантаження лінії $T_{нб}$ і коефіцієнт її попадання в максимум навантаження енергосистеми K_m ;

$I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм, відповідний до максимального навантаження лінії в 5-ий рік її експлуатації;

n_l – кількість ланцюгів лінії.

Згідно з [16] для ліній напругою 35–220 кВ приймаємо значення коефіцієнта $\alpha_1 = 1,05$. Значення коефіцієнта α_T для ЛЕП 35–220 кВ при $K_m = 1$ приймаємо: при $T_{нб} \leq 4000$ – 0.8; при $4000 < T_{нб} \leq 6000$ – 1.0; $T_{нб} > 6000$ – 1.3.

Значення $I_{ср}$ у [16] подані залежно від номінальної напруги лінії, типу опор (одно- або дволанцюгові), матеріалу опор (залізобетон, сталь) і району кліматичних умов з ожеледі (1–4).

В даній роботі механічний розрахунок сталевобетонних проводів не

проводимо, тому марка проводу вибирається відповідно із проектною практикою. Параметри вибраних поперечних перерізів визначаються відповідно до [16] або [14].

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу лінії між вузлами 20 та 1003 варіанта №1.

$$|S_{6-1004}| = \sqrt{P_{6-1004}^2 + Q_{6-1004}^2} = \sqrt{35,188^2 + 16,606^2} = 38,91 \text{ (МВА)},$$

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{\Sigma}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{38910}{\sqrt{3} \cdot 110} = 204,22 \text{ (А)};$$

$$I_{розр} = \alpha_I \alpha_T I_{\Sigma(5)} = 1,05 \cdot 0,8 \cdot 204,22 = 171,55 \text{ (А)}.$$

$\alpha_T = 1$, оскільки $T_{нб} = 3900$ годин.

Отже, відповідно до [14], обираємо ЛЕП з такими параметрами:

- номінальна напруга – 110 кВ;
- район по ожеледі – IV;
- тип опор – одноланцюгові; матеріал опор – залізобетон;
- марка та переріз проводу – АС-185/29.

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунку зводимо в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

№ сх.	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів	Довжина ділянки, км	Сл, МВА	U _{ном} , кВ	I _{розр} , А	I _Е , А	F мм ²	Марка проводу
1	6-1004	1	9,90	38,910	110	171,55	250	185	АС 185/29
	1004-1002	1	19,80	11,446	110	50,46	140	120	АС 120/19
	1002-1005	1	13,20	13,005	110	57,34	140	120	АС 120/19
	1005-126	1	9,90	44,458	110	196,01	250	185	АС 185/29
	300-1003	1	15,40	21,317	110	93,98	140	120	АС 120/19
	1003-1001	1	14,30	4,770	110	21,03	140	120	АС 120/19
	1001-14	1	9,90	26,272	110	115,83	140	120	АС 120/19
2	6-1004	1	9,90	40,687	110	179,38	250	185	АС 185/29
	1004-1002	1	19,80	13,223	110	58,30	140	120	АС 120/19
	1002-1005	1	13,20	11,227	110	49,50	140	120	АС 120/19
	1005-125	1	12,10	42,679	110	188,17	250	185	АС 185/29

№ сх.	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів	Довжина ділянки, км	Sl, МВА	Uном, кВ	I _{розр} , А	I _Е , А	F мм ²	Марка про-воду
	10-1003	1	16,50	20,741	110	91,44	140	120	АС 120/19
	1003-1001	1	14,30	5,348	110	23,58	140	120	АС 120/19
	1001-14	1	9,90	26,848	110	118,37	140	120	АС 120/19
3	7-1004	1	14,30	35,916	110	158,35	160	150	АС 150/24
	1004-1002	1	19,80	8,454	110	37,27	140	120	АС 120/19
	1002-1005	1	13,20	15,997	110	70,53	140	120	АС 120/19
	1005-126	1	9,90	47,450	110	209,20	250	185	АС 185/29
	10-1003	1	16,50	20,741	110	91,44	140	120	АС 120/19
	1003-1001	1	14,30	5,348	110	11,79	140	120	АС 120/19
	1001-14	1	9,90	26,848	110	118,37	140	120	АС 120/19
4	7-1004	1	14,30	37,673	110	166,10	250	185	АС 185/29
	1004-1002	1	19,80	10,211	110	45,02	140	120	АС 120/19
	1002-1005	1	13,20	14,241	110	62,78	140	120	АС 120/19
	1005-125	1	12,10	45,692	110	201,45	250	185	АС 185/29
	300-1003	1	15,40	25,070	110	110,53	140	120	АС 120/19
	1003-1001	1	14,30	1,038	110	4,57	140	120	АС 120/19
	1001-15	1	16,50	22,519	110	99,28	140	120	АС 120/19
5	124-1004	1	16,50	34,586	110	152,49	160	150	АС 150/24
	1004-1002	1	19,80	7,126	110	31,42	140	120	АС 120/19
	1002-1005	1	13,20	17,327	110	76,39	140	120	АС 120/19
	1005-126	1	9,90	48,779	110	215,06	250	185	АС 185/29
	10-1003	1	16,50	24,487	110	107,96	140	120	АС 120/19
	1003-1001	1	14,30	1,613	110	7,11	140	120	АС 120/19
	1001-15	1	16,50	23,102	110	101,85	140	120	АС 120/19

1.3 Перевірка перерізів обраних проводів за умовою допустимого нагріву й оцінювання втрат напруги в післяаварійних режимах

Для кожної з ділянок мережі визначаємо післяаварійний режим з найбільшими навантаженнями підстанцій, в якому на ділянках тече максимальний потік потужності. За цих умов необхідно виконати перевірку обраного перерізу за допустимим нагрівом шляхом порівняння значень струму в цьому режимі з допустимим нормованим струмом $I_{дон}$, [17] для обраного перерізу проводу. Особливу увагу слід звертати на малозавантажені ділянки кільцевих мереж в нормальних режимах.

Після визначення напруги у вузлах необхідно провести оцінку максимальної величини втрат напруги у процентах від номінального значення. Якщо

мережа має ділянки двох номінальних напруг, то ці втрати визначаються лише для того ступеня, де розглядається аварія.

Одержані значення втрат напруги не мають перевищувати 20 % від номінальної [17]. Якщо ці умови виконуються, то вважають, що пристрої РПН двобмоткових трансформаторів можуть забезпечити на шинах 10 кВ напругу, згідно з принципом зустрічного регулювання. Якщо умова не задовольняється, то такий варіант мережі може бути виключений із подальшого розгляду як неконкурентноспроможний.

Перевіряємо обрані перерізи на прикладі ділянки 6-1004-1002-1005-126 схеми варіанта №1. Найзавантаженою в цій частині електричної мережі є вітка 1005-126, тому припустимо, що саме на цій лінії сталася аварія і ця лінія відключена. Потокорозподіл на ділянці 6-1004-1002-1005 визначимо як в радіальній мережі:

$$\dot{S}_{1002-1005} = \dot{S}_{1005} = 28 + j14,345 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1004-1002} = \dot{S}_{1002-1005} + \dot{S}_{1002} = 28 + j14,345 + 22 + j10,655 = 50 + j25 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{6-1004} = \dot{S}_{1004-1002} + \dot{S}_{1004} = 50 + j25 + 25 + j11,39 = 75 + j36,39 \text{ (MBA)}.$$

Порахуємо значення струмів в цих ділянках та порівняємо їх із допустимими тривалими струмами для відповідних марок проводів. Результати розрахунків зводимо в таблицю 1.5.

$$|S_{1002-1005}| = \sqrt{P_{1002-1005}^2 + Q_{1002-1005}^2} = \sqrt{28^2 + 14,345^2} = 31,46 \text{ (MBA)},$$

$$I_{n.a} = \frac{31,46 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 165,13 \text{ A} < 390 \text{ (A)}.$$

$$|S_{1004-1002}| = \sqrt{P_{1004-1002}^2 + Q_{1004-1002}^2} = \sqrt{50^2 + 25^2} = 55,9 \text{ MBA},$$

$$I_{n.a} = \frac{55,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,41 \text{ A} < 390 \text{ (A)}.$$

$$|S_{6-1004}| = \sqrt{P_{6-1004}^2 + Q_{6-1004}^2} = \sqrt{75^2 + 36,39^2} = 83,36 \text{ MBA},$$

$$I_{n.a} = \frac{83,36 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 437,54 \text{ A} < 510 \text{ (A)}.$$

Таким чином, марки та перерізи проводів, що обрані, задовольняють післяаварійний режим. Тому необхідності у збільшенні перерізу проводу немає.

Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі інших ЛЕП та основні технічні параметри обраних проводів для всіх варіантів наведені в таблиці 1.5.

Як видно, обрані марки та перерізи проводів витримують післяаварійний режим. Тому необхідності у збільшенні перерізу проводу немає.

Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі інших ліній електропередач для всіх варіантів наведені в таблиці 3.2. В ній також наведені основні технічні параметри обраних проводів. Як видно з результатів розрахунку всі обрані лінії витримали післяаварійний режим, оскільки на стадії вибору вже були обрані із запасом проводи марки АС-120/19, АС-150/24 та АС-185/29 (за умовою відсутності коронування на поверхні проводу).

Наступним етапом є визначення максимальних втрат напруги в післяаварійному режимі. Покажемо визначення втрат напруги на прикладі ділянки мережі 6-1004-1002-1005 варіанта №1.

$$\Delta U_{1002-1005} = \frac{P_{1002-1005} \cdot R_{1002-1005} + Q_{1002-1005} \cdot X_{1002-1005}}{U_{1005_i.a}};$$

$$\Delta U_{1002-1005} = \frac{28 \cdot 3,29 + 14,345 \cdot 5,64}{110} = 1,57 \text{ (кВ)}.$$

Для інших ділянок:

$$\Delta U_{1004-1002} = \frac{50 \cdot 4,93 + 25 \cdot 8,45}{110} = 4,16 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{6-1004} = \frac{75 \cdot 1,6 + 36,39 \cdot 4,09}{110} = 2,45 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{1003-1001} = \frac{20 \cdot 3,56 + 7,905 \cdot 6,11}{110} = 1,09 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{300-1003} = \frac{44 \cdot 3,83 + 18,129 \cdot 6,58}{110} = 2,62 \text{ (кВ)}.$$

Таблиця 1.5 – Результати перевірки ЛЕП у післяаварійному режимі

№ сх.	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів	Довжина ділянки, км	S _{л.п.а.} , МВА	I _{п.а.} , А	I _{доп.} , А	Марка проводу	r ₀ Ом/км	x ₀ Ом/км	R Ом	X Ом
1	6-1004	1	9,90	83,36	437,54	510	АС 185/29	0,162	0,413	1,60	4,09
	1004-1002	1	19,80	55,90	293,41	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,93	8,45
	1002-1005	1	13,20	31,46	165,13	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,29	5,64
	1005-126	1	9,90	0,00	0,00	510	АС 185/29	0,162	0,413	1,60	4,09
	300-1003	1	15,40	47,59	249,77	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,83	6,58
	1003-1001	1	14,30	21,51	112,87	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,56	6,11
	1001-14	1	9,90	0,00	0,00	390	АС 120/19	0,249	0,427	2,47	4,23
2	6-1004	1	9,90	83,36	437,54	510	АС 185/29	0,162	0,413	1,60	4,09
	1004-1002	1	19,80	55,90	293,41	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,93	8,45
	1002-1005	1	13,20	31,46	165,13	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,29	5,64
	1005-125	1	12,10	0,00	0,00	510	АС 185/29	0,162	0,413	1,96	5,00
	10-1003	1	16,50	47,59	249,77	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,11	7,05
	1003-1001	1	14,30	21,51	112,87	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,56	6,11
	1001-14	1	9,90	0,00	0,00	390	АС 120/19	0,249	0,427	2,47	4,23
3	7-1004	1	14,30	83,36	437,54	450	АС 150/24	0,198	0,420	2,83	6,01
	1004-1002	1	19,80	55,90	293,41	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,93	8,45
	1002-1005	1	13,20	31,46	165,13	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,29	5,64
	1005-126	1	9,90	0,00	0,00	510	АС 185/29	0,162	0,413	1,60	4,09
	10-1003	1	16,50	47,59	249,77	450	АС 120/19	0,249	0,427	4,11	7,05
	1003-1001	1	14,30	21,51	112,87	390	АС 120/19	0,249	0,427	1,78	3,05
	1001-14	1	9,90	0,00	0,00	390	АС 120/19	0,249	0,427	2,47	4,23
4	7-1004	1	14,30	83,36	437,54	510	АС 185/29	0,162	0,413	2,32	5,91
	1004-1002	1	19,80	55,90	293,41	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,93	8,45
	1002-1005	1	13,20	31,46	165,13	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,29	5,64
	1005-125	1	12,10	0,00	0,00	510	АС 185/29	0,162	0,413	1,96	5,00
	300-1003	1	15,40	0,00	0,00	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,83	6,58
	1003-1001	1	14,30	26,09	136,92	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,56	6,11
	1001-15	1	16,50	47,59	249,77	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,11	7,05
5	124-1004	1	16,50	83,36	437,54	450	АС 150/24	0,198	0,420	3,27	6,93
	1004-1002	1	19,80	55,90	293,41	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,93	8,45
	1002-1005	1	13,20	31,46	165,13	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,29	5,64
	1005-126	1	9,90	0,00	0,00	510	АС 185/29	0,162	0,413	1,60	4,09
	10-1003	1	16,50	0,00	0,00	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,11	7,05
	1003-1001	1	14,30	26,09	136,92	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,56	6,11
	1001-15	1	16,50	47,59	249,77	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,11	7,05

Визначимо відхилення напруги:

$$\delta U_{1005} = \frac{\Delta U_{\Sigma}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{2,45 + 4,16 + 1,57}{110} \cdot 100\% = 7,43 (\%);$$

$$\delta U_{1001} = \frac{\Delta U_{\Sigma}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{2,62 + 1,09}{110} \cdot 100\% = 3,37 (\%).$$

Таким чином, відхилення напруги не перевищує номінальну напругу більше ніж на 20%. Для інших варіантів розрахунок виконується за таким же алгоритмом, а результати розрахунку зводимо в табл. 1.6. В табл. 1.6 також наведена інформація про число вимикачів та загальну довжину ліній для всіх запропонованих варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ. За цими укрупненими показниками вартості спорудження нових мереж можна попередньо відкинути декілька заздалегідь дорожчих варіантів.

Якщо інші показники приблизно рівні, перевага надається тим варіантам, в яких ЕЕ передається найбільш короткими лініями від джерела постачання до пунктів її споживання та в яких найменші втрати напруги.

У нормальному режимі роботи втрати напруги визначаються аналогічно, розрахунок виконуємо від джерела живлення до точки поточкорозподілу.

Таблиця 1.6 – Відхилення напруги в після аварійному режимі та інформація про кількість вимикачів та загальну довжину ліній

№ схеми	$\delta U_{\text{норм.}}, \%$	$\delta U_{\text{н/ав}}, \%$	кількість вимикачів	$l_{\text{деп}}, \text{ км}$	$L_{\text{траси}}, \text{ км}$
1	3,58	7,43	14	92,4	92,40
2	3,87	7,43	14	95,7	95,70
3	4,09	8,77	14	97,9	97,90
4	4,27	8,42	14	105,6	105,60
5	4,26	9,32	14	106,7	106,70

Проаналізувавши таблицю 1.6 можна дійти висновку, що для подальшого розгляду доцільно залишити схеми варіантів №1 та №2, як такі, що мають найменшу загальну довжину ліній електропередачі.

1.4 Вибір схем з'єднань розподільних установок нових підстанцій та вибір трансформаторів

Вибір схем підстанцій проводиться згідно вимог нормативної літератури [9, 11, 12, 17].

До схем електричних з'єднань РУ висувають вимоги. Вони повинні забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах враховуючи категорії споживачів; забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з його значенням для ділянки мережі, що розглядається; бути за можливості простими, наглядними, економічними та забезпечувати засобами автоматики відновлення живлення споживачів в післяаварійній ситуації без втручання обслуговуючого персоналу;

Для нових підстанцій напругою від 6 кВ до 750 кВ рекомендується приймати електричні схеми РУ, наведені в [17]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій» [18]. Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

На нових підстанціях 1001, 1002, 1003, 1004 та 1005 приймаємо до встановлення по два трансформатори та кількість ліній, що підходять до підстанції – по дві, для цих вузлів приймаємо типову схему 110-4 – «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис. 1.4).

Потужність трансформаторів на понижувальних підстанціях обираємо за умови допустимого перенавантаження у післяаварійних режимах до 40% (на період максимуму загальної добової тривалості не більше 5 годин протягом не більше 6 діб) [14]. Слід зауважити, що у післяаварійних режимах перенавантаження може виявитися більшим ніж 40%, але на менший період часу.

$$S_{T.ном i} \geq \frac{P_{\max i}}{1,4(n_T - 1)\cos \varphi_H} = \frac{S_{\max i}}{1,4(n_T - 1)}, \quad (1.8)$$

де $n_T \geq 2$ – число однотипних трансформаторів, установлених на підстанції.

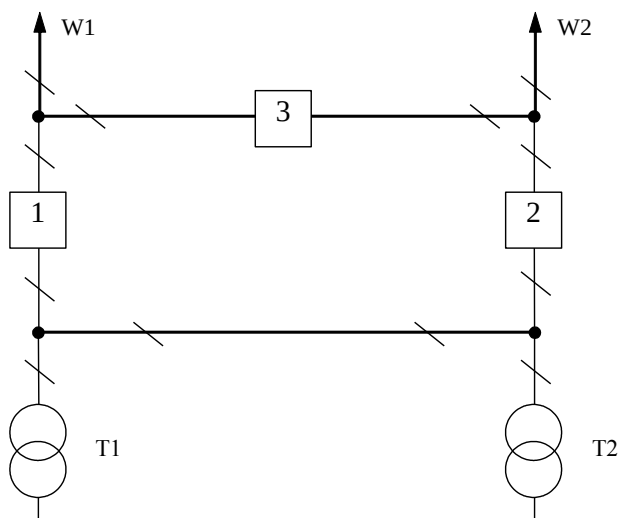


Рисунок 1.4 – Схема містка № 110-4 ВРУ вузлів 1001 –1005

Розраховуємо потужності трансформаторів на нових підстанціях:

$$\dot{S}_{T.ном1} \geq \frac{21,506}{1,4(2-1)} = 15,361 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{T.ном2} \geq \frac{24,444}{1,4(2-1)} = 17,46 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{T.ном3} \geq \frac{26,087}{1,4(2-1)} = 18,634 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{T.ном4} \geq \frac{27,472}{1,4(2-1)} = 19,623 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{T.ном5} \geq \frac{31,461}{1,4(2-1)} = 22,472 \text{ (МВА)}.$$

За [16] обираємо трансформатори типу ТДН-16000/110 для вузла 1001 та трансформатори типу ТРДН-25000/110 – для вузлів 1002, 1003, 1004 та 1005. Результати вибору трансформаторів представлені в таблиці 5.1, в якій також подані паспортні дані трансформаторів.

Результати вибору та параметри трансформаторів наведено в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Результати вибору трансформаторів на підстанціях

Номер вузла	Тип	$S_{ном}$ МВА	Границі регулювання	$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_k	ΔP_k	ΔP_x	I_x	R	X	ΔQ_x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	квар
1001	ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
1002	ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
1003	ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
1004	ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
1005	ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

1.5 Баланс активних і реактивних потужностей у електричній мережі, вибір і розташування компенсуючих пристроїв

Баланс активних потужностей за незмінною частотою $f = f_{ном}$ записується так

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P_m, \quad (1.9)$$

де P_{Γ} – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

$\sum_{i=1}^K P_{ni}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_m = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах

(приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5%

від $\sum_{i=1}^K P_{ni}$);

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивну потужність від підстанції визначаємо за виразом:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}). \quad (1.10)$$

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на значення повних навантажень підстанцій, а відповідно, і на вибір потужності трансформаторів, переріз проводів ліній, на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. У кінцевому підсумку вибір потужності компенсуючих пристроїв, їх розміщення на підстанціях мережі впливає на оцінку технічних і техніко-економічних показників варіантів схеми мережі і, отже, може впливати на вибір раціональної номінальної напруги і схеми мережі, яка проектується.

Баланс реактивної потужності в системі записується так:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{КПi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (1.11)$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта

одночасності максимуму реактивного навантаження;

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij}$ – зарядна потужність, що генерується лініями;

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях;

$\sum_{i=1}^K Q_{КПi}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності

(компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Отже, сумарна реактивна потужність, потрібна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів у заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі,

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому, визначається-

ся за сумою відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0,95. Втрати реактивної потужності в індуктивних опорах повітряних ліній у середньому складають $(1 \div 2)\%$ – при 35 кВ, $(4 \div 6)\%$ – при 110 кВ, від модуля повної потужності, яка передається по лініям.

Зіставлення сумарної реактивної потужності споживачів із потужністю, яка поступає від джерел живлення, дозволяє зробити висновок про необхідність установки компенсуючих пристроїв в електричній мережі.

Потреба в сумарній потужності КП визначається за формулою (1.9).

В основному як компенсуючі пристрої використовуються батареї конденсаторів.

Кінцева перевірка правильного вибору необхідної потужності компенсуючих пристроїв виконується за результатами розрахунків поточкорозподілу у нормальному режимі найбільших навантажень підстанції з урахуванням втрат потужності мережі.

Всі інші розрахунки в бакалаврській роботі проводяться за реактивними складовими навантажень, враховуючи установки на підстанціях вибраних компенсуючих пристроїв.

Проведемо розрахунок балансу потужностей для варіанта №1.

$$P_{\Gamma} = 0,9 \sum_{i=1}^K P_{ni} + 0,05 \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0,95 \sum_{i=1}^K P_{ni}.$$

Розрахуємо баланс реактивних потужностей для контура 6-1004-1002-1005-126:

$$\begin{aligned} Q_{\Gamma} &= P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 0,95(22 + 27 + 28) \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = \\ &= 0,95 \cdot 77 \operatorname{tg}(31,79^{\circ}) = 45,35 \text{ (MVar)}. \end{aligned}$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{KPi} = 0,95 \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} - Q_{\Gamma};$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{KPi} = 0,95 (11,39 + 10,655 + 14,345) + \\ + 0,1(27,473 + 24,444 + 31,461) - 44,18 = -1,27 \text{ (Мвар)}$$

Таким чином, немає необхідності у цьому контурі встановлювати компенсувальний пристрій.

Розрахунок балансу реактивних потужностей для контуру 300-1003-1001-14:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 0,95(29 + 14) \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = \\ = 0,95 \cdot 44 \cdot \operatorname{tg}(31,79^{\circ}) = 25,92 \text{ (Мвар)}.$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{KPi} = 0,95 \cdot (10,224 + 7,905) + 0,1 \cdot (26,087 + 21,505) - 25,92 = -3,94 \text{ (Мвар)}.$$

Таким чином, у цьому контурі немає необхідності встановлювати компенсуючий пристрій.

Баланс реактивних потужностей варіанту мережі №2 призводить до таких самих результатів. Отже, у нових вузлах навантаження за результатами розрахунків немає необхідності встановлювати компенсувальні пристрої.

1.6 Показники та критерії економічної ефективності

У цьому пункті обираємо найкращий варіант схеми на підставі порівняння варіантів за техніко-економічними показниками на основі техніко-економічного аналізу.

Критерієм економічної ефективності є приведені витрати, які визначають за формулою:

$$Z = p_n \cdot K + E + 3б, \quad (1.12)$$

де Z – приведені затрати, тис. грн.;

p_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, $p_n = 0,12$;

K – одночасні капітальні витрати, тис. грн.;

Z_6 – можливий народногосподарський збиток від перерви електропостачання, викликаной відключенням споживачів внаслідок пошкоджень елементів електричної мережі.

$$K = K_n + K_l, \quad (1.13)$$

де K_n - одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій;

K_l - капітальні витрати на спорудження ліній.

$$K_n = K_T + (K_B + K_{BPII}) + K_{ЗPII} + K_{KII} + K_{пост}, \quad (1.14)$$

де K_T – вартість трансформаторів, тис. грн.;

$K_B + K_{BPII}$ – капітальні вкладення у вимикачі та відкриті розподільчі пристрої, тис. грн.;

$K_{ЗPII}$ – витрати, що враховують вартість закритих розподільних установок, тис. грн.;

K_{KII} – витрати на компенсуючі пристрої;

$K_{пост}$ – постійна частина витрат, тис. грн.

Розрахуємо витрати для *I варіанта* схеми.

Визначаємо K_T за [19].

$$K_T = 2 \cdot 14613,2 + 8 \cdot 20281,8 = 191480,8 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_B + K_{BPII}$ за [16].

$$K_B + K_{BPII} = 5 \cdot 14789,2 = 73946,0 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_{ЗPII}$ за [16]:

$$K_{ЗPII} = 5 \cdot 5521,7 = 27608,5 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$K_{KII} = 0 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо постійні витрати $K_{пост}$ згідно [14].

$$K_{пост} = 5 \cdot 8206,6 = 41033 \text{ (тис. грн.)}.$$

Отже загальна вартість підстанцій:

$$K_{II} = 19148,08 + 73946 + 27608,5 + 41033 = 334068,3 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$K_{Л} = C_m \cdot l, \quad (1.15)$$

де C_m – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.

Визначаємо вартість ЛЕП C_m з СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011 [19] для залізобетонних опор.

$$K_{Л} = 1380 \cdot 72,6 + 1573 \cdot 19,8 = 131333,4 \text{ (тис. грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 334068,3 + 131333,4 = 465401,7 \text{ (тис. грн.)};$$

E – щорічні затрати на експлуатацію мережі:

$$E = E_{Л} + E_{II} + E_{\Delta W}, \quad (1.16)$$

де $E_{Л}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт ліній, тис. грн.

$$E_{Л} = \frac{(a_{л\%} + P_{л\%} + O_{л\%})}{100} K_{Л}, \quad (1.17)$$

де a – амортизація;

P – поточний ремонт;

O – обслуговування.

$$\frac{(a_{л\%} + P_{л\%} + O_{л\%})}{100} = 0,0594;$$

$$E_{л} = 0,0594 \cdot 131333,4 = 7801,2 \text{ (тис. грн.)};$$

$E_{л}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт підстанцій, тис. грн.:

$$E_{л} = \frac{(a_{л\%} + P_{л\%} + O_{л\%})}{100} K_{л};$$

$$\frac{(a_{л\%} + P_{л\%} + O_{л\%})}{100} = 0,21;$$

$$E_{л} = 0,21 \cdot 334068,3 = 70154,343 \text{ (тис. грн.)};$$

$E_{\Delta W}$ – відрахування від капітальних витрат на вартість втрат електроенергії ΔW за рік, тис. грн.:

$$E_{\Delta W} = b_0 \cdot \Delta W = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot \sum \frac{S_{л}^2}{U_{н}^2} \cdot R_{л} \cdot \tau, \quad (1.18)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії; згідно завдання $b_0 = 1,7$ грн/(кВт·год);

τ - час втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{3900}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2314,4 \text{ (год.)}.$$

де $T_{нб}$ – тривалість використання найбільшого навантаження. Згідно завдання $T_{нб} = 3900$ (год.).

$$E_{\Delta W} = 1,7 \cdot \left(\frac{38,91^2 \cdot 1,6 + 11,446^2 \cdot 4,93 + 13,005^2 \cdot 3,29 + 44,458^2 \cdot 1,6 +}{110^2} \cdot \frac{21,317^2 \cdot 3,83 + 4,77^2 \cdot 3,56 + 26,272^2 \cdot 2,47}{110^2} \right) \times \\ \times 2314,4 = 3357,1 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$E = 7801,2 + 70154,34 + 3357,1 = 81312,65 \text{ (тис.грн).}$$

Оскільки всі нові навантаження живляться з двох сторін (кільцеві схеми), то приймаємо $З$ рівним нулю.

Приведені витрати дорівнюють:

$$З = 0,12 \cdot 465401,7 + 81312,65 = 137160,85 \text{ (тис.грн).}$$

Розрахунок затрат для *II варіанта схеми* проводимо аналогічно.

Усі результати розрахунків для двох варіантів зводимо в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Вартісні показники ефективності схеми, [тис.грн]

№ сх.	K_{II}	K_L	K	E_L	E_{II}	$E_{\Delta w}$	E	$З$
1	334068,3	131333,40	465401,70	7801,20	70154,34	3357,10	81312,65	137160,85
2	334068,3	136312,00	470380,30	8096,93	70154,34	3357,10	81608,38	138054,01

Висновки по розділу 1.

Таким чином, у цьому розділі роботи було розроблено п'ять варіантів схем розвитку електромережі. Обрано електричні схеми підстанцій та типи силових трансформаторів. В результаті техніко-економічного порівняння двох варіантів схем для подальших розрахунків залишаємо перший варіант схеми мережі, для якого надалі розрахуємо основні режими роботи електричної мережі.

2 РОЗРАХУНОК ХАРАКТЕРНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Розрахункова модель електричної мережі

Схему заміщення електричної мережі складають, об'єднуючи схеми заміщення окремих елементів мережі згідно з послідовністю цих елементів у розрахунковій мережі.

Схеми заміщення окремих елементів мережі і розрахунок параметрів цих схем наведені нижче.

1. ЛЕП напругою 110–330 кВ зображуються заступними схемами (рис. 2.1, 2.2):

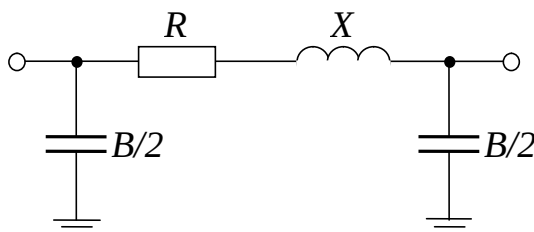


Рисунок 2.1 – Схема заміщення ЛЕП напругою 110–330 кВ

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n_u}; \quad (2.1)$$

$$X = \frac{x_0 \cdot l}{n_u}; \quad (2.2)$$

$$\frac{B}{2} = \frac{b_0 \cdot l \cdot n_u}{2}, \quad (2.3)$$

де r_0 , x_0 , b_0 – відповідно питомі параметри (на 1 км довжини) активного і реактивного опорів, а також ємнісна провідність лінії, визначаються за [14];

l – довжина лінії;

n_u – кількість ланцюгів.

Зарядна потужність лінії:

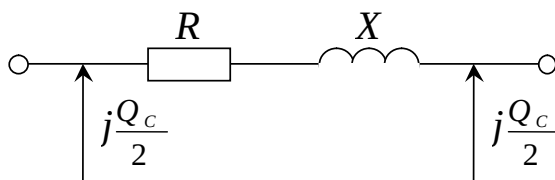


Рисунок 2.2 – Схема заміщення ЛЕП з зарядною потужністю

$$Q_C = U_n^2 \cdot B. \quad (2.4)$$

Розрахуємо параметри лінії 300-1001 за формулами (2.1)–(2.4):

$$R = 0,162 \cdot 9,9 = 1,6 \text{ (Ом)};$$

$$X = 0,413 \cdot 9,9 = 4,09 \text{ (Ом)};$$

$$B = 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 9,9 = 27,225 \cdot 10^{-6} \text{ (См)};$$

$$Q_C/2 = 110^2 \cdot 27,225 \cdot 10^{-6} / 2 = 0,165 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахунок параметрів схеми заміщення інших ЛЕП проводимо аналогічно, результати зводимо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри схеми заміщення ліній

ЛЕП	n_l	L , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	R_l , Ом	X_l , Ом	B , См 10^{-6}	$Q_c/2$, МВАр
6-1004	1	9,90	0,162	0,413	2,75	1,60	4,09	27,225	0,165
1004-1002	1	19,80	0,249	0,427	2,66	4,93	8,45	52,668	0,319
1002-1005	1	13,20	0,249	0,427	2,66	3,29	5,64	35,112	0,212
1005-126	1	9,90	0,162	0,413	2,75	1,60	4,09	27,225	0,165
300-1003	1	15,40	0,249	0,427	2,66	3,83	6,58	40,964	0,248
1003-1001	1	14,30	0,249	0,427	2,66	3,56	6,11	38,038	0,230
1001-14	1	9,90	0,249	0,427	2,66	2,47	4,23	26,334	0,159

2. Двообмоткові трансформатори зображуються заступною схемою (рис. 2.3):

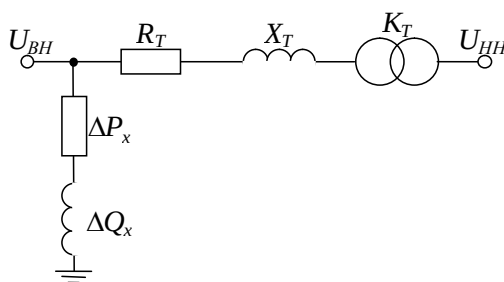


Рисунок 2.3 – Заступна схема двообмоткового трансформатора

Параметри опорів трансформаторів R_T , X_T , K_T , ΔP_x , ΔQ_x визначаємо за довідником [11] (див. табл. 1.7):

Для нових вузлів в наступному розділі, розраховуємо основні режими роботи мережі після розвитку.

2.2 Визначення розрахункових і приведених навантажень підстанцій

З метою спрощення розрахункової схеми (зменшення кількості вузлів) кожна двотрансформаторна підстанція може бути подана лише одним вузлом, який відповідає стороні вищої напруги, після приведення до цієї сторони навантаження $\dot{S}_{нв}$, заданого на шинах $U_{нн} = 10$ кВ.

Значення приведенного навантаження i -ої підстанції визначається за виразом:

$$\dot{S}_{прив i} = \dot{S}_{нв i} + \Delta \dot{S}_{T i}, \quad (2.5)$$

де $\Delta \dot{S}_{T i} = \Delta P_{Ti} + j\Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати потужності в трансформаторах підстанцій. Для двообмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_K \cdot S_{нв}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x; \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_T = \frac{u_K \% \cdot S_{нв}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}} + n \cdot \Delta Q_x, \quad (2.7)$$

де $S_{нв}$ – модуль потужності навантаження в розрахунковому режимі;
 $S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора.

Для вузла № 1001:

$$\Delta P_T = \frac{85 \cdot 10^{-3} \cdot 21,505^2}{2 \cdot 16^2} + 2 \cdot 19 \cdot 10^{-3} = 0,115 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta Q_T = \frac{10,5 \cdot 21,505^2}{100 \cdot 2 \cdot 16} + 2 \cdot 112 \cdot 10^{-3} = 1,742 \text{ (МВар)}.$$

$$\dot{S}_{прив Н1} = 20 + j7,905 + 0,115 + j1,742 = 20,115 + j9,647 \text{ (МВА)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 2.2.

Розрахуємо розрахункову потужність, що враховує зарядну потужність лінії і потужність компенсуючих пристроїв:

Для вузла 1001:

$$\dot{S}_{розр} = \dot{S}_{пр} - j \left(\frac{Q_{cij}}{2} + Q_{KV} \right),$$

$$\dot{S}_{розр1001} = 20,115 + j9,647 - j0,389 = 20,115 + j9,258 \text{ (МВА)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2– Визначення розрахункової потужності навантаження

Номер вузла	п тр.	ΔP_m , кВт	ΔQ_m , кВАр	$\frac{Q_c \cdot 10^{-6}}{2}$, МВАр	S_n , МВА	$S_{прив}$, МВА	$S_{розр}$, МВА
1001	2	0,115	1,742	0,389	20+j7,905	20,115+j9,647	20,115+j9,258
1002	2	0,111	1,605	0,531	22+j10,655	22,111+j12,26	22,111+j11,729
1003	2	0,119	1,779	0,478	24+j10,224	24,119+j12,003	24,119+j11,525
1004	2	0,126	1,935	0,484	25+j11,39	25,126+j13,325	25,126+j12,841
1005	2	0,149	2,429	0,377	28+j14,345	28,149+j16,774	28,149+j16,397

2.3 Визначення поточкорозподілу в мережі

Розрахунок поточкорозподілу в ЕМ виконуємо за розрахунковими навантаженнями, починаючи з найвіддаленіших пунктів мережі, приймаючи напругу мережі номінальною (по нульовій ітерації).

Втрати потужності в мережі враховують при $U_H \geq 110$ кВ.

На першому етапі розрахунку, напруги у вузлах приймають рівними номінальному значенню $U_{ном}$ мережі, втрати потужності в мережі не враховують $\Delta \dot{S}_l = 0$. При цих припущеннях визначають потужність на головних ділянках лінії. Потужність на інших ділянках мережі визначають, виходячи із балансу потужності у вузлах.

У результаті такого попереднього розрахунку визначаємо точку поточкорозподілу (струморозподілу), точку, в яку потужність поступає з двох сторін.

На другому етапі розрахунку кільцевої мережі, її розмикають у точці поточкорозподілу. Навантаження відповідного вузла теж розподіляється на дві частини, кожна з яких визначається потужністю, що поступає по приєднаній до неї лінії.

Подальший розрахунок ведуть так, як і для розімкненої мережі, враховуючи втрати потужності на ділянках ЛЕП $U_H \geq 110$ кВ.

Визначивши потужність в кінці лінії $\dot{S}_l^K$, визначають значення потужності на початку лінії $\dot{S}_l^n$:

$$\begin{aligned} \dot{S}_l' &= \dot{S}_l'' + \Delta \dot{S}_l = (P_l'' + jQ_l'') + (\Delta P_l + j\Delta Q_l) = \\ &= \left[P_l'' + \frac{(P_l'')^2 + (Q_l'')^2}{U_H^2} \cdot R_l \right] + j \left[Q_l'' + \frac{(P_l'')^2 + (Q_l'')^2}{U_H^2} \cdot X_l \right]. \end{aligned} \quad (2.8)$$

У бакалаврській роботі проводимо розрахунок поточкорозподілу потужностей для трьох режимів роботи мережі: максимального, мінімального і післяаварійного із максимальними навантаженнями.

Розрахунок струморозподілу наведено в додатках Ж, В-Д. Результати розрахунків наведені в табл. 2.3.

Результати розрахунків потокорозподілу для мінімального та післяаварійного режимів знаходяться в додатках Д та Е.

Таблиця 2.3 – Результати визначення потокорозподілу на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в лініях

Лінія	Початок	Кінець	Втрати
6-1004	26,144+j0,463	26,054+j0,234	0,09+j0,229
1004-1002	0,928-j12,607	0,862-j12,721	0,066+j0,114
1002-1005	21,534+j24,939	21,249+j24,45	0,285+j0,489
1005-126	50,139+j42,501	49,683+j41,336	0,456+j1,165
300-1003	25,668+j19,491	25,614+j19,399	0,054+j0,092
1003-1001	1,495+j7,874	1,476+j7,842	0,019+j0,032
1001-14	18,71+j1,538	18,639+j1,416	0,071+j0,122

2.4 Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі

Розрахунок робочих рівнів напруги в вузлових точках мережі проводиться від пункту живлення до найбільш віддалених точок мережі. По відомій напрузі U_1 на одному із кінців лінії напругу другого кінця U_2 можна визначити за такими формулами:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2};$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2}^n \cdot R_{1-2} + Q_{1-2}^n \cdot X_{1-2}}{U_1}.$$

Так як ми розраховували максимальний режим, то напругу на шинах підстанції приймаємо рівною напрузі, розрахованій у програмі “Втрати-high” (додаток Г).

Розрахуємо робочий рівень напруги у всіх вузлах для максимального режиму. Для інших режимів результати дістанемо з розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу “Втрати –110” (додатки Д, Е).

Для ділянки 6-1004-1002-1005-126 розраховуємо:

$$\Delta U_{6-1004} = \frac{P_{6-1004}^n \cdot R_{6-1004} + Q_{6-1004}^n \cdot X_{6-1004}}{U_6};$$

$$\Delta U_{6-1004} = \frac{26,144 \cdot 1,6 + 0,463 \cdot 4,09}{104,179} = 0,42 \text{ (кВ)};$$

$$U_{1004} = U_6 - \Delta U_{6-1004} = 104,179 - 0,42 = 103,759 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{1004-1002} = \frac{0,928 \cdot 4,93 - 12,607 \cdot 8,45}{103,759} = 1,071 \text{ (кВ)};$$

$$U_{1002} = U_{1004} - \Delta U_{1004-1002} = 103,759 - 1,071 = 102,688 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{1005-126} = \frac{50,139 \cdot 1,6 + 42,501 \cdot 4,09}{109,011} = 2,331 \text{ (кВ)};$$

$$U_{1005} = U_{126} - \Delta U_{1005-126} = 109,011 - 2,331 = 106,68 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{1002-1005} = \frac{21,534 \cdot 3,29 + 24,939 \cdot 5,64}{106,68} = 1,983 \text{ (кВ)};$$

$$U_{1002} = U_{1005} - \Delta U_{1002-1005} = 106,68 - 1,983 = 104,697 \text{ (кВ)}.$$

Для ділянки 300-1003-1001-14 розрахунки проводимо аналогічно.

$$\Delta U_{300-1003} = \frac{25,668 \cdot 3,83 + 19,491 \cdot 6,58}{115,5} = 1,962 \text{ (кВ)};$$

$$U_{1003} = 115,5 - 1,962 = 113,538 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{1003-1001} = \frac{1,495 \cdot 3,56 + 7,874 \cdot 6,11}{113,538} = 0,471 \text{ (кВ)};$$

$$U_{1001} = 113,538 - 0,471 = 113,067 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{1001-14} = \frac{18,71 \cdot 2,47 + 1,538 \cdot 4,23}{113,521} = 0,464 \text{ (кВ)};$$

$$U_{1001} = 113,521 - 0,464 = 113,057 \text{ (кВ)}.$$

Отримані розрахункові значення для інших режимів заносимо в таблицю

2.4.

Таблиця 2.4 – Розрахунок рівнів напруги

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	максимальний ре- жим	мінімальний режим	післяаварійний ре- жим
1001	113,057	109,202	115,625
1002	104,697	106,685	99,056
1003	113,538	109,333	112,222
1004	103,759	106,387	98,968
1005	106,68	107,327	97,368

2.5 Регулювання напруги в мережі

Проведемо регулювання напруги з метою забезпечення нормальних відхилень напруги на шинах нижчої напруги споживачів. Рівень напруги у цьому випадку має становити $(0,95-1,05) \cdot U_n$, тобто 9,5–10,5 кВ для номінальної напруги 10 кВ. Забезпечення допустимого рівня напруги у кожному вузлі на шинах споживачів проводиться у такий спосіб.

Визначаємо втрати напруги в трансформаторах, зведені до вищої напруги:

$$\Delta U'_T = \frac{P_{нв} \cdot R_T + Q_{нв} \cdot X_T}{n \cdot U_{ВН}}. \quad (2.9)$$

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходимо з умови забезпечення на боці НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{НН.б} = (1-1,05) \cdot U_n$:

$$K_{ТБ} = \frac{U_{ВН} - \Delta U_T}{U_{НН.б}}. \quad (2.10)$$

Бажані рівні напруги приймаються у відповідності з рекомендаціями (ПУЕ) для кожного з характерних режимів.

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації K_{TD} трансформатора, дійсну напругу на боці НН трансформаторної підстанції і положення перемикача відгалужень за [16], яка складається, виходячи з меж регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора.

Проведемо налаштування регулювання напруги у вузлі 1001:

$$\Delta U'_{T1} = \frac{20 \cdot 4,38 + 7,905 \cdot 86,7}{2 \cdot 113,057} = 3,418 \text{ (кВ)};$$

$$K_{TB} = \frac{113,057 - 3,418}{10,35} = 10,593;$$

$$K_{TD} = 10,636;$$

$$U_{HH_1001} = \frac{113,057 - 3,418}{10,636} = 10,308 \text{ кВ.}$$

Розрахунок по визначенню робочих рівнів напруг для всіх інших вузлів проводимо аналогічно. Для проведення розрахунку по регулюванню напруги на боці НН трансформаторних підстанцій у мінімальному та післяаварійному режимах користуємось результатами з розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу “Втрати –110” (додаток Д та Е).

Результати наведені в табл.. 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахунок рівнів напруг

Вузол	$U_{\max}, \text{кВ}$	$U_{\min}, \text{кВ}$	$U_{\text{п.ав}}, \text{кВ}$
1001	10,308	10,322	10,547
1002	10,361	10,38	10,076
1003	10,272	10,253	10,342
1004	10,43	10,342	9,836
1005	10248	10,406	9,926

Таким чином, в даному розділі БДР було виконано повний розрахунок вибраного варіанту мережі. Розраховані значення потужностей навантажень. Враховуючи навантаження, а також параметри схеми заміщення, розраховано втрати потужності в ланцюгах мережі в режимах максимальному, мінімальному та після аварійному. Розраховано значення напруги на стороні високої напруги підстанцій.

3 СПОСОБИ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛЕЙ МЕРЕЖІ

Нейтралями електроустановок називають загальні точки обмотки генераторів і трансформаторів, з'єднані в зірку [11-14, 21, 22].

Вид зв'язку нейтралей машин і трансформаторів з землею значною мірою визначає рівень ізоляції електроустановок і вибір комутаційної апаратури, значення перенапруг і способи їх обмеження, струми при однофазних замиканнях на землю, умови роботи релейного захисту і безпеки в електричних мережах, електромагнітний вплив на лінії зв'язку тощо [11].

Найчастішим пошкодженням в системі електропостачання (понад 2/3 всіх пошкоджень) є однофазне замикання на землю, випадкове електричне з'єднання частин електроустановок, що знаходяться під напругою, з заземленими конструктивними частинами або безпосередньо з землею. Струм, що проходить через землю в місці замикання, називається струмом однофазного замикання на землю. Згідно з класифікацією ПУЕ [22] електроустановки напругою вище 1000 В поділяються на установки з великими струмами замикання на землю, в яких струм однофазного замикання на землю перевищує 500 А, і установки з малими струмами замикання на землю, в яких струм однофазного замикання на землю дорівнює або менше 500 А.

Однофазне замикання на землю порушує симетрію електричної системи, при цьому залежно від способу заземлення нейтралі системи по-різному реагують на однофазне замикання на землю [13]. Міжнародною електротехнічною комісією (МЕК) рекомендована наступна класифікація систем залежно від способу заземлення нейтралі: система з ізолюваною нейтраллю, тобто нейтраллю, нормально не з'єднаною з землею; система з заземленою нейтраллю (наглухо, через активний або реактивний опір. Крім того, при визначенні умов, яким повинна задовольняти ізоляція електрообладнання і мереж, МЕК запропоновано розрізняти: системи з ефективно заземленою нейтраллю в даній точці; системи з неефективно заземленою нейтраллю.

В Україні згідно ПУЕ відносно заходів електробезпеки електроустановки поділяються на:

- електроустановки вище 1000 В в мережах з ефективно заземленою нейтраллю (з великими струмами замикання на землю);
- електроустановки вище 1000 В в мережах з ізольованою нейтраллю (з малими струмами замикання на землю);
- електроустановки до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю;
- електроустановки до 1000 В з ізольованою нейтраллю.

Ізольованою нейтраллю називається нейтраль, не приєднана до заземлювального пристрою або приєднана через апарати, що компенсують ємнісний струм в мережі (дугогасильні котушки), трансформатори напруги та інші апарати, які мають великий опір.

Глухозаземленою нейтраллю називається нейтраль трансформатора або генератора, приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір, наприклад, через трансформатори струму тощо.

Вибір того чи іншого режиму нейтралі електроустановок є результатом врахування багатьох техніко-економічних факторів конкретної системи електропостачання. При виборі способу заземлення нейтралі повинні враховуватися наступні вимоги: надійність роботи мереж; безперервне живлення приймачів електроенергії; економічність системи; можливість усунення небезпечних перенапруг; безпека системи; можливість подальшого розвитку системи без значної реконструкції [13].

Способи заземлення нейтралей мережі визначають:

- Експлуатаційну якість електричних мереж;
- Способи локалізації аварійних пошкоджень;
- Розвиток аварійних ситуацій, пов'язаних із замиканнями на землю;
- Умови безперебійного живлення споживачів;
- Струм у місці пошкодження і перенапруги у непошкоджених фазах під час однофазних замикань;
- Схему побудови релейного захисту від замикань на землю;

- Рівень ізоляції електрообладнання;
- Вибір апаратів для захисту від грозових та комутаційних перенапруг (обмежувачів перенапруг);
- Допустимий опір контура заземлення підстанцій;
- Безпеку персоналу й електрообладнання під час однофазних замикань.

3.1 Мережі з ізолюваною нейтраллю

В мережах з ізолюваними нейтраллями струми при однофазному замиканні на землю протікають через розподілення ємностей фаз, які для спрощення аналізу процесу умовно замінюють ємностями, зосередженими всередині ліній (рисунок 3.1). Міжфазні ємності при цьому не розглядаються, оскільки при однофазних пошкодженнях їх вплив на струми в землі незначний.

В нормальному режимі роботи напруги фаз мережі відносно землі ($\bar{U}_A, \bar{U}_B, \bar{U}_C$) симетричні і дорівнюють фазній напрузі, а ємнісні (зарядні) струми фаз відносно землі $\bar{I}_{C0A}, \bar{I}_{C0B}$ та $\bar{I}_{C0C}$ також симетричні і рівні між собою (рис. 3.1, а) [11]. Ємнісний струм фази

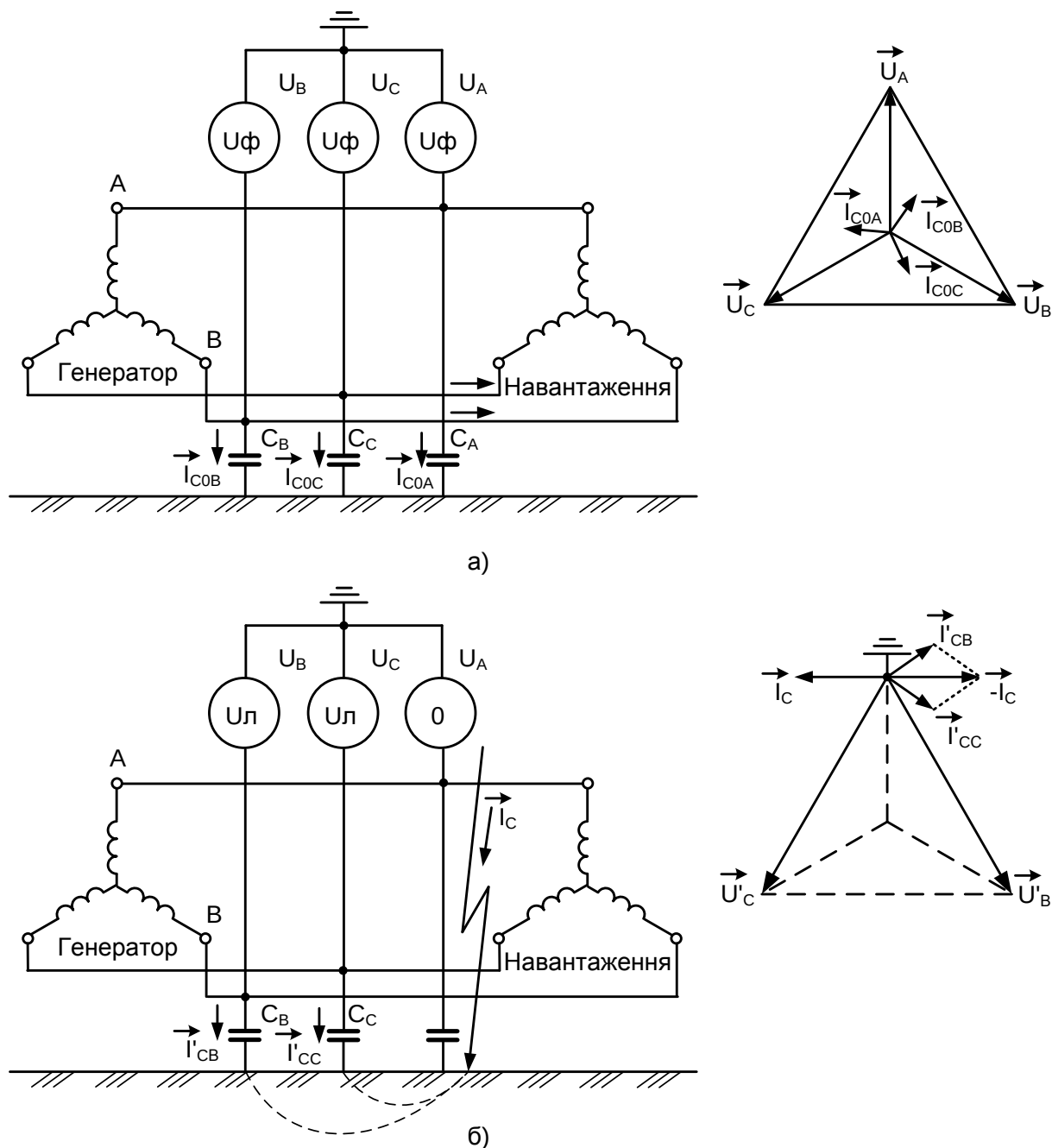
$$I_{C0} = U_{\phi} \omega C, \quad (3.1)$$

де C – ємність фази відносно землі.

Геометрична сума ємнісних струмів фаз дорівнює нулю. Ємнісний струм нормального режиму в одній фазі в сучасних мережах з ізолюваною нейтраллю, як правило не перевищує декількох ампер і практично не впливає на завантаження генераторів.

У випадку металічного замикання на землю в одній точці напруги нешкоджених фаз відносно землі зростають в $\sqrt{3}$ разів і стають рівними міжфазній напрузі. Наприклад, при замиканні на землю фази А (рис. 1.1, б) поверхня землі в точці пошкодження приймає потенціал цієї фази, а напруги фаз В і С

відносно землі становляться відповідно рівними міжфазним напругам $\vec{U}'_B = \vec{U}_{BA}$ і $\vec{U}'_C = \vec{U}_{CA}$. Ємнісні струми нешкоджених фаз В і С також збільшуються відповідно зі збільшенням напруги в $\sqrt{3}$ разів. Струм на землю фази А, обумовлений її власною ємністю, буде рівним нулю, оскільки ця ємність виявляється закороченою.



а) – нормальний режим;

б) – режим замикання фази А на землю

Рисунок 3.1 – Трифазна мережа з ізолюваною нейтраллю

Для струму в місці пошкодження можна записати:

$$\vec{I}_C = -(\vec{I}_{CB} + \vec{I}_{CC}), \quad (3.2)$$

тобто геометрична сума векторів ємнісних струмів неушкоджених фаз визначає вектор струму через місце пошкодження. Струм $\vec{I}_C$ виявляється втричі більшим, ніж ємнісний струм фази в нормальному режимі:

$$I_C = 3I_{C0} = 3U_\phi \omega C. \quad (3.3)$$

Згідно (3.3) струм I_C залежить від напруги мережі, частоти і ємності фаз відносно землі, яка залежить в основному від конструкції ліній мережі та їх довжини.

Приблизно струм I_C , А, можна визначити за такими формулами:

для повітряних мереж

$$I_C = U \cdot l / 350, \quad (3.4)$$

для кабельних мереж

$$I_C = U \cdot l / 10, \quad (3.5)$$

де U – міжфазна напруга, кВ;

l – довжина електрично зв'язаної мережі даної напруги, км.

У випадку замикання на землю через перехідний опір напруга пошкодженої фази відносно землі буде більшою нуля, але меншою фазної, а неушкоджених фаз – більшою фазної, але меншою лінійної. Меншим буде і струм замикання на землю.

При однофазних замиканнях на землю трикутних лінійних напруг не спотворюється, тому споживачі, які включені на міжфазні напруги, продовжують працювати нормально

Внаслідок того що при замиканні на землю напруга неушкоджених фаз відносно землі збільшується в $\sqrt{3}$ раз порівняно з нормальним значенням, ізоляція в мережах з ізольованою нейтраллю повинна бути розрахована на міжфазну напругу. Це обмежує область застосування цього режиму нейтралі мережами з напругою 35 кВ і нижче, де вартість ізоляції електроустановок не є визначальною і деяке її збільшення компенсується підвищеною надійністю живлення споживачів.

В той же час слід зауважити, що при роботі мережі з замкненою на землю фазою стає більш імовірним пошкодження ізоляції другої фази і виникнення міжфазної напруги короткого замикання через землю. Друга точка замикання може знаходитись на іншій ділянці електрично зв'язаної мережі. Таким чином, коротке замикання затроне декілька ділянок мережі, викликаючи їх відключення. Тому в мережах з ізольованими нейтралями обов'язково передбачають спеціальні сигнальні пристрої, які сповіщають персонал про виникнення однофазних замикань на землю.

Основними недоліками мереж з ізольованою нейтраллю є підвищені капіталовкладення, викликані необхідним рівнем ізоляції електроустановки; можливість замикання фази на землю через електричну дугу і появи перемезованих дуг, які мають при деяких умовах стійкий характер і викликають перенапруги, що розповсюджуються на всю електрично зв'язану мережу.

Виникнення електричної дуги в місці замикання на землю може пошкодити електрообладнання і викликати двофазне і трифазне КЗ, а перенапруги можуть призвести до пробоя ізоляції і виникненню КЗ в частинах установок з послабленою ізоляцією. Наслідком цього є невибіркова дія релейного захисту, що призводить до збільшення кількості аварійних відключень (в тому числі і неушкоджених ділянок), які іноді призводять до «розвалу» системи електропостачання [11, 13].

Допустимі значення струму нормуються ПУЕ і не повинні перевищувати наступних значень:

Напруга мережі, кВ	3-6	10	15-20	35
Ємнісний струм замикання на землю, А	30	20	15	10

В блочних схемах генератор-трансформатор на генераторній напрузі струм не повинен перевищувати 5 А.

3.2 Мережі з компенсованими нейтралями

Для зменшення ємнісних струмів однофазного замикання на землю між нейтралями джерел або приймачів електроенергії та землею включаються компенсувальні пристрої. Найбільше розповсюдження отримали заземлюючі котушки, які називаються дугогасильними, складаються з осердя і обмотки, які розміщені в кожусі, заповненому трансформаторним маслом. Індуктивність котушки L_k регулюється зміною числа витків або величиною зазору осердя. Активний опір котушки r_k порівняно з індуктивним малий.

В нормальному режимі роботи струм через реактор практично рівний нулю. При повному замиканні на землю однієї фази дугогасильний реактор попадає під фазну напругу і через місце замикання на землю протікає наряду з ємнісним струмом I_C також індуктивний струм реактора I_L (рис. 3.2). Оскільки індуктивний і ємнісний струми відрізняються по фазі на кут 180° , то в місці замикання на землю вони компенсують один одного. Якщо $I_C = I_L$ (резонанс), то через місце замикання на землю струм протікати не буде. Завдяки цьому дуга в місці пошкодження не виникає і усуваються пов'язані з нею небезпечні наслідки.

Сумарна потужність дугогасних реакторів (ДГР) для мереж визначається за виразом

$$Q = n \cdot I_C \cdot U_\phi, \quad (3.6)$$

де n – коефіцієнт, що враховує розвиток мережі; орієнтовно можна прийняти $n=1,25$;

I_C – повний струм замикання на землю, А;

U_ϕ – фазна напруга мережі, кВ.

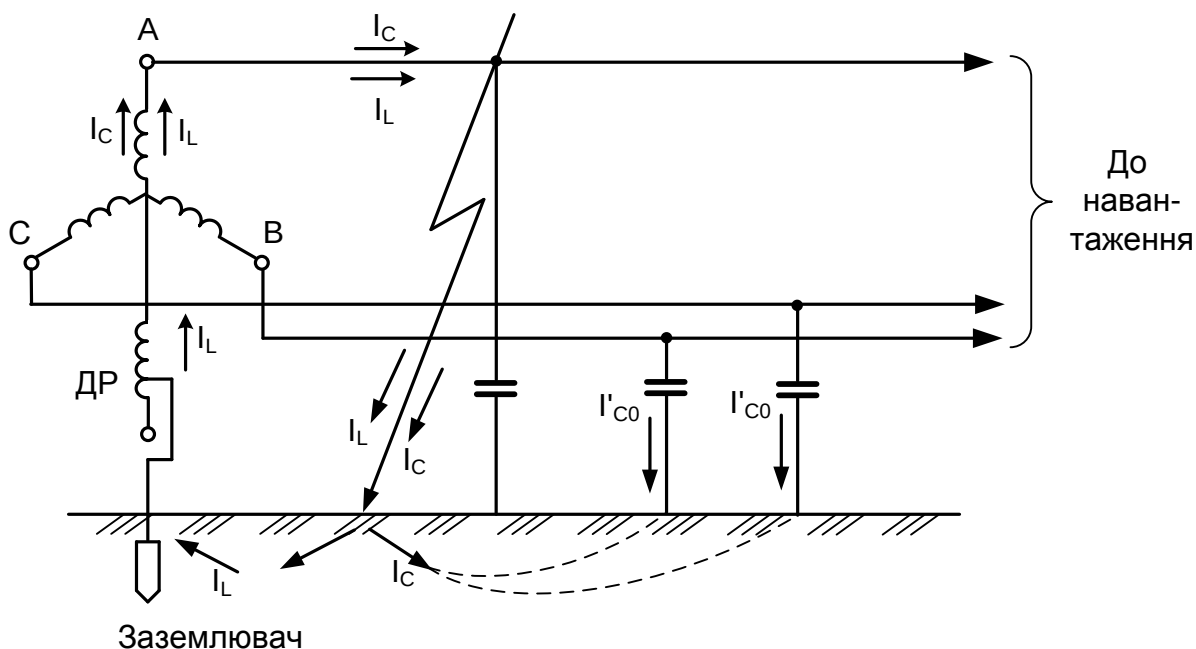


Рисунок 3.2 – Трифазна мережа з компенсованою нейтраллю

За розрахунковим значенням Q в каталозі підбираються реактори необхідної номінальної потужності. При цьому необхідно враховувати, що регулювальний діапазон реакторів повинен бути достатнім для забезпечення можливо більш повної компенсації ємнісного струму при ймовірних змінах схеми мережі (наприклад, при відключенні ліній тощо). При $I_C \geq 50$ А встановлюють два дугогасних реактори з сумарною потужністю, яка визначається за (3.6).

Дугогасні реактори повинні встановлюватися на вузлових живильних піdstанціях, пов'язаних з компенсованою мережею не менше ніж трьома лініями. При компенсації мереж генераторної напруги реактори розташовують зазвичай поблизу генераторів [11].

До недоліків систем, заземлених через дугогасну котушку, можна віднести: підвищені капітальні затрати, що викликані підвищеними вимогами до рівня ізоляції електроустановок; складність експлуатації систем з компенсованою

нейтраллю внаслідок необхідності вести постійний нагляд за станом компенсації і складності у визначенні місця пошкодження; можливість підвищення напруги «здорових» фаз відносно землі більше лінійного і виникнення перенапруг, якщо немає точного налаштування і дуга стійка; збільшення капітальних вкладень і експлуатаційних видатків в зв'язку з встановленням дугогасних апаратів порівняно з системою з ізольованою нейтраллю; складність релейного захисту і як наслідок підвищені витрати (капітальні та експлуатаційні).

3.3 Мережі з ефективно заземленими нейтралями

Згідно ПУЕ [22] електричною *мережею з ефективно заземленою нейтраллю* називається трифазна електрична мережа вище 1000 В, в якій відношення різниці потенціалів між неущодженою фазою і землею в точці замикання на землю іншої або двох інших фаз до різниці потенціалів між фазою і землею в цій точці до замикання (коефіцієнт замикання на землю) не перевищує 1,4 [22, 23]. При цьому потенціал землі і опір в точці замикання приймаються рівними нулю.

В мережах 110 кВ і вище визначальним у виборі способу заземлення нейтралей є фактор вартості ізоляції. Тут застосовується ефективне заземлення нейтралей, при якому під час однофазних замикань напруга на неущоджених фазах відносно землі дорівнює приблизно 0,8 міжфазної напруги в нормальному режимі роботи. Це основна перевага такого способу заземлення нейтралі.

Однак такий режим нейтралі має ряд недоліків. Так, при замиканні однієї фази на землю створюється короткозамкнений контур через землю і нейтраль джерела з малим опором, до якого прикладена ЕРС фази (рис. 3.3). Виникає режим КЗ, що супроводжується протіканням великих струмів. Для усунення пошкодження обладнання довготривале протікання великих струмів недопустиме, тому КЗ швидко відключається релейним захистом. Хоча значна частка однофазних пошкоджень в мережах напругою 110 кВ і вище відноситься до самоусуваючих, тобто зникаючих після зняття напруги. В таких випадках ефективні

пристрої автоматичного повторного включення (АПВ), які діють після роботи пристроїв релейного захисту і поновлюють живлення споживачів за мінімальний час.

Другий недолік – значне подорожчання виконуємого в розподільних установках контуру заземлення, який повинен відвести на землю великі струми КЗ і тому являє собою в даному випадку складну інженерну конструкцію.

Третій недолік – значний струм однофазного КЗ, який при великій кількості заземлених нейтралей трансформаторів, а також в мережах з автотрансформаторами може перевищувати струми трифазного КЗ. Для зменшення струмів однофазного КЗ застосовують, якщо це можливо і ефективно, часткове розземлення нейтралей (в основному 110-220 кВ). Можливо застосування для тих же цілей струмообмежувальних опорів, які вмикаються в нейтралі трансформаторів.

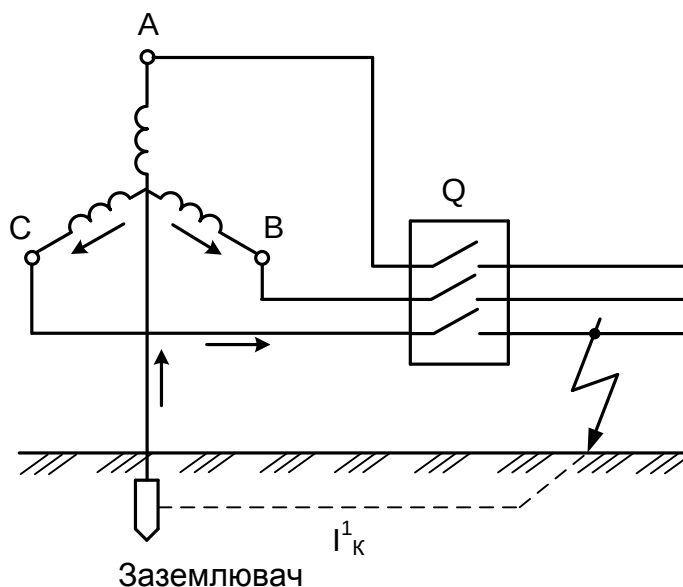


Рисунок 3.3 – Трифазна мережа з ефективно-заземленою нейтраллю

3.4 Мережі з глухозаземленими нейтралями

Такі мережі застосовуються на напругу до 1000 В для живлення трифазних та однофазних навантажень. В них нейтраль трансформатора або генерато-

ра приєднується безпосередньо або через малий опір. Для фіксації фазної напруги за наявності однофазних навантажень застосовують нульовий провідник, що пов'язаний з нейтраллю трансформатора (генератора). Цей провідник служить для виконання також і функції занулення, тобто до нього спеціально приєднують металеві частини електроустановок, що нормально не знаходяться під напругою. При наявності занулення пробій ізоляції на корпус викликає однофазне КЗ і спрацювання захисту з відключенням електроустановки від мережі.

Основні переваги системи з глухозаземленою нейтраллю наступні [13]: стабілізується потенціал нейтралі і усувається можливість появи стійких заземлюючих дуг і пов'язаних з ними наслідками; полегшується робота ізоляції при замиканнях на землю і перехідних процесах, що дає можливість або зниження рівня ізоляції (а отже і економії у витратах), або підвищення надійності роботи установок внаслідок більшого запасу міцності в ізоляції при збереженні рівня ізоляції порівняно з іншими способами заземлення нейтралі; забезпечується виконання чіткого, надійного, селективного і швидкодіючого релейного захисту; полегшується експлуатація системи відносно режиму нейтралей.

Але система з глухим заземленням нейтралі має ряд недоліків: будь-яке однофазне замикання на землю є КЗ і релейний захист одразу відключає пошкоджену ділянку, тобто порушується безперервність живлення, що вимагає для обмеження безструмових пауз використання пристроїв АПВ і виконання систем з резервуванням для найбільш відповідальних споживачів (підвищення затрат, додаткові капіталовкладення і збиток від недовідпуску продукції); значний електромагнітний вплив на лінії зв'язку, що призводить до збільшення затрат на захист останніх; деяке подорожчання релейного захисту у зв'язку з установкою її в трифазному виконанні; струми КЗ можуть сягати великих значень (перевищувати струми трифазних КЗ) при замиканнях на землю, що є причиною динамічних руйнівних зусиль, які розповсюджуються на значну частину системи; небезпека ураження людей внаслідок великих напруг дотику і кроку внаслідок струмів КЗ при однофазному замиканні на землю; значне збільшення затрат на заземлюючі пристрої.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

У розділі бакалаврської роботи розглядаються заходи з охорони праці в процесі монтажу та експлуатації електричної мережі 110/35 кВ. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює монтаж та обслуговування системи електропостачання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [25, 26]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

4.1.1 Вимоги з безпечної організації робочих місць на ПЛ

Під час оформлення завдання на виконання робіт працівник, який видає наряд (розпорядження), повинен враховувати наявність дефектів на ПЛ (опори, провід, трос, ізоляція, траверси, роз'єднувачі, пункти автоматичного секціонування і введення резервного живлення та ін.), перевірити за оперативною документацією наявність на ПЛ 6-35 кВ однофазних замикань на землю, які могли пошкодити арматуру опори, і зазначити в рядку "Окремі вказівки" наряду умови та способи виконання робіт [27]. Підніматись на опору і працювати на ній

дозволяється тільки в тих випадках, коли є впевненість в достатній стійкості і міцності опори. Необхідність і способи укріплення опори, міцність якої викликає сумнів (недостатнє заглиблення, спучення і перезволоження ґрунту, загнивання деревини, тріщини в бетоні тощо), визначає на місці керівник робіт.

Роботи зі складання, встановлення, виправлення, замінювання опор та їх елементів, а також із замінювання проводів (тросів) слід виконувати за технологічною картою або ППР під керівництвом керівника робіт із складу керівників або спеціалістів.

Опори, не розраховані на одностороннє тяжіння проводів і тросів, і ті, що тимчасово піддаються такому тяжінню, необхідно попередньо укріпити для запобігання їх падінню. Забороняється підніматись та перебувати на проміжній опорі, якщо на ній закріплено менше двох проводів.

Укріплення опори за допомогою розтяжок слід виконувати без піднімання на опору, тобто з телескопічної вишки або іншого механізму для піднімання людей, із встановленої поряд опори або застосовувати для цього спеціальні розкріплювальні пристрої, для навішування яких не потрібно підніматись по опорі.

Підніматись на опору дозволяється членам бригади:

- з групою II – для виконання тих видів робіт, що виконуються з вимкненням ПЛ, до верху опори;
- з групою I – для проведення всіх видів робіт не вище 3 м від землі (до ніг того, хто працює).

Під час переміщення по дерев'яній та залізобетонній опорах слід закріплюватись стропом запобіжного пояса за опору. Забороняється на кутових опорах зі штирьовими ізоляторами підніматись і працювати з боку внутрішнього кута. Забороняється підніматись на опори ПЛ до 154 кВ з боку траверс. Під час піднімання з переходом через траверси необхідно використовувати двостропні запобіжні пояси, переставляючи стропи через перешкоду так, щоб у будь-який момент працівник був закріплений одним зі стропів. Під час виконання роботи на опорі слід використовувати запобіжні пояси і спиратись на обидва кігті (ла-

зи) у разі їх застосування. Під час виконання роботи на опорі працівник повинен розташовуватись так, щоб не випустити з поля зору найближчі проводи, що перебувають під напругою.

У разі замінювання деталей опори необхідно виключити можливість її зміщення або падіння.

Забороняється відкопувати одночасно обидва стояки опори для замінювання одинарних і здвоєних приставок П- і АП-подібних опор. Слід спочатку замінити приставку на одному стояку опори, закріпити бандажі та втрамбувати землю і тільки тоді почати замінювати приставки на іншому стояку. Замінювати здвоєні приставки необхідно по чергово. Забороняється перебувати в котловані під час витягування або опускання приставки. Способи звальювання та встановлення опори, необхідність та способи її укріплення для запобігання відхиленню визначає керівник робіт або працівник, який видає наряд.

У разі застосування відтяжок з гаками вони повинні мати запобіжні замки. Під час виконання роботи на ізолювальних підвісках дозволяється переміщуватися по підтримувальних одноланцюгових і багатоланцюгових (з двома і більше гірляндами) підвісках ізоляторів та по натяжних багатоланцюгових підвісках. Працювати на одноланцюговій натяжній ізолювальній підвісці допускається із застосуванням спеціальних пристосувань (наприклад, трапів).

Під час виконання роботи на підтримувальній ізолювальній підвісці строп запобіжного пояса необхідно закріпити за траверсу. Якщо довжина стропу недостатня, слід застосовувати закріплені за пояс два страхувальних канати. Один канат прив'язують до траверси, а другий, попередньо заведений за траверсу, підстрахувальник бригади попускає в міру необхідності.

Під час виконання роботи на натяжній ізолювальній підвісці строп запобіжного пояса необхідно закріпити за траверсу або за призначене для цієї мети пристосування.

На підтримувальних та натяжних багатоланцюгових ізолювальних підвісках допускається закріплювати строп запобіжного пояса за одну з гірлянд ізоляторів, на якій робота не проводиться. Забороняється закріплювати строп за

гірлянди, на якій виконується робота.

У разі виявлення несправності, що може призвести до розчеплення ізолювальної підвіски, роботу необхідно припинити до усунення дефекту. Забороняється під час піднімання на траверси проводів, тросів або спускання з них, а також у разі їхнього натягування перебувати на цих траверсах або під ними. Вибирати схему піднімання вантажу та розміщувати піднімальні блоки слід так, щоб уникнути появи зусиль, які можуть призвести до пошкодження опори. Забороняється перебувати біля опори в тих місцях, над якими виконуються роботи.

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [27], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оперативного персоналу передбачається:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для підтримки допустимих значень шкідливих речовин потрібно передбачати установки або прилади зволоження та/або штучної іонізації, кондиціювання повітря.

4.2.3 Виробниче освітлення

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018, будівельно-монтажні роботи потребують освітлення, яке характеризується розрядом зорової роботи III, підрозряд «В».

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Нормовані значення штучного, природного та суміщеного освітлення наведені в таблиці 4.4.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

Таблиця 4.4 – Вимоги до освітлення приміщень, що будуються

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5 включно	III	в	малий середній великий	світлий середній темний	600	200	-	3,0

4.2.4 Виробничий шум

Шум вище гранично допустимих рівнів несприятливо діє на людину. Шум у приміщеннях широкосмуговий. Нормуємо шум на робочому місці. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку

на робочих місцях, де використовується будівельна техніка, мають відповідати вимогам СН 3223, ГОСТ 12.1.003 і наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньо геометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Виконання усіх видів робіт на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях потрібно застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись спеціальними інженерно-акустичними розрахунками: ширми, екрани зі звукопоглинаючих матеріалів, використання сертифікованого будівельного інструменту та індивідуальних засобів захисту.

4.3 Пожежна безпека

Приміщення підстанції за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відносяться до категорії Д – негорючі речовини і матеріали в холодному стані з зонами П-III (місця, де зберігаються тверді горючі речовини). Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується II ступенем вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відносяться будівлі з несучими і огорожувальними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону із застосуванням листових та плиткових негорючих матеріалів. В покриттях будівель допускається застосовувати незахищені сталеві конструкції. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних

конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площад-ки, кос-тури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між по-верхові (у т.ч. горищні та над підва-лами	елементи сумі-щених покрит-тів	
	несучі та схо-до-вих кліток	само-несучі	зов-ніш-ні не-несу-чі	внут-рішні не-несучі (пере-город-ки				пли-ти, на-сти-ли, про-го-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестій-кості

Протипожежні пере-шкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна ме-жа вогнестійкос-ті протипожеж-ної перешкоди (у хвилинах)	Тип запо-внення прорізів, не нижче	Тип про-типожеж-ного там-бур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 4.8 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відс-тані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 4.8. Протипожежні відстані від житлових, громад-

ських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських споруд слід приймати за таблицею 4.8 (знаменник).

Таблиця 4.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
II	6/9	8/9	10/12

На території підстанції встановлено 5 вогнегасників ВП-5.

ВИСНОВКИ

В бакалаврській дипломній роботі розв'язано актуальне питання розвитку електричних мереж 110/35 кВ з аналізом будови регулювальних пристроїв трансформаторів.

Відповідно до поставленої мети в роботі розв'язані такі основні **задачі**:

1. Проаналізовано методи й математичні моделі, які використовуються для комп'ютерного моделювання режимів роботи електричних мереж. Для подальших досліджень прийнято представлення електричної мережі з використанням методу вузлових напруг та розв'язанням систем нелінійних рівнянь із застосуванням модифікацій методу Ньютона. Використовуючи комп'ютерне моделювання розроблено варіанти схем підключення нових споживачів.

2. Для оптимального варіанту електричної схеми розвитку виконано розрахунки основних режимів. Було проведено низку розрахунків режимів мінімальних, максимальних навантажень та післяаварійний режим за допомогою ПК «Втрати-high» з метою виявлення максимальних значень потоків потужності та значень напруг в режимах. З аналізу отриманих результатів для введення даних режимів у допустимі межі було запропоновано заходи з регулювання напруги.

3. Запроектовано головну схему електричних з'єднань нових підстанцій споживачів напругою 110/10 кВ. За результатами розрахунку для ВРУ-110 кВ обрано схему № 110-4 «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

4. Проаналізовано способи заземлення нейтралей електричних мереж, їх область застосування, переваги та недоліки.

5. Проаналізовано умови праці обслуговуючого персоналу під час виконання робіт, пов'язаних з монтажем та експлуатацією обладнання та ліній електричних мереж. Розроблено технічні рішення з безпечної організації робочих місць на повітряних лініях, а також технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії та пожежної безпеки.

Таким чином, в роботі виконано усі поставлені задачі. Я ознайомився з методикою проєктування розвитку електричних мереж. Наближені до реальних вихідні дані дають змогу отримати результати, що дозволяють оцінити ефективність основних напрямків проєктування розвитку розподільних мереж 35-110 кВ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гутаревич Н. Енергетика під час війни в Україні: які зміни в регулюванні? URL: https://jurliga.ligazakon.net/aktualno/12602_energetika-pd-chas-vyni-v-ukran-yak-zmni-v-regulyuvann]
2. Цілі сталого розвитку: Україна. Національна доповідь. Міністерство економічного розвитку і торгівлі України, 2017. 174 с.
3. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
4. Прокіп Адріан, Попов Ігор. Зима 2023-2024: енергетичні і політичні виклики для України в умовах війни URL: <https://uifuture.org/publications/zyma-2023-2024-energetychni-i-politychni-vyklyky-dlya-ukrayiny-v-umovah-vijny/>
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схвалена розпорядженням Уряду від 18 серпня 2017 р. № 605-р. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
6. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей – 2019. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2019.pdf>
- 7 5. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025 роки / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Том I. Київ, 2015. 66 с.
8. Лелека О. А., Морозовський Є. В., Куліш М. О. Розвиток електричних мереж та аналіз режимів роботи нейтралей. Матеріали міжнародної науково-практичної конференції Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи, тези доповіді, Вінниця. 2024. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/view/21669>
9. СОУ НEE 40.1-00100227- 101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014. [Елект-

ронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0543732-14#Text>

10. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар Комп'ютерна програма «Програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ та розробки заходів щодо їх зменшення – Втрати» («Втрати») / Державний департамент інтелектуальної власності МОН України: Відділ з питань авторського права і суміжних прав. 2010.

11. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. 200 с. ISBN 978-966-641-817-6

12. Електричні системи і мережі. Частина 2 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2021. 159 с. ISBN 978-966-641-875-6

13. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.

14. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. ·Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.

15. Остапчук Ж. І., Кулик В. В., Видмиш В. А. Методичні вказівки до курсового проекту з курсу «Електричні системи та мережі» для студентів електроенергетичних спеціальностей. Вінниця:, ВНТУ, 2004. 76 с.

16. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

17. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.14

18. СОУ-НЄЕ 20.178-2008. Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 до 750 кВ електричних підстанцій.

19. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. Київ, 2016. 42 с.
20. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
21. Сирота І. М., Кисленко С. Н., Михайлов А. М. Режимы нейтралі електричних мереж. Київ: Наук. Думка, 1985. 264 с.
22. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
23. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.
24. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
25. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
26. 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->.
27. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
28. 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.

29. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
30. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
31. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
32. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.
33. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.
34. Положення про кваліфікаційні роботи на першому (бакалаврському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В. Сердюк, Т. В. Макарова. Вінниця: ВНТУ, 2021. 68 с.
35. Методичні вказівки до виконання бакалаврських кваліфікаційних робіт зі спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітніх програм «Електроенергетика та електротехніка», «Електричні станції» та «Електричні системи та мережі» [Електронний ресурс] / уклад.: В. В. Тептя, В. О. Комар. – Вінниця: ВНТУ, 2022, (PDF, 95 с.)

ДОДАТОК А
(обов'язковий)
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі 110/35 кв з аналізом конструктивних особливостей елегазових вимикачів

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

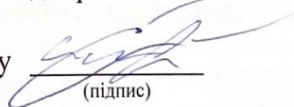
Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 81,4% Схожість 18,6%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

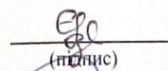
Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

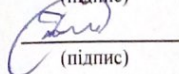
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Морозовський Є. В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Томашевський Ю. В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання БДР

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
_____ В. О. Комар
(підпис)
«___» _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання бакалаврської дипломної роботи
на тему:

**«РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110/35 КВ З АНАЛІЗОМ
СПОСОБІВ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛЕЙ»**

08-21.БДР.018.00.006 ТЗ

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
наук. ступінь, вчене звання, посада
_____ Томашевський Ю. В.
(підпис) (прізвища, ініціали)

Студент групи 2ЕЕ-206
назва групи
_____ Морозовський Є. В.
(підпис) (прізвища, ініціали)

Вінниця ВНТУ – 2024 р.

1. Підстава для виконання бакалаврської дипломної роботи (БДР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що сучасний стан енергетичної галузі України характеризується значним зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей, обмеженістю пропускної здатності ліній електропередачі електромереж. Разом з тим у регіонах спостерігається зміна структури та обсягів споживання електричної енергії та розвиток відновлюваних джерел електроенергії. Виходячи з цього постає необхідність впровадження заходів з реконструкції та розвитку електричних мереж 110/35 кВ.

б) наказ ректора ВНТУ № 80 від 11 березня 2024 р. про затвердження теми бакалаврських дипломних робіт.

2. Мета і призначення БДР

а) мета – приєднання нових споживачів електроенергії, підвищення ефективності транспортування електричної енергії мережами 110/35 кВ та забезпечення належної якості електропостачання споживачів;

б) призначення розробки – виконання бакалаврської дипломної роботи проектування розподільних електричних мереж 110/35 кВ, що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економичності її транспортування.

3. Вихідні дані для виконання БДР

Список використаних джерел розробки:

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. М. : Энергоатомиздат, 1985. 352 с.

2. Електричні системи і мережі. Частина 2 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2021. 159 с. ISBN 978-966-641-875-6

3. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник. Вінниця: Універсум. Вінниця, 2008. 171 с.

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

4. Технічні вимоги до виконання БДР

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

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 5 нових пунктів живлення 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;

– показники технологічності: розвиток електричної мережі, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися згідно вимог ПУЕ та ПТЕ.

– 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.

– живлення об'єкта проектування: виконується від шин 110 кВ підстанцій вузлів 100, 200.

– умови експлуатації об'єкта, що проектується: район по ожеледі – 3, нормативна стінка ожеледі – 15 мм, район по вітру – 3, середньорічна температура +6°C, максимальна температура +35°C, ступінь забрудненості – 2.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту електропостачання нових споживачів.

6. Етапи БДР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Вступ. Огляд літературних джерел	21.01.24	15.02.24	
2	Проектування оптимальної схеми розвитку електричної мережі 110/35 кВ (розділ 1 БДР)	16.02.24	15.03.24	
3	Розрахунок характерних режимів електричної мережі (розділи 2 БДР)	16.03.24	10.04.24	
4	Способи заземлення нейтралей мережі (розділ 3 БДР)	11.04.24	11.05.24	
5	Охорона праці (розділ 4 БДР)	12.04.24	19.05.24	
6	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	20.05.24	24.05.24	
7	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.24	04.06.24	
	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	05.06.24	07.06.24	
	Рецензування БДР	08.06.24	10.06.24	
	Захист БДР	За графіком		

7. Очікувані результати

В результаті виконання бакалаврської дипломної роботи очікується одержання обґрунтованих рекомендацій та пропозицій, які можуть бути використані в електричних мережах 110/35 кВ з метою підвищення ефективності електропостачання споживачів та покращення енергоефективності.

8. Матеріали, що подаються до захисту БДР

Пояснювальна записка БДР (переплетений паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, протокол перевірки БДР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту БДР

Виконання етапів розрахункової документації БДР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист БДР відбувається на засіданні Екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення БДР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на першому (бакалаврському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21», 2021 р.

11. Вихідні дані для розроблення БДР

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Б.1 (М 1:100000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б.1.

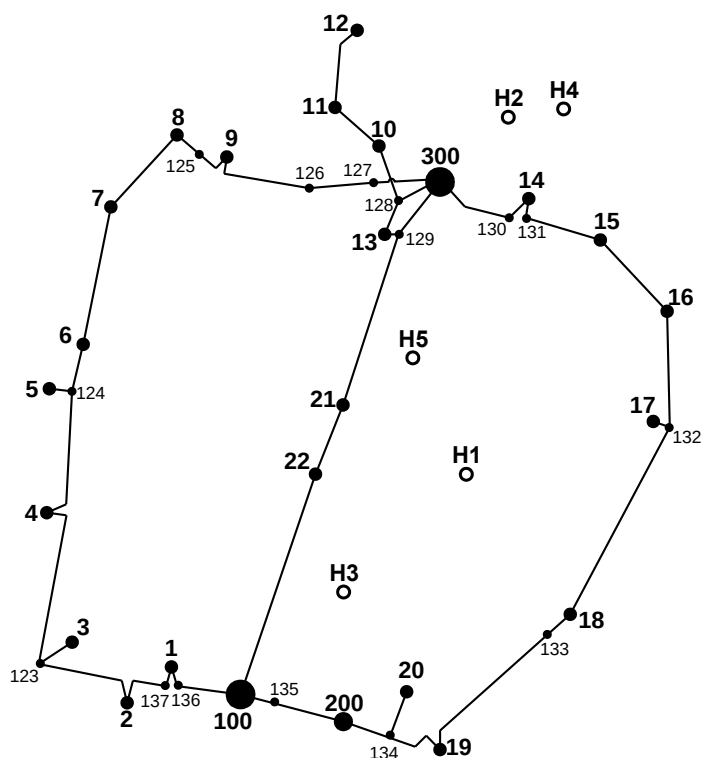
Джерелами живлення району є підстанції 100, 300. Робочі рівні напруги на шинах джерел живлення дорівнюють за найбільших навантажень – 105%, у режимі найменших навантажень – 100% та після найбільш важких аварій у проектуваній мережі – 110%. Номінальна напруга вторинних розподільних мереж 10, 35 кВ.

Найменше навантаження влітку 40% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 3900 годин на рік. Середня вартість 1 кВт·год недовідпущеної споживачам електроенергії 165.00 грн. Вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії становить 1,7 грн.

Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подана у табл. Б.2, Б.3.

Таблиця Б.1 – Дані про максимальне навантаження нових споживачів

Пункти		1	2	3	4	5
Найбільше зимове навантаження, МВт		20	22	24	25	28
Коефіцієнт потужності навантаження		0,93	0,9	0,92	0,91	0,89
Склад споживачів за категоріями	I	+	+	+	+	+
	II	+	+	+	+	+
	III	+	+	+	+	+



Масштаб : 1:100000

Рисунок Б.1 – Топографічна схема існуючої електричної мережі

Таблиця Б.2 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	136	Вінницький енерговузол – 136	АС-95	12,7
136	1	136 – Агрономічне	АС-120	2,8
1	137	Агрономічне – 137	АС-120	2,8
137	2	137 – Петрик	АС-95	16,3
2	123	Петрик – 123	АС-95	14,8
123	3	123 – Літин	АС-95	0,43
123	4	123 – Кожухів	АС-95	17,7
4	124	Кожухів – 124	АС-95	5,97
124	5	124 – Курортна	АС-95	1,8
124	6	124 – Хмільник	АС-95	10,4
7	6	Уланів – Хмільник	АС-95	22,5
8	7	Вишенька – Уланів	АС-120	22,4
125	8	125 – Вишенька	АС-120	10,3
9	125	Юрівка – 125	АС-150	6,6
126	9	126 – Юрівка	АС-120	20,8
127	126	127 – 126	АС-150	17,5
300	127	Козятин – 127	АС-185	3,1
300	128	Козятин – 128	АС-185	7,39
128	10	128 – Козятинська тяга	АС-185	12,56
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	АС-185	8,3
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	АС-185	18,5
128	13	128 – Сигнал	АС-185	0,06
129	13	129 – Сигнал	АС-185	0,01
300	129	Козятин – 129	АС-185	7,45
129	21	129 – Сосонка тяга	АС-185	45,18
21	22	Сосонка тяга – Калинівка	АС-185	5,22
100	22	Вінницький енерговузол – Калинівка	АС-185	53,1
300	130	Козятин – 130	АС-185	15,9
130	14	130 – Махаренці	АС-120	2,67
14	131	Махаренці – 131	АС-120	2,67
131	15	131 – Черемошне	АС-185	15,3
15	16	Черемошне – Погребище	АС-120	17,45
16	132	Погребище – 132	АС-120	11,5
132	17	132 – Плисків	АС-120	0,7

18	132	Липовець – 132	АС-120	27,5
133	18	133 – Липовець	АС-120	2,5
19	133	Степанівка – 133	АС-150	23,5
134	19	134 – Степанівка	АС-150	3,3
134	20	134 – Оленівка	АС-150	6,4
200	134	Вінницька 750 – 134	АС-150	4
135	200	135 – Вінницька 750	АС-150	15,75
100	135	Вінницький енерговузол – 135	АС-150	1,35

Таблиця Б.3 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_n , МВА	Марка трансформатора	Кіл-ть транс-рів
100	Він. енерговузол	0,85	Баланс. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Вінницька 750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Баланс. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,91	$3 + j1,37$	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,87	$3,3 + j1,87$	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,88	$5,6 + j3,02$	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,9	$2,2 + j1,07$	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,86	$4,8 + j2,85$	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,85	$8,7 + j5,39$	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,87	$2,6 + j1,47$	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	$2,5 + j1,21$	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,91	$3,1 + j1,41$	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятинська тяга	0,89	$32 + j16,36$	ТДТНЖ-40000/27/10	2
11	Глухівці	0,9	$4,4 + j2,13$	ТДН-10000/110/10	1
12	Завод Прогрес	0,91	$8 + j3,64$	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,9	$14 + j6,78$	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Махаренці	0,88	$5,5 + j2,97$	ТДТН-10000/110/35/10	1
15	Черемошне	0,87	$2,8 + j1,59$	ТМН-6300/110/10	1
16	Погребище	0,86	$10,2 + j6,05$	ТДТН-10000/110/35/10	2
17	Плисків	0,9	$4 + j1,94$	ТМН-6300/110/10	1
18	Липовець	0,9	$9 + j4,36$	ТДТН-16000/110/35/10	1
19	Степанівка	0,86	$3,9 + j2,31$	ТМН-6300/110/10	1
20	Оленівка	0,9	$3,6 + j1,74$	ТМН-6300/110/10	1
21	Сосонка	0,87	$26 + j14,73$	ТДТНЖ-25000/27/10	2
22	Калинівка	0,9	$17,5 + j8,48$	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2

ДОДАТОК В (довідниковий) Розрахунок усталеного режиму вихідної мережі

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 3900.0 год

Час втрат: 1922.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 181.086 МВт / 708.194 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 176.700 МВт / 689.130 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.023 МВт / 13.346 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.023 МВт / 13.346 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.580 МВт / 2.263 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.783 МВт / 3.454 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.363 МВт / 5.717 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.386 МВт / 19.064 млн.кВт*г (2.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-57.398	-30.683	115.500	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	114.300	-0.40
300	Козятин	-123.592	-72.355	115.500	0.00
123		0.000	0.000	111.307	-0.94
124		0.000	0.000	110.344	-1.17
125		0.000	0.000	112.721	-0.79
126		0.000	0.000	114.384	-0.37
127		0.000	0.000	115.350	-0.06
128		0.000	0.000	114.384	-0.39
129		0.000	0.000	114.385	-0.39
130		0.000	0.000	114.410	-0.39
131		0.000	0.000	114.007	-0.48
132		0.000	0.000	112.305	-0.99
133		0.000	0.000	112.800	-0.89
134		0.000	0.000	114.015	-0.49
135		0.000	0.000	115.406	-0.03
136		0.000	0.000	114.238	-0.28
137		0.000	0.000	113.779	-0.41
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.991	-0.35
1011		3.000	1.370	10.434	-3.26
2	Петрик	0.000	0.000	112.360	-0.71
1021		3.300	1.870	10.321	-4.02
3	Літин	0.000	0.000	111.294	-0.95
1031		2.800	1.510	10.300	-3.79
3332		0.000	0.000	107.498	-3.91
3532		0.000	0.000	35.988	-3.91
1032		2.800	1.510	10.075	-5.71
4	Кожухів	0.000	0.000	110.543	-1.13
1041		2.200	1.070	10.485	-3.38
5	Курортна	0.000	0.000	110.297	-1.18
1051		4.800	2.850	10.143	-4.34
6	Хмільник	0.000	0.000	110.260	-1.20
6661		0.000	0.000	105.124	-5.06
3561		0.000	0.000	35.194	-5.06
1061		8.700	5.390	10.033	-4.98
7	Уланів	0.000	0.000	111.146	-1.11
1071		2.600	1.470	10.298	-3.76

8	Вишенька	0.000	0.000	112.161	-0.92
1081		2.500	1.210	10.452	-3.41
9	Юрівка	0.000	0.000	113.015	-0.71
9991		0.000	0.000	109.414	-3.90
3591		0.000	0.000	36.630	-3.90
1091		3.100	1.410	10.271	-5.82
10	Козятинська тяга	0.000	0.000	112.443	-1.09
1010101		0.000	0.000	109.425	-3.65
1010102		0.000	0.000	109.425	-3.65
27101		0.000	0.000	26.166	-3.65
27102		0.000	0.000	26.166	-3.65
10101		16.000	8.180	10.294	-5.29
10102		16.000	8.180	10.294	-5.29
11	Глухівці	0.000	0.000	112.116	-1.23
10111		4.400	2.130	10.422	-4.02
12	Завод Пргорес	0.000	0.000	111.638	-1.43
10121		8.000	3.640	10.351	-4.65
13	Сигнал	0.000	0.000	114.385	-0.39
1313131		0.000	0.000	109.660	-3.22
1313132		0.000	0.000	109.660	-3.22
35131		0.000	0.000	36.712	-3.22
35132		0.000	0.000	36.712	-3.22
10131		7.000	3.390	10.472	-3.18
10132		7.000	3.390	10.472	-3.18
14	Махаренці	0.000	0.000	114.173	-0.44
1414141		0.000	0.000	109.467	-3.96
35141		0.000	0.000	36.648	-3.96
10141		5.500	2.970	10.217	-6.11
15	Черемошне	0.000	0.000	113.246	-0.76
10151		2.800	1.590	10.477	-3.50
16	Погребище	0.000	0.000	112.333	-0.96
1616161		0.000	0.000	107.538	-4.33
1616162		0.000	0.000	107.538	-4.33
35161		0.000	0.000	36.002	-4.33
35162		0.000	0.000	36.002	-4.33
10161		5.100	3.025	10.026	-6.40
10162		5.100	3.025	10.026	-6.40
17	Плисків	0.000	0.000	112.293	-1.00
10171		4.000	1.940	10.281	-5.05
18	Липовець	0.000	0.000	112.670	-0.92
1818181		0.000	0.000	108.546	-4.71
35181		0.000	0.000	36.340	-4.71
10181		9.000	4.360	10.361	-4.66
19	Степанівка	0.000	0.000	113.822	-0.55
10191		3.900	2.310	10.362	-4.39
20	Оленівка	0.000	0.000	113.930	-0.52
10201		3.600	1.740	10.496	-4.04
21	Сосонка	0.000	0.000	112.592	-1.01
2121211		0.000	0.000	108.444	-4.35
2121212		0.000	0.000	108.444	-4.35
27211		0.000	0.000	25.931	-4.35
27212		0.000	0.000	25.931	-4.35
10271		13.000	7.365	10.355	-4.30
10272		13.000	7.365	10.355	-4.30
22	Калинівка	0.000	0.000	112.577	-1.02
2222221		0.000	0.000	108.574	-4.71
2222222		0.000	0.000	110.097	-3.24
35221		0.000	0.000	36.349	-4.71
35222		0.000	0.000	36.859	-3.24
10221		8.750	4.240	10.364	-4.65
10222		8.750	4.240	10.388	-4.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	136	21.764	10.830	21.578	10.607	0.185	0.223	0.121	1.263
136	1	21.578	10.875	21.544	10.826	0.034	0.049	0.122	0.248
1	137	18.522	9.292	18.497	9.256	0.025	0.036	0.105	0.213
137	2	18.497	9.584	18.317	9.367	0.180	0.216	0.106	1.425

2	123	14.990	7.680	14.880	7.548	0.109	0.132	0.086	1.059
123	4	9.232	4.423	9.182	4.364	0.049	0.059	0.053	0.770
4	124	6.966	3.501	6.956	3.489	0.010	0.012	0.041	0.201
124	6	2.122	0.486	2.121	0.484	0.001	0.002	0.011	0.086
6	7	-6.651	-5.406	-6.696	-5.460	0.045	0.054	-0.045	-0.890
7	8	-9.316	-6.423	-9.379	-6.514	0.062	0.090	-0.059	-1.021
8	125	-11.897	-7.378	-11.940	-7.441	0.043	0.063	-0.072	-0.564
125	9	-11.940	-7.155	-11.960	-7.192	0.020	0.037	-0.071	-0.296
9	126	-15.089	-8.566	-15.222	-8.758	0.132	0.191	-0.088	-1.375
126	127	-15.222	-8.078	-15.305	-8.231	0.083	0.152	-0.087	-0.968
127	300	-15.305	-7.854	-15.317	-7.880	0.012	0.026	-0.086	-0.150
100	135	19.647	10.105	19.636	10.086	0.010	0.019	0.110	0.094
135	200	19.636	10.397	19.514	10.173	0.122	0.223	0.111	1.109
200	134	19.514	10.526	19.482	10.469	0.031	0.058	0.112	0.286
134	19	15.852	8.724	15.835	8.692	0.017	0.032	0.091	0.194
19	133	11.901	6.406	11.831	6.279	0.069	0.127	0.068	1.031
133	18	11.831	6.731	11.822	6.716	0.010	0.014	0.070	0.130
18	132	2.754	1.920	2.747	1.911	0.007	0.010	0.017	0.367
132	16	-1.286	0.214	-1.287	0.214	0.000	0.001	-0.007	-0.028
16	15	-11.587	-7.009	-11.656	-7.108	0.068	0.099	-0.069	-0.919
15	131	-14.477	-8.377	-14.534	-8.503	0.057	0.125	-0.085	-0.767
131	14	-14.534	-8.176	-14.550	-8.198	0.015	0.022	-0.084	-0.168
14	130	-20.103	-11.961	-20.133	-12.004	0.030	0.044	-0.118	-0.237
130	300	-20.133	-11.664	-20.245	-11.912	0.111	0.247	-0.117	-1.093
300	128	44.208	26.396	43.958	25.842	0.249	0.552	0.257	1.118
128	13	-1.156	-0.516	-1.156	-0.516	0.000	0.000	-0.006	-0.000
13	129	-15.257	-8.544	-15.257	-8.544	0.000	0.000	-0.088	-0.001
129	300	-43.575	-25.618	-43.822	-26.167	0.246	0.547	-0.255	-1.118
129	21	28.318	17.544	28.058	16.968	0.259	0.574	0.168	1.808
21	22	1.863	0.023	1.863	0.023	0.000	0.001	0.010	0.016
22	100	-15.750	-9.221	-15.988	-9.748	0.236	0.524	-0.093	-2.941
123	3	5.649	3.665	5.648	3.664	0.001	0.001	0.035	0.013
3	1031	2.811	1.701	2.798	1.509	0.013	0.191	0.017	3.830
124	5	4.834	3.296	4.832	3.294	0.002	0.002	0.031	0.048
5	1051	4.818	3.233	4.797	2.848	0.021	0.383	0.030	4.527
3	3332	2.814	1.834	2.806	1.629	0.008	0.205	0.017	4.032
132	17	4.033	2.370	4.033	2.369	0.000	0.000	0.024	0.013
17	10171	4.023	2.316	3.997	1.939	0.025	0.375	0.024	5.205
9	9991	3.115	1.768	3.107	1.541	0.009	0.226	0.018	3.846
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	3.107	1.541	3.098	1.409	0.009	0.131	0.018	2.335
8	1081	2.508	1.352	2.498	1.209	0.009	0.142	0.015	3.061
7	1071	2.610	1.639	2.598	1.469	0.011	0.169	0.016	3.692
6	6661	8.746	6.252	8.720	5.387	0.026	0.861	0.056	5.521
14	1414141	5.533	3.737	5.515	3.251	0.018	0.485	0.034	4.965
1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	5.515	3.251	5.497	2.968	0.018	0.282	0.034	2.993
15	10151	2.811	1.779	2.798	1.589	0.013	0.190	0.017	3.898
16	1616161	5.131	3.742	5.114	3.287	0.017	0.453	0.033	5.086
1616161	35161	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616161	10161	5.114	3.287	5.097	3.023	0.017	0.263	0.033	3.057
16	1616162	5.131	3.742	5.114	3.287	0.017	0.453	0.033	5.086
1616162	35162	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	5.114	3.287	5.097	3.023	0.017	0.263	0.033	3.057
18	1818181	9.041	5.132	9.017	4.357	0.023	0.771	0.053	4.477
1818181	35181	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1818181	10181	9.017	4.357	8.994	4.357	0.023	0.000	0.053	0.216
19	10191	3.923	2.694	3.898	2.309	0.026	0.384	0.024	5.796
134	20	3.630	1.988	3.628	1.985	0.002	0.003	0.021	0.086
20	10201	3.617	2.031	3.598	1.739	0.019	0.291	0.021	4.459
6661	3561	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
128	10	45.114	26.727	44.665	25.731	0.447	0.992	0.264	1.959
10	11	12.512	6.120	12.490	6.072	0.022	0.048	0.071	0.333
11	12	8.063	4.045	8.042	4.000	0.020	0.045	0.046	0.486
12	10121	8.024	4.210	7.995	3.638	0.029	0.570	0.047	3.741
11	10111	4.413	2.408	4.397	2.129	0.015	0.278	0.026	3.399
10	1010101	16.036	9.741	16.013	8.774	0.023	0.963	0.096	3.219
1010101	27101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1010101	10101	16.013	8.774	15.990	8.175	0.023	0.596	0.096	2.037
10	1010102	16.036	9.741	16.013	8.774	0.023	0.963	0.096	3.219
1010102	27102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1010102	10102	16.013	8.774	15.990	8.175	0.023	0.596	0.096	2.037

6661	1061	8.720	5.387	8.695	5.387	0.026	0.000	0.056	0.212
4	1041	2.206	1.182	2.199	1.069	0.007	0.113	0.013	2.735
2	1021	3.316	2.141	3.298	1.869	0.018	0.271	0.020	4.713
1	1011	3.011	1.565	2.998	1.369	0.013	0.195	0.017	3.449
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	2.806	1.629	2.798	1.509	0.008	0.119	0.017	2.435
22	2222221	8.788	4.969	8.766	4.237	0.022	0.729	0.052	4.352
2222221	35221	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2222221	10221	8.766	4.237	8.745	4.237	0.022	0.000	0.052	0.210
22	2222222	8.768	4.958	8.756	4.513	0.012	0.443	0.052	2.639
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	8.756	4.513	8.745	4.237	0.012	0.274	0.052	1.677
21	2121211	13.050	8.418	13.021	7.360	0.029	1.053	0.079	4.444
2121211	27211	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121211	10271	13.021	7.360	12.992	7.360	0.029	0.000	0.079	0.176
21	2121212	13.050	8.418	13.021	7.360	0.029	1.053	0.079	4.444
2121212	27212	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121212	10272	13.021	7.360	12.992	7.360	0.029	0.000	0.079	0.176
13	1313131	7.023	3.833	7.009	3.388	0.013	0.443	0.040	3.253
1313131	35131	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313131	10131	7.009	3.388	6.996	3.388	0.014	0.000	0.041	0.169
13	1313132	7.023	3.833	7.009	3.388	0.013	0.443	0.040	3.253
1313132	10132	7.009	3.388	6.996	3.388	0.014	0.000	0.041	0.169
1313132	35132	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Г (довідниковий)

Розрахунок спроектованої мережі в режимі максимальних навантажень

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 3900.0 год

Час втрат: 1922.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 307.543 МВт / 1205.080 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 295.700 МВт / 1153.230 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 9.769 МВт / 43.122 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 9.769 МВт / 43.122 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.827 МВт / 3.227 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.246 МВт / 5.501 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.074 МВт / 8.727 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 11.843 МВт / 51.850 млн.кВт*г (4.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-75.904	-39.453	115.500	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	114.212	-0.43
300	Козятин	-231.497	-138.754	115.500	0.00
123		0.000	0.000	107.653	-1.93
124		0.000	0.000	104.987	-2.67
125		0.000	0.000	107.095	-2.36
126		0.000	0.000	109.011	-1.85
127		0.000	0.000	114.601	-0.28
128		0.000	0.000	114.384	-0.39
129		0.000	0.000	114.385	-0.39
130		0.000	0.000	113.872	-0.58
131		0.000	0.000	113.368	-0.70
132		0.000	0.000	111.888	-1.13
133		0.000	0.000	112.555	-0.98
134		0.000	0.000	113.906	-0.53
135		0.000	0.000	115.399	-0.03
136		0.000	0.000	113.273	-0.51
137		0.000	0.000	112.443	-0.75
1	Агрономічне	0.000	0.000	112.840	-0.64
1011		3.000	1.370	10.322	-3.61
2	Петрик	0.000	0.000	109.801	-1.38
1021		3.300	1.870	10.064	-4.86
3	Літин	0.000	0.000	107.640	-1.93
1031		2.800	1.510	9.937	-4.98
3332		0.000	0.000	103.672	-5.11
3532		0.000	0.000	34.708	-5.11
1032		2.800	1.510	9.701	-7.04
4	Кожухів	0.000	0.000	105.611	-2.49
1041		2.200	1.070	9.993	-4.97
5	Курортна	0.000	0.000	104.937	-2.68
1051		4.800	2.850	9.606	-6.19
6	Хмільник	0.000	0.000	104.179	-2.94
6661		0.000	0.000	98.673	-7.29
3561		0.000	0.000	33.034	-7.29
1061		8.700	5.390	9.415	-7.20
7	Уланів	0.000	0.000	105.250	-2.79
1071		2.600	1.470	9.712	-5.75
8	Вишенька	0.000	0.000	106.444	-2.52

1081		2.500	1.210	9.889	-5.30
9	Юрівка	0.000	0.000	107.437	-2.25
9991		0.000	0.000	103.577	-5.80
3591		0.000	0.000	34.676	-5.80
1091		3.100	1.410	9.700	-7.95
10	Козятинська тяга	0.000	0.000	112.443	-1.09
1010101		0.000	0.000	109.425	-3.65
1010102		0.000	0.000	109.425	-3.65
27101		0.000	0.000	26.166	-3.65
27102		0.000	0.000	26.166	-3.65
10101		16.000	8.180	10.294	-5.29
10102		16.000	8.180	10.294	-5.29
11	Глухівці	0.000	0.000	112.116	-1.23
10111		4.400	2.130	10.422	-4.02
12	Завод Пргорес	0.000	0.000	111.638	-1.43
10121		8.000	3.640	10.351	-4.65
13	Сигнал	0.000	0.000	114.385	-0.39
1313131		0.000	0.000	109.660	-3.22
1313132		0.000	0.000	109.660	-3.22
35131		0.000	0.000	36.712	-3.22
35132		0.000	0.000	36.712	-3.22
10131		7.000	3.390	10.472	-3.18
10132		7.000	3.390	10.472	-3.18
14	Махаренці	0.000	0.000	113.521	-0.66
1414141		0.000	0.000	108.776	-4.22
35141		0.000	0.000	36.417	-4.22
10141		5.500	2.970	10.149	-6.40
15	Черемошне	0.000	0.000	112.669	-0.94
10151		2.800	1.590	10.420	-3.72
16	Погребище	0.000	0.000	111.850	-1.12
1616161		0.000	0.000	107.027	-4.52
1616162		0.000	0.000	107.027	-4.52
35161		0.000	0.000	35.831	-4.52
35162		0.000	0.000	35.831	-4.52
10161		5.100	3.025	9.976	-6.61
10162		5.100	3.025	9.976	-6.61
17	Плисків	0.000	0.000	111.875	-1.14
10171		4.000	1.940	10.239	-5.22
18	Липовець	0.000	0.000	112.411	-1.02
1818181		0.000	0.000	108.275	-4.82
35181		0.000	0.000	36.249	-4.82
10181		9.000	4.360	10.335	-4.77
19	Степанівка	0.000	0.000	113.696	-0.60
10191		3.900	2.310	10.350	-4.45
20	Оленівка	0.000	0.000	113.821	-0.56
10201		3.600	1.740	10.485	-4.09
21	Сосонка	0.000	0.000	112.592	-1.01
2121211		0.000	0.000	108.444	-4.35
2121212		0.000	0.000	108.444	-4.35
27211		0.000	0.000	25.931	-4.35
27212		0.000	0.000	25.931	-4.35
10271		13.000	7.365	10.355	-4.30
10272		13.000	7.365	10.355	-4.30
22	Калинівка	0.000	0.000	112.577	-1.02
2222221		0.000	0.000	108.574	-4.71
2222222		0.000	0.000	110.097	-3.24
35221		0.000	0.000	36.349	-4.71
35222		0.000	0.000	36.859	-3.24
10221		8.750	4.240	10.364	-4.65
10222		8.750	4.240	10.388	-4.65
1003		0.000	0.000	113.496	-0.60
1005		0.000	0.000	106.753	-2.63
1004		0.000	0.000	103.703	-3.22
1002		0.000	0.000	104.720	-3.08
1001		0.000	0.000	113.039	-0.78
1010011		10.000	3.952	10.447	-4.73
1010012		10.000	3.952	10.447	-4.73
1010021		11.000	5.328	10.361	-6.31
1010022		11.000	5.328	10.361	-6.31
1010031		12.000	5.112	10.272	-3.59
1010032		12.000	5.112	10.272	-3.59
1010041		12.500	5.695	10.430	-6.97

1010042	12.500	5.695	10.430	-6.97
1010051	14.000	7.172	10.248	-6.62
1010052	14.000	7.172	10.248	-6.62

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	136	38.801	18.840	38.216	18.137	0.582	0.701	0.215	2.232
136	1	38.216	18.401	38.110	18.247	0.106	0.153	0.216	0.435
1	137	35.088	16.708	34.998	16.578	0.089	0.129	0.199	0.400
137	2	34.998	16.899	34.355	16.125	0.640	0.770	0.199	2.664
2	123	31.028	14.404	30.554	13.833	0.472	0.568	0.180	2.176
123	4	24.904	10.642	24.534	10.197	0.368	0.443	0.145	2.081
4	124	22.318	9.295	22.215	9.171	0.103	0.124	0.132	0.639
124	6	17.380	6.101	17.274	5.974	0.105	0.127	0.101	0.830
6	7	-8.060	-5.773	-8.128	-5.854	0.067	0.081	-0.055	-1.083
7	8	-10.748	-6.908	-10.837	-7.037	0.089	0.129	-0.070	-1.216
8	125	-13.355	-7.966	-13.415	-8.052	0.059	0.086	-0.084	-0.663
125	9	-13.415	-7.794	-13.443	-7.845	0.028	0.051	-0.083	-0.350
9	126	-16.572	-9.300	-16.748	-9.555	0.175	0.254	-0.102	-1.600
126	127	-76.871	-47.886	-79.409	-52.527	2.528	4.622	-0.479	-5.645
127	300	-79.409	-52.155	-79.772	-52.959	0.361	0.800	-0.478	-0.900
126	1005	60.123	39.114	59.394	37.497	0.726	1.610	0.379	2.315
1005	1002	31.237	20.519	30.800	19.886	0.435	0.630	0.202	2.072
1002	1004	8.688	7.747	8.621	7.651	0.066	0.095	0.064	1.029
1004	6	-16.510	-5.746	-16.558	-5.852	0.048	0.106	-0.097	-0.502
100	135	21.115	10.865	21.103	10.843	0.012	0.022	0.118	0.101
135	200	21.103	11.155	20.962	10.896	0.141	0.258	0.119	1.191
200	134	20.962	11.249	20.925	11.182	0.036	0.066	0.120	0.307
134	19	17.296	9.436	17.275	9.398	0.021	0.038	0.100	0.212
19	133	13.341	7.110	13.254	6.951	0.087	0.159	0.077	1.152
133	18	13.254	7.401	13.241	7.383	0.012	0.018	0.078	0.145
18	132	4.174	2.581	4.159	2.561	0.014	0.020	0.025	0.527
132	16	0.126	0.856	0.126	0.856	0.000	0.000	0.004	0.038
16	15	-10.175	-6.383	-10.230	-6.462	0.054	0.078	-0.062	-0.825
15	131	-13.051	-7.738	-13.099	-7.842	0.047	0.104	-0.078	-0.706
131	14	-13.099	-7.519	-13.111	-7.538	0.013	0.018	-0.077	-0.154
14	1001	11.169	6.415	11.135	6.366	0.034	0.050	0.065	0.485
1001	1003	-8.976	-3.035	-9.003	-3.075	0.027	0.039	-0.048	-0.462
1003	300	-33.120	-14.751	-33.545	-15.365	0.423	0.612	-0.184	-2.010
14	130	-29.834	-17.554	-29.901	-17.651	0.067	0.097	-0.176	-0.353
130	300	-29.901	-17.314	-30.150	-17.866	0.248	0.550	-0.175	-1.634
300	128	44.208	26.396	43.958	25.842	0.249	0.552	0.257	1.118
128	13	-1.156	-0.516	-1.156	-0.516	0.000	0.000	-0.006	-0.000
13	129	-15.257	-8.544	-15.257	-8.544	0.000	0.000	-0.088	-0.001
129	21	28.318	17.544	28.058	16.968	0.259	0.574	0.168	1.808
21	22	1.863	0.023	1.863	0.023	0.000	0.001	0.010	0.016
22	100	-15.750	-9.221	-15.988	-9.748	0.236	0.524	-0.093	-2.941
129	300	-43.575	-25.618	-43.822	-26.167	0.246	0.547	-0.255	-1.118
1	1011	3.011	1.569	2.998	1.369	0.013	0.199	0.017	3.521
124	5	4.835	3.335	4.833	3.333	0.002	0.002	0.032	0.051
5	1051	4.821	3.277	4.797	2.848	0.024	0.427	0.032	4.974
3	3332	2.815	1.860	2.807	1.638	0.008	0.221	0.018	4.320
3332	3532	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	2.807	1.638	2.798	1.509	0.008	0.128	0.018	2.604
123	3	5.649	3.696	5.649	3.696	0.001	0.001	0.036	0.013
3	1031	2.812	1.716	2.798	1.509	0.014	0.206	0.018	4.082
1004	1010041	12.540	6.739	12.492	5.691	0.048	1.043	0.079	4.280
16	1616161	5.131	3.749	5.114	3.290	0.017	0.457	0.033	5.135
1616161	35161	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1616161	10161	5.114	3.290	5.097	3.023	0.017	0.266	0.033	3.086
16	1616162	5.131	3.749	5.114	3.290	0.017	0.457	0.033	5.135
1616162	35162	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	5.114	3.290	5.097	3.023	0.017	0.266	0.033	3.086
1004	1010042	12.540	6.739	12.492	5.691	0.048	1.043	0.079	4.280
15	10151	2.811	1.781	2.798	1.589	0.013	0.192	0.017	3.940
1002	1010021	11.030	6.132	10.993	5.325	0.037	0.804	0.069	3.823
1002	1010022	11.030	6.132	10.993	5.325	0.037	0.804	0.069	3.823
14	1414141	5.533	3.748	5.515	3.255	0.018	0.491	0.034	5.032

1414141	35141	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	5.515	3.255	5.497	2.968	0.018	0.285	0.034	3.033
1005	1010051	14.051	8.481	13.991	7.167	0.060	1.308	0.089	5.071
1005	1010052	14.051	8.481	13.991	7.167	0.060	1.308	0.089	5.071
9	9991	3.118	1.811	3.108	1.557	0.010	0.253	0.019	4.307
1003	1010031	12.028	5.882	11.992	5.109	0.035	0.770	0.068	3.210
1003	1010032	12.028	5.882	11.992	5.109	0.035	0.770	0.068	3.210
1001	1010011	10.036	4.790	9.994	3.950	0.042	0.837	0.057	4.172
1001	1010012	10.036	4.790	9.994	3.950	0.042	0.837	0.057	4.172
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	3.108	1.557	3.098	1.409	0.010	0.147	0.019	2.607
132	17	4.033	2.373	4.033	2.372	0.000	0.000	0.024	0.013
17	10171	4.023	2.319	3.997	1.939	0.025	0.378	0.024	5.249
18	1818181	9.041	5.136	9.018	4.357	0.023	0.775	0.053	4.502
1818181	35181	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1818181	10181	9.018	4.357	8.994	4.357	0.023	0.000	0.053	0.216
19	10191	3.923	2.695	3.898	2.309	0.026	0.385	0.024	5.810
134	20	3.630	1.989	3.628	1.986	0.002	0.003	0.021	0.086
20	10201	3.617	2.032	3.598	1.739	0.019	0.292	0.021	4.469
8	1081	2.509	1.368	2.498	1.209	0.011	0.158	0.015	3.398
7	1071	2.611	1.660	2.598	1.469	0.013	0.190	0.017	4.092
6	6661	8.753	6.369	8.724	5.387	0.029	0.978	0.060	6.166
6661	3561	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21	2121211	13.050	8.418	13.021	7.360	0.029	1.053	0.079	4.444
2121211	27211	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121211	10271	13.021	7.360	12.992	7.360	0.029	0.000	0.079	0.176
21	2121212	13.050	8.418	13.021	7.360	0.029	1.053	0.079	4.444
2121212	27212	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121212	10272	13.021	7.360	12.992	7.360	0.029	0.000	0.079	0.176
6661	1061	8.724	5.387	8.695	5.387	0.029	0.000	0.060	0.219
22	2222221	8.788	4.969	8.766	4.237	0.022	0.729	0.052	4.352
2222221	35221	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2222221	10221	8.766	4.237	8.745	4.237	0.022	0.000	0.052	0.210
22	2222222	8.768	4.958	8.756	4.513	0.012	0.443	0.052	2.639
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	8.756	4.513	8.745	4.237	0.012	0.274	0.052	1.677
4	1041	2.207	1.194	2.199	1.069	0.008	0.124	0.014	2.990
2	1021	3.317	2.155	3.298	1.869	0.019	0.285	0.021	4.924
13	1313131	7.023	3.833	7.009	3.388	0.013	0.443	0.040	3.253
1313131	35131	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313131	10131	7.009	3.388	6.996	3.388	0.014	0.000	0.041	0.169
13	1313132	7.023	3.833	7.009	3.388	0.013	0.443	0.040	3.253
1313132	35132	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313132	10132	7.009	3.388	6.996	3.388	0.014	0.000	0.041	0.169
128	10	45.114	26.727	44.665	25.731	0.447	0.992	0.264	1.959
10	1010101	16.036	9.741	16.013	8.774	0.023	0.963	0.096	3.219
1010101	10101	16.013	8.774	15.990	8.175	0.023	0.596	0.096	2.037
1010101	27101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	11	12.512	6.120	12.490	6.072	0.022	0.048	0.071	0.333
11	12	8.063	4.045	8.042	4.000	0.020	0.045	0.046	0.486
12	10121	8.024	4.210	7.995	3.638	0.029	0.570	0.047	3.741
11	10111	4.413	2.408	4.397	2.129	0.015	0.278	0.026	3.399
10	1010102	16.036	9.741	16.013	8.774	0.023	0.963	0.096	3.219
1010102	27102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1010102	10102	16.013	8.774	15.990	8.175	0.023	0.596	0.096	2.037

ДОДАТОК Д (довідниковий)

Розрахунок спроектованої мережі в режимі мінімальних навантажень

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 3900.0 год

Час втрат: 1922.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 105.531 МВт / 412.209 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.496 МВт / 403.634 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.088 МВт / 4.803 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.088 МВт / 4.803 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.798 МВт / 3.114 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.149 МВт / 0.658 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.948 МВт / 3.772 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.035 МВт / 8.575 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-25.764	-8.547	110.000	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	109.632	-0.19
300	Козятин	-79.707	-36.831	110.000	0.00
123		0.000	0.000	107.633	-0.83
124		0.000	0.000	106.807	-1.11
125		0.000	0.000	107.498	-0.99
126		0.000	0.000	108.043	-0.76
127		0.000	0.000	109.735	-0.12
128		0.000	0.000	109.629	-0.16
129		0.000	0.000	109.629	-0.16
130		0.000	0.000	109.498	-0.24
131		0.000	0.000	109.341	-0.30
132		0.000	0.000	108.923	-0.49
133		0.000	0.000	109.138	-0.43
134		0.000	0.000	109.542	-0.24
135		0.000	0.000	109.972	-0.02
136		0.000	0.000	109.336	-0.23
137		0.000	0.000	109.092	-0.34
1	Агрономічне	0.000	0.000	109.208	-0.29
1011		1.050	0.480	10.336	-1.38
2	Петрик	0.000	0.000	108.291	-0.61
1021		1.155	0.650	10.212	-1.82
3	Літин	0.000	0.000	107.628	-0.83
1031		0.980	0.530	10.175	-1.87
3332		0.000	0.000	106.374	-1.91
3532		0.000	0.000	35.612	-1.91
1032		0.980	0.530	10.103	-2.55
4	Кожухів	0.000	0.000	107.003	-1.05
1041		0.770	0.370	9.689	-1.88
5	Курортна	0.000	0.000	106.791	-1.12
1051		1.680	1.000	10.074	-2.27
6	Хмільник	0.000	0.000	106.553	-1.21
6661		0.000	0.000	104.803	-2.61
3561		0.000	0.000	35.086	-2.61
1061		3.045	1.890	10.017	-2.58
7	Уланів	0.000	0.000	106.926	-1.16
1071		0.910	0.510	10.112	-2.14
8	Вишенька	0.000	0.000	107.302	-1.05

1081		0.875	0.420	10.167	-1.99
9	Юрівка	0.000	0.000	107.595	-0.94
9991		0.000	0.000	106.408	-2.15
3591		0.000	0.000	35.624	-2.15
1091		1.085	0.490	10.110	-2.85
10	Козятинська тяга	0.000	0.000	108.981	-0.43
1010101		0.000	0.000	107.981	-1.37
1010102		0.000	0.000	107.981	-1.37
27101		0.000	0.000	25.820	-1.37
27102		0.000	0.000	25.820	-1.37
10101		5.600	2.860	10.269	-1.95
10102		5.600	2.860	10.269	-1.95
11	Глухівці	0.000	0.000	108.879	-0.49
10111		1.540	0.750	10.310	-1.50
12	Завод Пргорес	0.000	0.000	108.724	-0.57
10121		2.800	1.270	10.288	-1.73
13	Сигнал	0.000	0.000	109.629	-0.16
1313131		0.000	0.000	108.552	-1.22
1313132		0.000	0.000	108.552	-1.22
35131		0.000	0.000	36.341	-1.22
35132		0.000	0.000	36.341	-1.22
10131		2.450	1.190	10.377	-1.20
10132		2.450	1.190	10.377	-1.20
14	Махаренці	0.000	0.000	109.384	-0.28
1414141		0.000	0.000	107.845	-1.58
35141		0.000	0.000	36.105	-1.58
10141		1.925	1.040	10.228	-2.35
15	Черемошне	0.000	0.000	109.147	-0.40
10151		0.980	0.560	10.316	-1.42
16	Погребище	0.000	0.000	108.899	-0.49
1616161		0.000	0.000	107.341	-1.70
1616162		0.000	0.000	107.341	-1.70
35161		0.000	0.000	35.936	-1.70
35162		0.000	0.000	35.936	-1.70
10161		1.785	1.060	10.179	-2.42
10162		1.785	1.060	10.179	-2.42
17	Плисків	0.000	0.000	108.919	-0.50
10171		1.400	0.680	10.263	-1.96
18	Липовець	0.000	0.000	109.091	-0.44
1818181		0.000	0.000	107.688	-1.82
35181		0.000	0.000	36.052	-1.82
10181		3.150	1.530	10.293	-1.80
19	Степанівка	0.000	0.000	109.479	-0.27
10191		1.365	0.810	10.292	-1.67
20	Оленівка	0.000	0.000	109.513	-0.25
10201		1.260	0.610	10.337	-1.55
21	Сосонка	0.000	0.000	109.026	-0.40
2121211		0.000	0.000	107.604	-1.62
2121212		0.000	0.000	107.604	-1.62
27211		0.000	0.000	25.730	-1.62
27212		0.000	0.000	25.730	-1.62
10271		4.550	2.580	10.286	-1.60
10272		4.550	2.580	10.286	-1.60
22	Калинівка	0.000	0.000	109.026	-0.41
2222221		0.000	0.000	107.669	-1.75
2222222		0.000	0.000	108.195	-1.22
35221		0.000	0.000	36.046	-1.75
35222		0.000	0.000	36.222	-1.22
10221		3.063	1.480	10.291	-1.73
10222		3.063	1.480	10.299	-1.73
1003		0.000	0.000	109.333	-0.25
1004		0.000	0.000	106.387	-1.30
1005		0.000	0.000	107.327	-1.05
1001		0.000	0.000	109.202	-0.32
1002		0.000	0.000	106.685	-1.23
1010011		3.500	1.383	10.322	-1.77
1010012		3.500	1.383	10.322	-1.77
1010021		3.850	1.865	10.380	-2.29
1010022		3.850	1.865	10.380	-2.29
1010031		4.200	1.789	10.253	-1.36
1010032		4.200	1.789	10.253	-1.36
1010041		4.375	1.993	10.342	-2.52

1010042	4.375	1.993	10.342	-2.52
1010051	4.900	2.510	10.406	-2.39
1010052	4.900	2.510	10.406	-2.39

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	136	12.879	3.790	12.817	3.715	0.062	0.075	0.070	0.665
136	1	12.817	3.961	12.806	3.944	0.011	0.016	0.071	0.129
1	137	11.745	3.467	11.735	3.453	0.009	0.014	0.065	0.117
137	2	11.735	3.755	11.667	3.673	0.068	0.082	0.065	0.805
2	123	10.500	3.411	10.450	3.350	0.051	0.061	0.059	0.663
123	4	8.466	2.612	8.426	2.564	0.039	0.047	0.047	0.636
4	124	7.646	2.479	7.635	2.466	0.011	0.013	0.043	0.198
124	6	5.940	1.635	5.929	1.622	0.011	0.014	0.033	0.258
6	7	-2.859	-2.061	-2.867	-2.071	0.008	0.010	-0.019	-0.374
7	8	-3.787	-1.977	-3.797	-1.991	0.010	0.014	-0.023	-0.380
8	125	-4.682	-1.983	-4.689	-1.992	0.006	0.009	-0.027	-0.198
125	9	-4.689	-1.732	-4.691	-1.737	0.003	0.005	-0.027	-0.098
9	126	-5.790	-1.915	-5.808	-1.941	0.018	0.026	-0.033	-0.453
126	127	-26.665	-12.503	-26.938	-13.003	0.272	0.498	-0.157	-1.702
127	300	-26.938	-12.662	-26.977	-12.748	0.039	0.086	-0.156	-0.265
126	1005	20.857	11.331	20.776	11.151	0.081	0.180	0.127	0.724
1005	1002	10.913	5.818	10.865	5.749	0.047	0.068	0.066	0.649
1002	1004	3.107	1.968	3.101	1.959	0.006	0.009	0.020	0.301
1004	6	-5.708	-2.171	-5.714	-2.183	0.006	0.012	-0.033	-0.170
100	135	7.325	1.898	7.323	1.896	0.001	0.002	0.040	0.028
135	200	7.323	2.179	7.307	2.149	0.016	0.029	0.040	0.340
200	134	7.307	2.474	7.303	2.467	0.004	0.008	0.041	0.091
134	19	6.031	2.088	6.029	2.083	0.002	0.004	0.034	0.063
19	133	4.652	1.603	4.642	1.585	0.010	0.018	0.026	0.343
133	18	4.642	2.008	4.640	2.006	0.001	0.002	0.027	0.047
18	132	1.461	0.696	1.459	0.693	0.002	0.002	0.009	0.169
132	16	0.047	0.550	0.047	0.550	0.000	0.000	0.003	0.024
16	15	-3.566	-1.494	-3.572	-1.502	0.006	0.009	-0.020	-0.249
15	131	-4.563	-1.612	-4.568	-1.623	0.005	0.011	-0.026	-0.195
131	14	-4.568	-1.323	-4.569	-1.325	0.001	0.002	-0.025	-0.043
14	1001	3.987	2.381	3.982	2.374	0.005	0.007	0.024	0.182
1001	1003	-3.060	-0.434	-3.063	-0.439	0.003	0.004	-0.016	-0.131
1003	300	-11.524	-4.129	-11.576	-4.205	0.052	0.075	-0.065	-0.668
14	130	-10.503	-4.702	-10.511	-4.714	0.008	0.012	-0.061	-0.115
130	300	-10.511	-4.402	-10.540	-4.467	0.029	0.065	-0.060	-0.503
300	128	15.374	7.738	15.343	7.670	0.031	0.068	0.090	0.372
128	13	-0.372	0.086	-0.372	0.086	0.000	0.000	-0.002	-0.000
13	129	-5.327	-2.739	-5.327	-2.739	0.000	0.000	-0.031	-0.000
129	21	9.883	5.297	9.851	5.226	0.032	0.071	0.059	0.605
21	22	0.654	-0.295	0.654	-0.295	0.000	0.000	0.004	0.000
22	100	-5.531	-2.794	-5.560	-2.859	0.029	0.064	-0.033	-0.977
129	300	-15.210	-7.605	-15.240	-7.673	0.030	0.067	-0.089	-0.372
1	1011	1.051	0.505	1.049	0.480	0.002	0.025	0.006	1.171
124	5	1.695	1.105	1.695	1.105	0.000	0.000	0.011	0.017
5	1051	1.682	1.047	1.679	0.999	0.003	0.048	0.011	1.524
3	3332	0.981	0.569	0.980	0.544	0.001	0.025	0.006	1.303
3332	3532	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	0.980	0.544	0.979	0.530	0.001	0.015	0.006	0.790
123	3	1.984	1.243	1.984	1.243	0.000	0.000	0.013	0.005
3	1031	0.981	0.554	0.979	0.530	0.002	0.024	0.006	1.297
1004	1010041	4.378	2.108	4.372	1.992	0.005	0.115	0.026	1.256
16	1616161	1.788	1.145	1.786	1.091	0.002	0.054	0.011	1.602
1616161	35161	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616161	10161	1.786	1.091	1.784	1.059	0.002	0.031	0.011	0.967
16	1616162	1.788	1.145	1.786	1.091	0.002	0.054	0.011	1.602
1616162	35162	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	1.786	1.091	1.784	1.059	0.002	0.031	0.011	0.967
1004	1010042	4.378	2.108	4.372	1.992	0.005	0.115	0.026	1.256
15	10151	0.981	0.584	0.979	0.560	0.002	0.024	0.006	1.325
1002	1010021	3.852	1.955	3.848	1.864	0.004	0.091	0.023	1.152
1002	1010022	3.852	1.955	3.848	1.864	0.004	0.091	0.023	1.152
14	1414141	1.928	1.133	1.926	1.074	0.002	0.059	0.012	1.579

1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	1.926	1.074	1.924	1.039	0.002	0.034	0.012	0.957
1005	1010051	4.904	2.659	4.897	2.508	0.007	0.150	0.030	1.538
1005	1010052	4.904	2.659	4.897	2.508	0.007	0.150	0.030	1.538
9	9991	1.087	0.535	1.085	0.506	0.001	0.028	0.006	1.247
1003	1010031	4.202	1.887	4.197	1.788	0.004	0.098	0.024	1.066
1003	1010032	4.202	1.887	4.197	1.788	0.004	0.098	0.024	1.066
1001	1010011	3.503	1.488	3.498	1.382	0.005	0.105	0.020	1.339
1001	1010012	3.503	1.488	3.498	1.382	0.005	0.105	0.020	1.339
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	1.085	0.506	1.084	0.490	0.001	0.017	0.006	0.761
132	17	1.412	0.777	1.412	0.776	0.000	0.000	0.009	0.004
17	10171	1.402	0.726	1.399	0.680	0.003	0.046	0.008	1.682
18	1818181	3.154	1.625	3.151	1.529	0.003	0.096	0.019	1.454
1818181	35181	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
1818181	10181	3.151	1.529	3.148	1.529	0.003	0.000	0.019	0.078
19	10191	1.367	0.857	1.364	0.809	0.003	0.048	0.008	1.923
134	20	1.272	0.604	1.272	0.604	0.000	0.000	0.007	0.029
20	10201	1.262	0.647	1.259	0.610	0.002	0.037	0.007	1.482
8	1081	0.876	0.438	0.874	0.420	0.001	0.018	0.005	1.052
7	1071	0.911	0.531	0.909	0.510	0.001	0.021	0.006	1.257
6	6661	3.049	1.995	3.046	1.889	0.003	0.106	0.020	1.835
6661	3561	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21	2121211	4.554	2.710	4.551	2.578	0.004	0.131	0.028	1.461
2121211	27211	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121211	10271	4.551	2.578	4.547	2.578	0.004	0.000	0.028	0.064
21	2121212	4.554	2.710	4.551	2.578	0.004	0.131	0.028	1.461
2121212	27212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121212	10272	4.551	2.578	4.547	2.578	0.004	0.000	0.028	0.064
6661	1061	3.046	1.889	3.043	1.889	0.003	0.000	0.020	0.077
22	2222221	3.066	1.570	3.064	1.479	0.003	0.090	0.018	1.404
2222221	35221	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	3.064	1.479	3.061	1.479	0.003	0.000	0.018	0.076
22	2222222	3.064	1.569	3.063	1.513	0.001	0.055	0.018	0.852
2222222	35222	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	3.063	1.513	3.061	1.479	0.001	0.034	0.018	0.543
4	1041	0.770	0.384	0.770	0.370	0.001	0.014	0.005	0.925
2	1021	1.157	0.684	1.154	0.650	0.002	0.034	0.007	1.573
13	1313131	2.452	1.247	2.450	1.189	0.002	0.057	0.014	1.101
1313131	35131	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313131	10131	2.450	1.189	2.448	1.189	0.002	0.000	0.014	0.061
13	1313132	2.452	1.247	2.450	1.189	0.002	0.057	0.014	1.101
1313132	35132	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1313132	10132	2.450	1.189	2.448	1.189	0.002	0.000	0.014	0.061
128	10	15.715	7.923	15.660	7.801	0.055	0.122	0.093	0.650
10	1010101	5.602	3.051	5.599	2.932	0.003	0.119	0.034	1.028
1010101	10101	5.599	2.932	5.596	2.858	0.003	0.073	0.034	0.653
1010101	27101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	11	4.379	1.577	4.377	1.572	0.003	0.006	0.025	0.103
11	12	2.822	1.147	2.819	1.141	0.002	0.005	0.016	0.156
12	10121	2.802	1.340	2.798	1.269	0.004	0.071	0.016	1.205
11	10111	1.541	0.785	1.539	0.750	0.002	0.035	0.009	1.126
10	1010102	5.602	3.051	5.599	2.932	0.003	0.119	0.034	1.028
1010102	27102	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1010102	10102	5.599	2.932	5.596	2.858	0.003	0.073	0.034	0.653

ДОДАТОК Е

(довідниковий)

Розрахунок спроектованої мережі в післяаварійному режимі

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 3900.0 год

Час втрат: 1922.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 335.306 МВт / 1327.649 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 295.700 МВт / 1153.230 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 37.335 МВт / 164.802 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 37.335 МВт / 164.802 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.794 МВт / 3.095 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.478 МВт / 6.522 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.271 МВт / 9.618 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 39.606 МВт / 174.419 млн.кВт*г (13.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-120.886	-75.739	121.000	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	116.511	-1.16
300	Козятин	-187.738	-115.380	121.000	0.00
123		0.000	0.000	117.077	-0.88
124		0.000	0.000	116.177	-1.09
125		0.000	0.000	118.414	-0.74
126		0.000	0.000	119.967	-0.35
127		0.000	0.000	120.862	-0.05
128		0.000	0.000	119.417	-0.51
129		0.000	0.000	119.413	-0.51
130		0.000	0.000	118.615	-0.77
131		0.000	0.000	117.662	-0.98
132		0.000	0.000	111.749	-2.58
133		0.000	0.000	109.186	-3.24
134		0.000	0.000	115.464	-1.45
135		0.000	0.000	120.645	-0.09
136		0.000	0.000	119.820	-0.26
137		0.000	0.000	119.391	-0.38
1	Агрономічне	0.000	0.000	119.589	-0.32
1011		3.000	1.370	10.978	-2.96
2	Петрик	0.000	0.000	118.063	-0.66
1021		3.300	1.870	10.890	-3.65
3	Літин	0.000	0.000	117.065	-0.88
1031		2.800	1.510	10.871	-3.44
3332		0.000	0.000	113.509	-3.55
3532		0.000	0.000	38.001	-3.55
1032		2.800	1.510	10.662	-5.16
4	Кожухів	0.000	0.000	116.363	-1.05
1041		2.200	1.070	11.064	-3.07
5	Курортна	0.000	0.000	116.132	-1.09
1051		4.800	2.850	10.725	-3.93
6	Хмільник	0.000	0.000	116.099	-1.12
6661		0.000	0.000	111.271	-4.57
3561		0.000	0.000	37.252	-4.57
1061		8.700	5.390	10.623	-4.51
7	Уланів	0.000	0.000	116.937	-1.03
1071		2.600	1.470	10.870	-3.41
8	Вишенька	0.000	0.000	117.889	-0.85

1081		2.500	1.210	11.015	-3.10
9	Юрівка	0.000	0.000	118.688	-0.66
9991		0.000	0.000	115.314	-3.54
3591		0.000	0.000	38.605	-3.54
1091		3.100	1.410	10.846	-5.27
10	Козятинська тяга	0.000	0.000	117.578	-1.15
1010101		0.000	0.000	114.726	-3.48
1010102		0.000	0.000	114.726	-3.48
27101		0.000	0.000	27.433	-3.48
27102		0.000	0.000	27.433	-3.48
10101		16.000	8.180	10.810	-4.97
10102		16.000	8.180	10.810	-4.97
11	Глухівці	0.000	0.000	117.269	-1.28
10111		4.400	2.130	10.930	-3.82
12	Завод Пргорес	0.000	0.000	116.817	-1.46
10121		8.000	3.640	10.863	-4.39
13	Сигнал	0.000	0.000	119.413	-0.51
1313131		0.000	0.000	114.760	-3.10
1313132		0.000	0.000	114.760	-3.10
35131		0.000	0.000	38.420	-3.10
35132		0.000	0.000	38.420	-3.10
10131		7.000	3.390	10.961	-3.06
10132		7.000	3.390	10.961	-3.06
14	Махаренці	0.000	0.000	118.105	-0.88
1414141		0.000	0.000	113.611	-4.16
35141		0.000	0.000	38.035	-4.16
10141		5.500	2.970	10.624	-6.15
15	Черемошне	0.000	0.000	115.660	-1.66
10151		2.800	1.590	10.717	-4.28
16	Погребище	0.000	0.000	112.955	-2.27
1616161		0.000	0.000	108.196	-5.60
1616162		0.000	0.000	108.196	-5.60
35161		0.000	0.000	36.222	-5.60
35162		0.000	0.000	36.222	-5.60
10161		5.100	3.025	10.091	-7.64
10162		5.100	3.025	10.091	-7.64
17	Плисків	0.000	0.000	111.736	-2.59
10171		4.000	1.940	10.225	-6.68
18	Липовець	0.000	0.000	109.308	-3.21
1818181		0.000	0.000	105.029	-7.25
35181		0.000	0.000	35.162	-7.25
10181		9.000	4.360	10.024	-7.19
19	Степанівка	0.000	0.000	114.642	-1.67
10191		3.900	2.310	10.445	-5.45
20	Оленівка	0.000	0.000	115.379	-1.47
10201		3.600	1.740	10.641	-4.90
21	Сосонка	0.000	0.000	115.187	-1.85
2121211		0.000	0.000	111.148	-5.04
2121212		0.000	0.000	111.148	-5.04
27211		0.000	0.000	26.578	-5.04
27212		0.000	0.000	26.578	-5.04
10271		13.000	7.365	10.614	-4.99
10272		13.000	7.365	10.614	-4.99
22	Калинівка	0.000	0.000	115.437	-1.78
2222221		0.000	0.000	111.552	-5.28
2222222		0.000	0.000	113.032	-3.89
35221		0.000	0.000	37.346	-5.28
35222		0.000	0.000	37.841	-3.89
10221		8.750	4.240	10.649	-5.22
10222		8.750	4.240	10.672	-5.23
1003		0.000	0.000	112.222	-2.12
1005		0.000	0.000	97.368	-8.88
1004		0.000	0.000	98.968	-6.40
1002		0.000	0.000	99.056	-8.18
1001		0.000	0.000	115.625	-1.74
1010011		10.000	3.952	10.547	-5.51
1010012		10.000	3.952	10.547	-5.51
1010021		11.000	5.328	10.076	-14.02
1010022		11.000	5.328	10.076	-14.02
1010031		12.000	5.112	10.342	-5.07
1010032		12.000	5.112	10.342	-5.07
1010041		12.500	5.695	9.836	-11.99

1010042	12.500	5.695	9.836	-11.99
1010051	14.000	7.172	9.926	-17.13
1010052	14.000	7.172	9.926	-17.13

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
100	136	21.680	10.317	21.515	10.119	0.164	0.198	0.114	1.182
136	1	21.515	10.414	21.485	10.371	0.030	0.043	0.115	0.232
1	137	18.463	8.858	18.441	8.826	0.022	0.032	0.099	0.199
137	2	18.441	9.187	18.280	8.995	0.160	0.192	0.099	1.333
2	123	14.955	7.383	14.857	7.265	0.097	0.117	0.081	0.992
123	4	9.209	4.239	9.165	4.187	0.044	0.053	0.050	0.719
4	124	6.949	3.370	6.940	3.359	0.009	0.010	0.038	0.188
124	6	2.107	0.422	2.106	0.421	0.001	0.001	0.011	0.078
6	7	-6.664	-5.337	-6.704	-5.386	0.040	0.048	-0.042	-0.841
7	8	-9.324	-6.259	-9.379	-6.340	0.056	0.080	-0.055	-0.958
8	125	-11.898	-7.139	-11.936	-7.194	0.038	0.056	-0.068	-0.528
125	9	-11.936	-6.879	-11.954	-6.912	0.018	0.033	-0.067	-0.276
9	126	-15.082	-8.208	-15.200	-8.379	0.117	0.170	-0.083	-1.284
126	127	-15.200	-7.631	-15.274	-7.767	0.074	0.135	-0.082	-0.897
127	300	-15.274	-7.353	-15.284	-7.376	0.010	0.023	-0.081	-0.138
100	135	68.501	45.326	68.370	45.087	0.130	0.238	0.391	0.355
135	200	68.370	45.427	66.838	42.626	1.526	2.790	0.392	4.158
200	134	66.838	42.993	66.447	42.278	0.389	0.712	0.393	1.061
134	19	62.817	40.549	62.527	40.017	0.290	0.530	0.373	0.834
19	133	58.593	37.743	56.768	34.405	1.818	3.324	0.350	5.581
133	18	-10.855	-6.088	-10.864	-6.100	0.009	0.013	-0.066	-0.125
18	132	-19.933	-10.969	-20.255	-11.435	0.321	0.464	-0.120	-2.499
132	16	-24.289	-13.142	-24.479	-13.417	0.189	0.274	-0.142	-1.231
16	15	-34.779	-20.618	-35.383	-21.493	0.602	0.871	-0.206	-2.745
15	131	-38.204	-22.731	-38.589	-23.584	0.383	0.849	-0.222	-2.034
131	14	-38.589	-23.236	-38.695	-23.389	0.105	0.152	-0.221	-0.446
14	130	-44.247	-27.095	-44.386	-27.297	0.139	0.201	-0.253	-0.513
130	300	-44.386	-26.931	-44.904	-28.080	0.516	1.144	-0.252	-2.396
300	128	63.955	40.065	63.466	38.981	0.487	1.080	0.359	1.588
128	13	18.400	13.171	18.399	13.170	0.000	0.001	0.109	0.004
13	129	4.298	5.187	4.297	5.187	0.000	0.000	0.033	0.000
129	21	67.405	44.476	66.004	41.371	1.395	3.093	0.390	4.281
21	22	-12.246	-9.086	-12.261	-9.121	0.015	0.034	-0.076	-0.254
22	100	-29.874	-18.253	-30.705	-20.096	0.827	1.835	-0.175	-5.619
100	129	-63.107	-38.777	-63.595	-39.859	0.486	1.077	-0.358	-1.592
129	3	5.648	3.624	5.648	3.623	0.000	0.001	0.033	0.012
3	1031	2.810	1.682	2.798	1.509	0.011	0.172	0.016	3.598
1031	5	4.833	3.262	4.832	3.260	0.001	0.002	0.029	0.045
5	1051	4.816	3.192	4.797	2.848	0.019	0.343	0.029	4.243
1051	3	3332	2.812	1.800	2.805	0.007	0.183	0.016	3.760
3	132	17	4.033	2.373	4.033	2.373	0.000	0.000	0.013
132	17	10171	4.023	2.320	3.997	1.939	0.025	0.379	5.446
10171	9	9991	3.114	1.731	3.106	1.527	0.008	0.203	3.586
9	9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3591	9991	1091	3.106	1.527	3.098	1.409	0.008	0.118	2.180
1091	8	1081	2.507	1.337	2.498	1.209	0.008	0.128	2.881
1081	7	1071	2.608	1.621	2.598	1.469	0.010	0.152	3.470
1071	6	6661	8.741	6.158	8.718	5.387	0.023	0.769	5.160
6	1414141	5.530	3.680	5.513	3.230	0.017	0.448	0.032	4.779
1414141	1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
35141	1414141	10141	5.513	3.230	5.497	2.968	0.017	0.261	2.881
10141	15	10151	2.810	1.771	2.798	1.589	0.012	0.181	3.880
10151	16	1616161	5.130	3.733	5.113	3.284	0.017	0.447	5.187
1616161	1616161	35161	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
35161	1616161	10161	5.113	3.284	5.097	3.023	0.017	0.260	3.113
10161	16	1616162	5.130	3.733	5.113	3.284	0.017	0.447	5.187
1616162	1616162	35162	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
35162	1616162	10162	5.113	3.284	5.097	3.023	0.017	0.260	3.113
10162	18	1818181	9.044	5.185	9.019	4.357	0.025	0.824	4.947
1818181	1818181	35181	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	-0.000	-0.000
35181	1818181	10181	9.019	4.357	8.994	4.357	0.025	0.000	0.217
10181	6	1004	67.623	41.101	66.640	38.922	0.979	2.171	2.822

1004	1002	47.519	26.889	46.503	25.418	1.012	1.465	0.296	3.241
1002	1005	24.384	11.189	24.163	10.870	0.219	0.318	0.150	1.346
1004	1010041	12.066	5.423	11.992	3.965	0.074	1.453	0.075	6.074
1004	1010042	12.066	5.423	11.992	3.965	0.074	1.453	0.075	6.074
1002	1010021	11.034	7.128	10.993	6.230	0.041	0.894	0.073	4.599
1002	1010022	11.034	7.128	10.993	6.230	0.041	0.894	0.073	4.599
1005	1010051	9.544	6.108	9.494	5.125	0.050	0.979	0.061	5.918
1005	1010052	9.544	6.108	9.494	5.125	0.050	0.979	0.061	5.918
19	10191	3.923	2.688	3.898	2.309	0.025	0.378	0.024	5.881
134	20	3.629	1.979	3.628	1.976	0.002	0.003	0.021	0.086
20	10201	3.617	2.023	3.598	1.739	0.019	0.283	0.021	4.498
6661	3561	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
128	10	45.067	26.212	44.659	25.309	0.406	0.899	0.252	1.858
10	11	12.507	5.978	12.487	5.934	0.020	0.043	0.068	0.315
11	12	8.060	3.969	8.042	3.928	0.018	0.041	0.044	0.461
12	10121	8.021	4.157	7.995	3.638	0.026	0.517	0.045	3.539
11	10111	4.411	2.383	4.397	2.129	0.014	0.253	0.025	3.224
10	1010101	16.032	9.595	16.011	8.718	0.021	0.874	0.092	3.041
1010101	27101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1010101	10101	16.011	8.718	15.990	8.175	0.021	0.541	0.092	1.925
10	1010102	16.032	9.595	16.011	8.718	0.021	0.874	0.092	3.041
1010102	10102	16.011	8.718	15.990	8.175	0.021	0.541	0.092	1.925
1010102	27102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6661	1061	8.718	5.387	8.695	5.387	0.023	0.000	0.053	0.202
4	1041	2.205	1.171	2.199	1.069	0.007	0.101	0.012	2.571
2	1021	3.314	2.113	3.298	1.869	0.016	0.243	0.019	4.428
21	2121211	13.047	8.367	13.020	7.360	0.028	1.002	0.078	4.408
2121211	27211	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121211	10271	13.020	7.360	12.992	7.360	0.028	0.000	0.078	0.170
21	2121212	13.047	8.367	13.020	7.360	0.028	1.002	0.078	4.408
2121212	27212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121212	10272	13.020	7.360	12.992	7.360	0.028	0.000	0.078	0.170
14	1001	52.057	33.923	50.673	31.920	1.378	1.996	0.311	4.230
1001	1003	32.560	19.317	32.146	18.716	0.413	0.598	0.197	1.985
1003	1010031	16.031	9.189	15.990	8.192	0.041	0.993	0.098	3.412
1003	1010022	16.031	9.189	15.990	8.192	0.041	0.993	0.098	3.412
1001	1010011	9.038	6.442	8.994	5.574	0.044	0.864	0.058	5.716
1001	1010012	9.038	6.442	8.994	5.574	0.044	0.864	0.058	5.716
1	1011	3.010	1.546	2.998	1.369	0.012	0.176	0.016	3.250
22	2222221	8.786	4.930	8.765	4.237	0.021	0.690	0.050	4.302
2222221	35221	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2222221	10221	8.765	4.237	8.745	4.237	0.021	0.000	0.050	0.203
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22	2222222	8.767	4.920	8.756	4.498	0.011	0.420	0.050	2.609
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	8.756	4.498	8.745	4.237	0.011	0.260	0.050	1.657
3332	1032	2.805	1.616	2.798	1.509	0.007	0.106	0.016	2.272
13	1313131	7.020	3.794	7.008	3.388	0.012	0.405	0.039	3.097
1313131	35131	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
1313131	10131	7.008	3.388	6.996	3.388	0.012	0.000	0.039	0.161
13	1313132	7.020	3.794	7.008	3.388	0.012	0.405	0.039	3.097
1313132	10132	7.008	3.388	6.996	3.388	0.012	0.000	0.039	0.161
1313132	35132	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Ж

(довідниковий)

Розрахунок перетоків потужностей в мережі

Розрахуємо потужності в контурі 6-1004-1002-1005-126.

Для ділянки 6-1004 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{6-1004} = & \frac{\dot{S}_{розр1004} \cdot \left(z_{1004-1002}^* + z_{1002-1005}^* + z_{1005-126}^* \right) + \dot{S}_{розр1002} \cdot \left(z_{1002-1005}^* + z_{1005-126}^* \right) +}{z_{6-1004}^* + z_{1004-1002}^* + z_{1002-1005}^* + z_{1005-126}^*} \times \\ & \times \frac{\dot{S}_{розр1005} \cdot \left(z_{1005-126}^* \right)}{z_{6-1004}^* + z_{1004-1002}^* + z_{1002-1005}^* + z_{1005-126}^*}; \\ \dot{S}_{6-1004} = & \frac{(25,126 + j12,841) \cdot (4,93 - j8,45 + 3,29 - j5,64 + 1,6 - j4,09) +}{1,6 - j4,09 + 4,93 - j8,45 + 3,29 - j5,64 + 1,6 - j4,09} \times \\ & \times \frac{+ (22,111 + j11,729) \cdot (3,29 - j5,64 + 1,6 - j4,09) + (28,149 + j16,397) \cdot (1,6 - j4,09)}{1,6 - j4,09 + 4,93 - j8,45 + 3,29 - j5,64 + 1,6 - j4,09} = \\ & = 35,379 + j18,433 \text{ (МВА)}. \end{aligned}$$

Для ділянки 1005-126 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1005-126} = & \frac{\dot{S}_{розр1004} \cdot \left(z_{6-1004}^* \right) + \dot{S}_{розр1002} \cdot \left(z_{6-1004}^* + z_{1004-1002}^* \right) +}{z_{6-1004}^* + z_{1004-1002}^* + z_{1002-1005}^* + z_{1005-126}^*} \times \\ & \times \frac{\dot{S}_{розр1005} \cdot \left(z_{6-1004}^* + z_{1004-1002}^* + z_{1002-1005}^* \right)}{z_{6-1004}^* + z_{1004-1002}^* + z_{1002-1005}^* + z_{1005-126}^*}; \\ \dot{S}_{6-1004} = & \frac{(25,126 + j12,841) \cdot (1,6 - j4,09) + (22,111 + j11,729) \cdot (1,6 - j4,09 + 4,93 - j8,45)}{1,6 - j4,09 + 4,93 - j8,45 + 3,29 - j5,64 + 1,6 - j4,09} \times \\ & \times \frac{+ (28,149 + j16,397) \cdot (1,6 - j4,09 + 4,93 - j8,45 + 3,29 - j5,64)}{1,6 - j4,09 + 4,93 - j8,45 + 3,29 - j5,64 + 1,6 - j4,09} = 40,007 + j22,534 \text{ (МВА)}. \end{aligned}$$

Перетік потужності у вітках 1004-1002 і 1002-1005 знайдемо, склавши рів-

няння за першим законом Кірхгофа для вузлів 1004 та 1005.

$$\dot{S}_{1004-1002} = \dot{S}_{6-1004} - \dot{S}_{розр1004},$$

$$\dot{S}_{1004-1002} = 35,379 + j18,433 - 25,126 - j12,841 = 10,253 + j5,592 \text{ (MBA)}.$$

$$\dot{S}_{1002-1005} = \dot{S}_{1005-126} - \dot{S}_{розр1005},$$

$$\dot{S}_{1002-1005} = 40,007 + j22,534 - 28,149 - j16,397 = 11,858 + j6,137 \text{ (MBA)}.$$

Оскільки ланцюг ліній 6-1004-1002-1005-126 включений між підстанціями з різними напругами, то виникає зрівняльний струм:

$$I_{zp} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\sqrt{3}z_{12}},$$

або зрівняльна потужність

$$\dot{S}_{zp} = 3 \cdot I_{zp}^* \cdot \dot{U}_\phi,$$

$$\text{де } \dot{U}_\phi = \frac{\dot{U}_1 + \dot{U}_2}{2 \cdot \sqrt{3}}.$$

Дані про напруги вузлових підстанцій беремо з розрахунку усталеного режиму електричної мережі (додаток Г).

$$U_6 = 104,179 \text{ кВ}; U_{126} = 109,011 \text{ кВ}.$$

$$\dot{S}_{zp126-6} = 3 \cdot \frac{109,011 - 104,179}{\sqrt{3} \cdot (11,42 - j22,27)} \cdot \frac{109,011 + 104,179}{2 \cdot \sqrt{3}} = 9,391 + j18,313 \text{ (MBA)}.$$

Після накладання зрівняльної потужності на отримане потекорозподілення отримаємо:

$$\dot{S}'_{6-1004} = \dot{S}_{6-1004} - \dot{S}_{zp126-6} = 35,379 + j18,433 - 9,391 - j18,313 = 25,988 + j0,12 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}'_{1004-1002} = \dot{S}_{6-1004} - \dot{S}_{zp} = 10,253 + j5,593 - 9,391 - j18,313 = 0,862 - j12,721 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}'_{1002-1005} = \dot{S}_{1002-1005} + \dot{S}_{zp} = 11,858 + j6,13 + 9,391 + j18,313 = 21,249 + j24,45 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}'_{1005-126} = \dot{S}_{1005-126} + \dot{S}_{zp} = 40,007 + j22,534 + 9,391 + j18,313 = 49,398 + j40,847 \text{ (MBA)}.$$

Аналогічно розраховуємо контур 300-1003-1001-14.

$$\dot{S}_{300-1003} = \frac{\dot{S}_{розр1003} \cdot \left(\overset{*}{z}_{1003-1001} + \overset{*}{z}_{1001-14} \right) + \dot{S}_{розр1001} \cdot \left(\overset{*}{z}_{1001-14} \right)}{\overset{*}{z}_{300-1003} + \overset{*}{z}_{1003-1001} + \overset{*}{z}_{1001-14}},$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{300-1003} &= \frac{(24,119 + j11,525) \cdot (3,56 - j6,11 + 2,47 - j4,23) +}{3,83 - j6,58 + 3,56 - j6,11 + 2,47 - j4,23} \times \\ &\times \frac{(20,115 + j9,258) \cdot (2,47 - j4,23)}{3,83 - j6,58 + 3,56 - j6,11 + 2,47 - j4,23} = 19,769 + j9,369 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{1001-14} = \frac{\dot{S}_{розр1003} \cdot \left(\overset{*}{z}_{300-1003} \right) + \dot{S}_{розр1001} \cdot \left(\overset{*}{z}_{300-1003} + \overset{*}{z}_{1003-1001} \right)}{\overset{*}{z}_{300-1003} + \overset{*}{z}_{1003-1001} + \overset{*}{z}_{1001-14}},$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1001-14} &= \frac{(24,119 + j11,525) \cdot (3,83 - j6,58) +}{3,83 - j6,58 + 3,56 - j6,11 + 2,47 - j4,23} \times \\ &\times \frac{(20,115 + j9,258) \cdot (3,83 - j6,58 + 3,56 - j6,11)}{3,83 - j6,58 + 3,56 - j6,11 + 2,47 - j4,23} = 24,465 + j11,414 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{1003-1001} = \dot{S}_{1001-14} - \dot{S}_{розр1001},$$

$$\dot{S}_{1003-1001} = 24,465 + j11,414 - 20,115 - j9,258 = 4,35 + j2,156 \text{ (MBA)}.$$

$$U_{300} = 115.5 \text{ кВ}; U_{14} = 113.521 \text{ кВ}.$$

$$\dot{S}_{зр300-14} = 3 \cdot \frac{115,5 - 113,521}{\sqrt{3} \cdot (9,86 - j16,92)} \cdot \frac{115,5 + 113,521}{2 \cdot \sqrt{3}} = 5,826 + j9,998 \text{ (MBA)}.$$

$$\dot{S}'_{300-1003} = \dot{S}_{300-1003} + \dot{S}_{зр} = 19,769 + j9,369 + 5,826 + j9,998 = 25,595 + j19,367 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}'_{1001-14} = \dot{S}_{1001-14} - \dot{S}_{зр} = 24,465 + j11,414 - 5,826 - j9,998 = 18,639 + j1,416 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}'_{1003-1001} = \dot{S}_{1003-1001} - \dot{S}_{зр} = 4,35 + j2,156 - 5,826 - j9,998 = -1,476 - j7,842 \text{ (MBA)}.$$

Знак “—” означає, що потужність тече в протилежному напрямку, отже точкою поточкорозподілу буде вузол 1001.

Розриваємо ланцюг в точці поточкорозподілу і подальший розрахунок ведемо так, як і для розімкненої мережі, враховуючи втрати потужності на ділянках ЛЕП. Схема мережі для розрахунку поточкорозподілу в контурі 6-1004-1002-1005-126 подана на рисунку Ж.1.

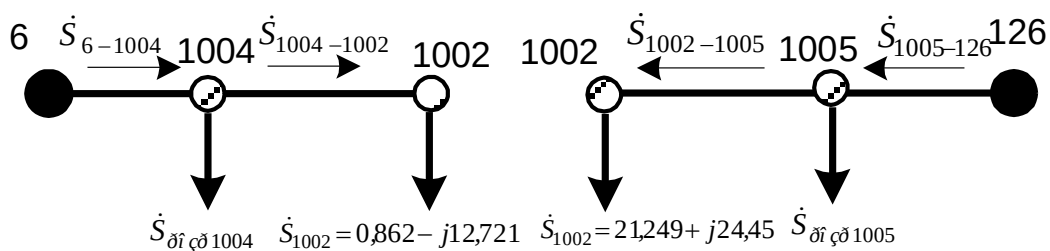


Рисунок Ж.1 – Схема мережі для розрахунку поточкорозподілу
в контурі 6-1004-1002-1005-126

$$\dot{S}_{1004-1002}^{\kappa} = \dot{S}_{1004-1002}' = 15,46 + j10,808 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1004-1002}^n = \dot{S}_{1004-1002}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{1004-1002};$$

$$\Delta \dot{S}_{1004-1002} = \frac{(P_{1004-1002}^{\kappa})^2 + (Q_{1004-1002}^{\kappa})^2}{U_H^2} \cdot R_{\pi} + j \frac{(P_{1004-1002}^{\kappa})^2 + (Q_{1004-1002}^{\kappa})^2}{U_H^2} \cdot X_{\pi}$$

,

$$\Delta \dot{S}_{1004-1002} = \frac{0,862^2 + 12,721^2}{110^2} \cdot 4,93 + j \frac{0,862^2 + 12,721^2}{110^2} \cdot 8,45 = 0,066 + j0,114$$

(MBA);

$$\dot{S}_{1004-1002}^n = 0,862 - j12,721 + 0,066 + j0,114 = 0,928 - j12,607 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{6-1004}^{\kappa} = \dot{S}_{1004-1002}^n + \dot{S}_{\text{розп}1004};$$

$$\dot{S}_{6-1004}^{\kappa} = 0,928 - j12,607 + 25,126 + j12,841 = 26,054 + j0,234 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{6-1004}^n = \dot{S}_{6-1004}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{6-1004};$$

$$\Delta \dot{S}_{6-1004} = \frac{26,054^2 + 0,234^2}{110^2} \cdot 1,6 + j \frac{26,054^2 + 0,234^2}{110^2} \cdot 4,09 = 0,09 + j0,229 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{6-1004}^n = 26,054 + j0,234 + 0,09 + j0,229 = 26,144 + j0,463 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1002-1005}^{\kappa} = \dot{S}_{1002-1005}' = 21,249 + j24,45 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1002-1005}^n = \dot{S}_{1002-1005}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{1002-1005};$$

$$\Delta \dot{S}_{1002-1005} = \frac{(P_{1002-1005}^{\kappa})^2 + (Q_{1002-1005}^{\kappa})^2}{U_H^2} \cdot R_{\pi} + j \frac{(P_{1002-1005}^{\kappa})^2 + (Q_{1002-1005}^{\kappa})^2}{U_H^2} \cdot X_{\pi}$$

,

$$\Delta \dot{S}_{1002-1005} = \frac{21,249^2 + 24,45^2}{110^2} \cdot 3,29 + j \frac{21,249^2 + 24,45^2}{110^2} \cdot 5,64 = 0,285 + j0,489$$

(MBA);

$$\dot{S}_{1002-1005}^n = 21,249 + j24,45 + 0,285 + j0,489 = 21,534 + j24,939 \text{ (MBA);}$$

$$\dot{S}_{1005-126}^K = \dot{S}_{1002-1005}^n + \dot{S}_{розр1005}$$

$$\dot{S}_{1005-126}^K = 21,534 + j24,939 + 28,149 + j16,397 = 49,683 + j41,336 \text{ (MBA);}$$

$$\dot{S}_{1005-126}^n = \dot{S}_{1005-126}^K + \Delta \dot{S}_{1005-126};$$

$$\Delta \dot{S}_{1005-126} = \frac{49,683^2 + 41,336^2}{110^2} \cdot 1,6 + j \frac{49,683^2 + 41,336^2}{110^2} \cdot 4,09 = 0,456 + j1,165$$

(MBA);

$$\dot{S}_{1005-126}^n = 49,683 + j41,336 + 0,459 + j1,165 = 50,139 + j42,501 \text{ (MBA);}$$

Результати розрахунків наведено в таблиці 2.3.

Аналогічно проводимо розрахунки для контура 300-1002-1004-14.

ДОДАТОК И
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110/35 КВ З АНАЛІЗОМ
СПОСОБІВ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛЕЙ

ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ. СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ НОВИХ ВУЗЛІВ

Схема варіанту №1

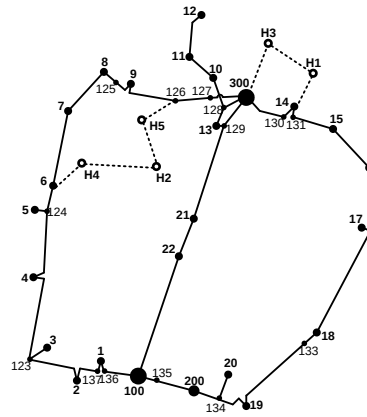


Схема варіанту №2

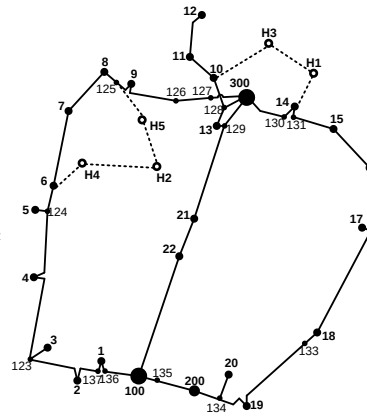


Схема варіанту №3

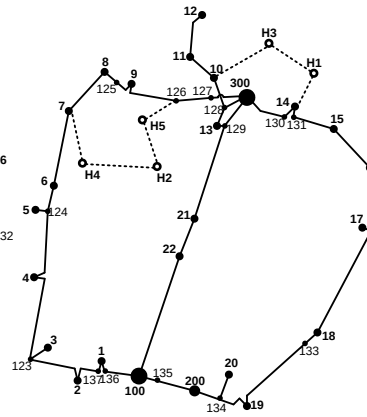


Схема варіанту №4

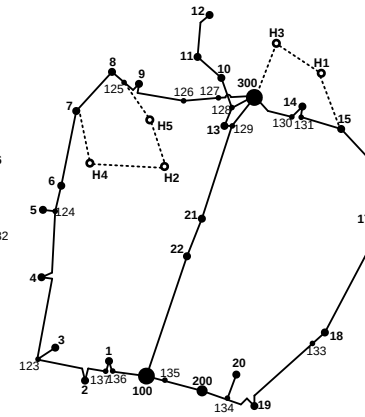
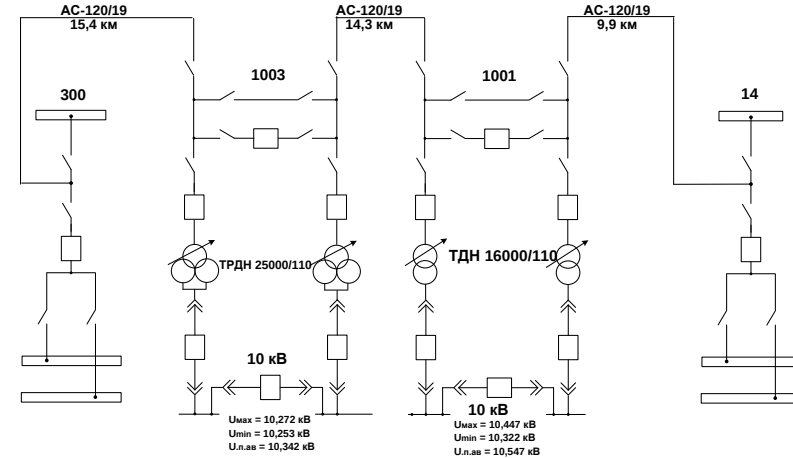
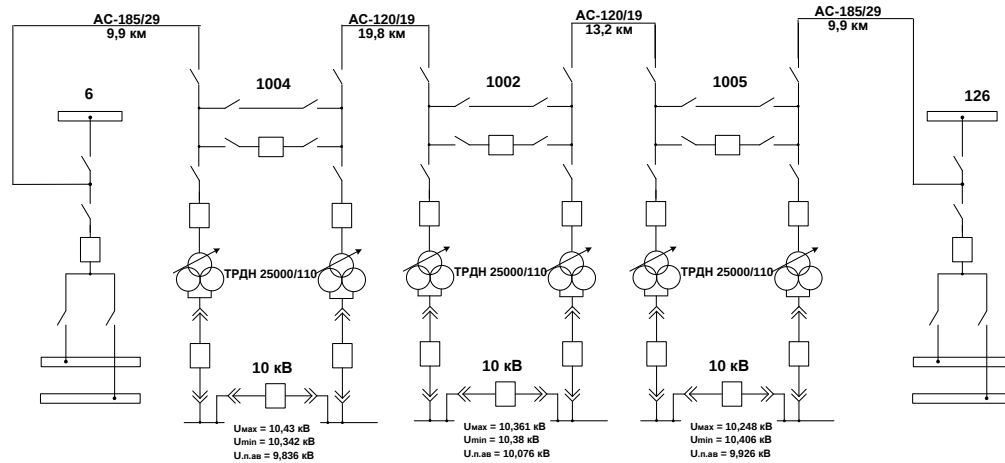
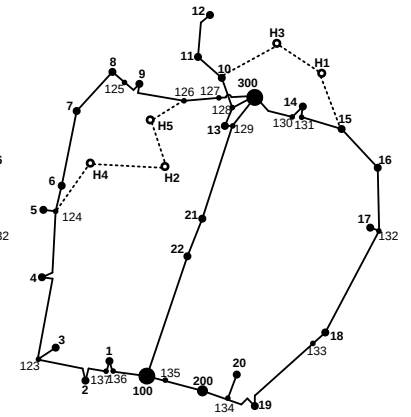
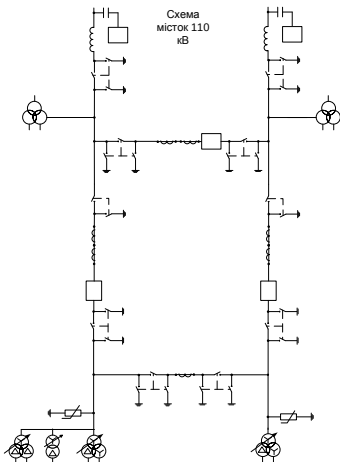


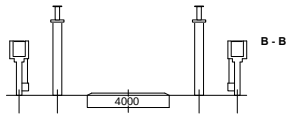
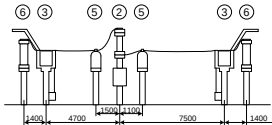
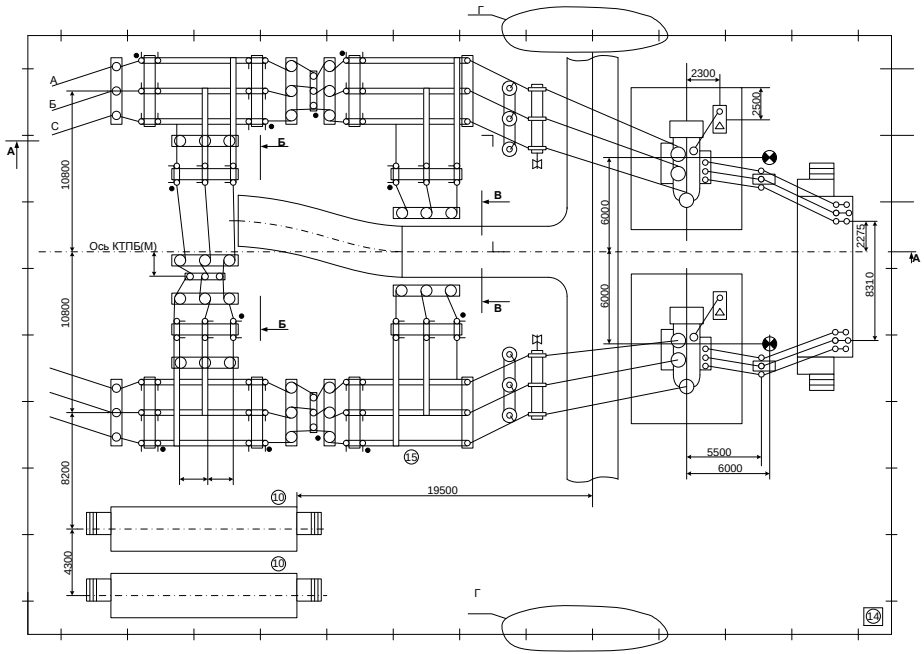
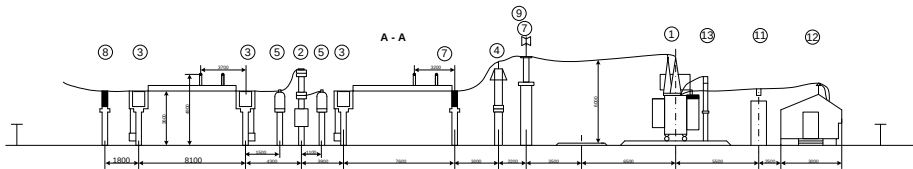
Схема варіанту №5



ПЛАН ТА РОЗРІЗ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ



№	Найменування	К-сть
①	Силовий трансформатор	
②	Блок вимикача	
③	Блок роз'єднувача	
④	Блок розрядників	
⑤	Блок трансформатора струму	
⑥	Блок трансформатора напруги	
⑦	Блок опорних ізоляторів	
⑧	Блок прийому ПЛ	
⑨	Установка освітлювальна	
⑩	Пункт направлення	
⑪	ШАФа ТВП	
⑫	КРУ 10(6) кВ	
⑬	Блок захисту нейтралі	
⑭	Туалет	
⑮	Жорстка ошиновка ВРУ 110	



СПОСОБИ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛЕЙ МЕРЕЖІ

СПОСОБИ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛЕЙ МЕРЕЖІ ВИЗНАЧАЮТЬ:

- Експлуатаційну якість електричних мереж;
- Способи локалізації аварійних пошкоджень;
- Розвиток аварійних ситуацій, пов'язаних із замиканнями на землю;
- Умови безперебійного живлення споживачів;
- Струм у місці пошкодження і перенапруги у непошкоджених фазах під час однофазних замикань;
- Схему побудови релейного захисту від замикань на землю;
- Рівень ізоляції електрообладнання;
- Вибір апаратів для захисту від грозових та комутаційних перенапруг (обмежувачів перенапруг);
- Допустимий опір контура заземлення підстанцій;
- Безпеку персонала й електрообладнання під час однофазних замикань.

ІСНУЮЧІ РЕЖИМИ ЗАЗЕМЛЕННЯ

В Україні згідно ПУЕ відносно заходів електробезпеки електроустановки поділяються на:

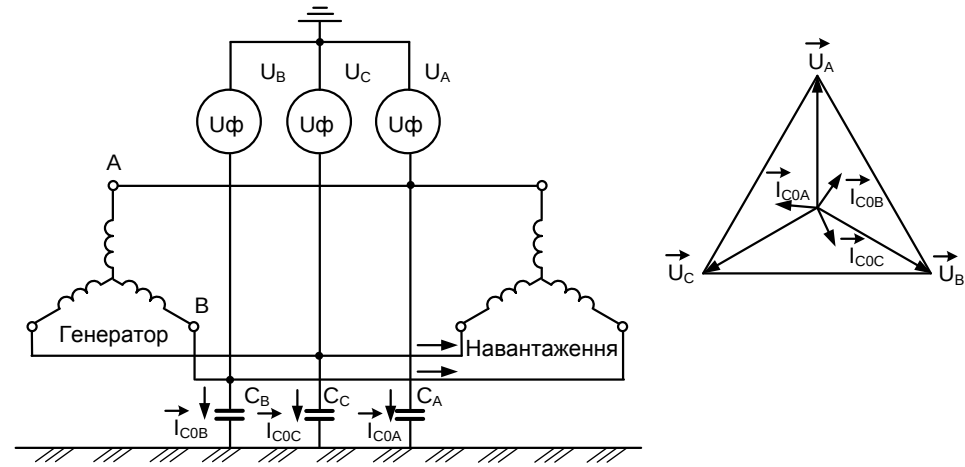
- електроустановки до 1000 В;
- електроустановки вище 1000 В.

ЗАЛЕЖНО ВІД ТОГО, ЯК З'ЄДНАНА НЕЙТРАЛЬ ІЗ ЗЕМЛЕЮ МОЖЛИВІ ТАКІ ВИДИ РЕЖИМУ НЕЙТРАЛІ:

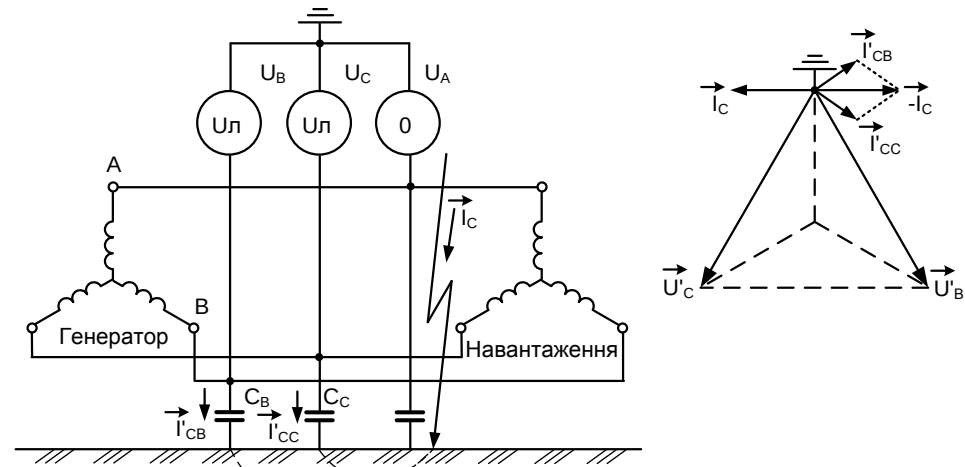
- Ізольована;
- Компенсована;
- Глухозаземлена;
- Заземлена через високоомний резистор;
- Заземлена через дугогасний реактор;
- Ефективно заземлена.

Робота електричних систем напругою 110-150 кВ може передбачатися глухозаземленою нейтраллю, так і як з ефективно заземленою нейтраллю (у якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4). Мережі напругою 220 кВ і вище повинні працювати з глухозаземленою нейтраллю.

Мережа з ізольованою нейтраллю

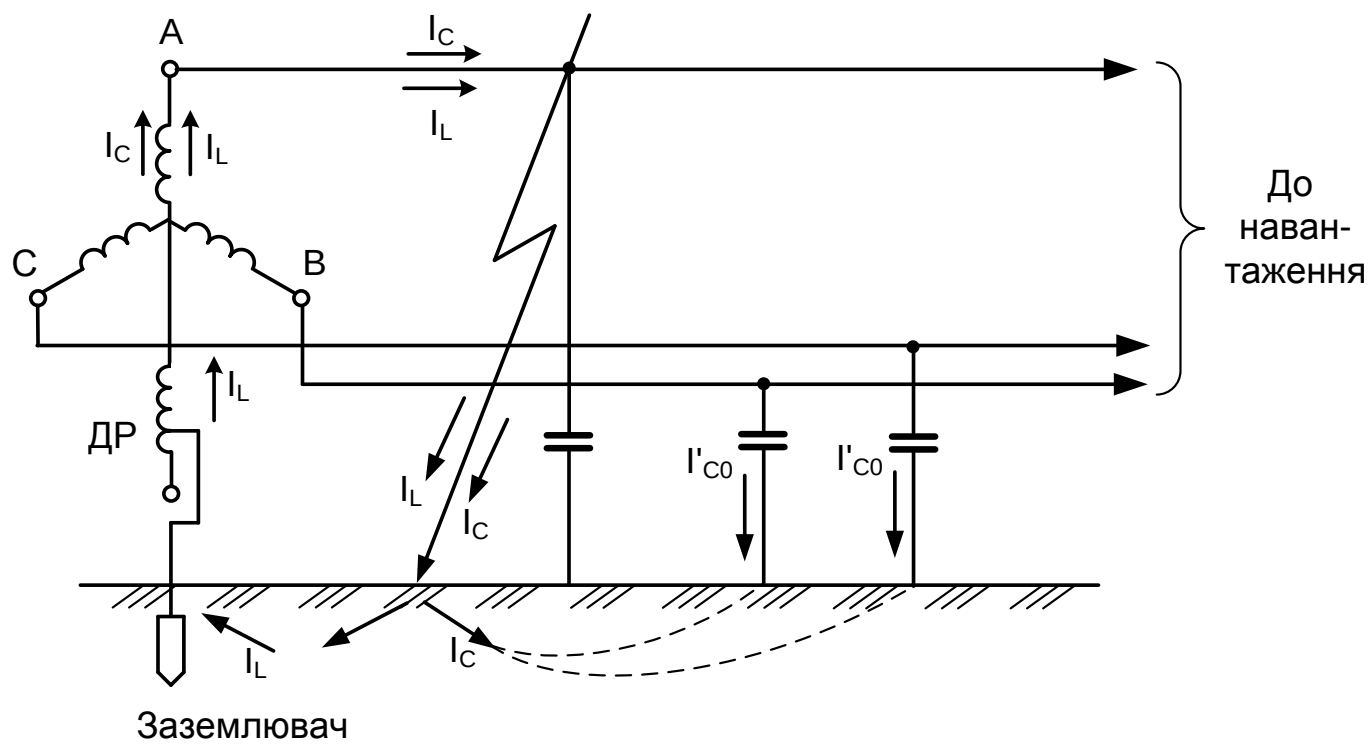


а) Нормальний режим



б) Режим замикання на землю

Мережа з компенсованою нейтраллю



Мережа з ефективно заземленою нейтраллю

