

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

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА З АНАЛІЗОМ СИСТЕМИ
БЛИСКАВКОЗАХИСТУ

Виконав: студент 4 курсу групи ІЕСМ-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи і мережі»
Медун О.О. О.О. Медун

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

« 4 » серпня 2025 р.

Рецензент: к.т.н. доцент ЕССЕМ
(наступність, вч. звання, назва кафедри)

Медун Ю.В.
« 06 » серпня 2025 р.

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

В.О. Комар
« 06 » серпня 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 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»
Освітня програма – Електричні системи і мережі

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

«12» квітня 2025 р.

ЗАВДАННЯ **НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Медун Олег Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Районна електрична мережа з аналізом системи блискавкозахисту»

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97

2. Термін подання студентом роботи 3 червня 2025 року

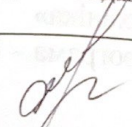
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обробка вхідної інформації та розрахунок вхідної електричної мережі 110 кВ. Вибір схем електропостачання району та їх номінальної напруги. 2. Вибір схем підстанцій. Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі. 3 Розрахунки параметрів схем заміщення мережі. Аналіз режимів роботи мережі. 4. Регулювання напруги в електричній мережі. Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі. 5. Проведення розрахунків для ПЛ різних класів напруг. 6. Охорона праці. Висновки. Література. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Актуальність та задачі дослідження. 3. Вибір схем електропостачання. 4. Варіанти схем розвитку електричної мережі. 5-6. Вибір номінальної напруги для ділянок мережі.. 7. Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач. 8. Вибір трансформаторів на підстанціях. 9. Типові схеми розподільних пристроїв. 10. Розрахунок числа відключень повітряних ліній електропередавання. 11. Результати розрахунків

для опор П 110-4 та К-110. 12-13. Визначення зон захисту від ударів блискавки.
для ПЛ 110 кВ. 14. Охорона праці. 15. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогулко Ю. В., к.т.н., доцент, доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О.В., д.пед.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання « 20» березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Вступ. Огляд літературних джерел	20.03.25	27.03.25
2	Обробка вхідної інформації та розрахунок вхідної електричної мережі 110 кВ. Вибір схем електропостачання району та їх номінальної напруги.	28.03.25	31.03.25
3	Вибір схем підстанцій. Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі. Розрахунки параметрів схем заміщення мережі. Аналіз режимів роботи мережі.	01.04.25	10.04.25
4	Регулювання напруги в електричній мережі.	11.04.25	21.04.25
5	Проведення розрахунків для ПЛ різних класів напруг.	22.04.25	04.05.25
6	Охорона праці	05.05.25	14.05.25
7	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	15.05.25	24.05.25
8	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.25	27.05.25
9	Перевірка БКР на плагіат.	28.05.25	31.05.25
10	Попередній захист БКР. Рецензування БКР.	01.06.25	03.06.25
11	Захист БКР	За графіком	

Студент

Керівник

підпис

підпис

Медун О.О.

Малогулко Ю.В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.317.7

Медун Олег Олександрович «Районна електрична мережа з аналізом системи блискавкозахисту». Бакалаврська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електричні системи та мережі». Вінниця: ВНТУ, 2025. 81 с.

Укр. мовою. Бібліогр.: 26 назв; рис.: 15, табл. 28.

У бакалаврській кваліфікаційній роботі було розглянуто проєктування та аналіз районної електричної мережі 110 кВ із врахуванням систем блискавкозахисту. Представлено обробку вхідної інформації, виконано вибір економічно доцільних схем електропостачання району та визначено оптимальні рівні номінальної напруги. Проведено розрахунок параметрів мережі, у тому числі довжин ділянок, потужностей навантажень, перетоків потужностей по лініях та вибір провідників і трансформаторів. Окрему увагу приділено аналізу схем підстанцій, режимам роботи мережі та регулюванню напруги.

Особливе місце займають розрахунки параметрів блискавкозахисту повітряних ліній 110 та 220 кВ, визначення зон захисту від ударів блискавки та оцінка кількості відключень ПЛ. В роботі також враховано вимоги охорони праці, електробезпеки, виробничої санітарії та пожежної безпеки при експлуатації електричних мереж.

Ключові слова: районна електрична мережа, блискавкозахист, повітряна лінія електропередачі, розрахунок навантажень, схема електропостачання, підстанція, номінальна напруга, перетоки потужності, регулювання напруги.

ABSTRACT

Medun Oleg “District electrical network with lightning protection system analysis”. Bachelor’s qualification work in specialty 141 – “Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics”, educational program – “Electrical systems and networks”. Vinnytsia: VNTU, 2025. 81 p.

In Ukrainian. Bibliography: 26 titles; Fig.: 15, Table. 28.

The bachelor’s qualification work considered the design and analysis of a 110 kV district electrical network taking into account lightning protection systems. The processing of input information was presented, the selection of economically feasible district power supply schemes was performed and the optimal nominal voltage levels were determined. The network parameters were calculated, including the lengths of sections, load capacities, power flows along the lines and the selection of conductors and transformers. Special attention is paid to the analysis of substation schemes, network operating modes and voltage regulation.

A special place is occupied by calculations of lightning protection parameters of 110 and 220 kV overhead lines, determination of lightning protection zones and assessment of the number of overhead line outages. The work also takes into account the requirements of labor protection, electrical safety, industrial sanitation and fire safety during the operation of electrical networks.

Keywords: district electrical network, lightning protection, overhead power transmission line, load calculation, power supply scheme, substation, rated voltage, power surges, voltage regulation.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ОБРОБКА ВХІДНОЇ ІНФОРМАЦІЇ ТА РОЗРАХУНОК ВХІДНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ. ВИБІР СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ ТА ЇХ НОМІНАЛЬНОЇ НАПРУГИ	8
1.1 Аналіз та введення результатів розрахунків	9
1.2 Вибір економічно доцільних схем і номінальної напруги мережі є одним з основних завдань проекту	10
1.3 Розрахунок довжин ділянок мережі	13
1.4 Розрахунок потужностей навантажень	14
1.5 Розрахунок перетоків потужностей по лініях	14
1.6 Вибір класів номінальної напруги для кожної лінії кожного варіанту мережі	13
1.7 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач	18
1.8 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання і оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах	22
1.9 Баланс активних і реактивних потужностей у електричній мережі, вибір та розташування компенсуючих пристроїв	25
1.10 Вибір трансформаторів на підстанціях	29
2 ВИБІР СХЕМ ПІДСТАНЦІЙ. ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ І ВИБІР ЕКОНОМІЧНО ДОЦІЛЬНОЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ	30
3 РОЗРАХУНКИ ПАРАМЕТРІВ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ МЕРЕЖІ. АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ	35

3.1	Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій	37
3.2	Визначення поточкорозподілу в мережі	39
3.3	Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі	42
4	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ. ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ	44
5	ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКІВ ДЛЯ ПЛ РІЗНИХ КЛАСІВ НАПРУГ	48
5.1	Розрахунок числа відключень повітряних ліній електропередавання	48
5.2	Визначення зон захисту від ударів блискавки для ПЛ 110 кВ та 220 кВ	52
6	ОХОРОНА ПРАЦІ	64
6.1	Технічні рішення з безпечної організації виконання робіт	64
6.1.1	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	64
6.1.2	Електробезпека	66
6.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	68
6.2.1	Мікроклімат	68
6.2.2	Склад повітря робочої зони	69
6.2.3	Виробниче освітлення	70
6.2.4	Виробничий шум	71
6.2.5	Виробничі вібрації	72
6.3	Пожежна безпека	73
	ВИСНОВКИ	76
	ЛІТЕРАТУРА	78
	ДОДАТКИ	81

ВСТУП

Як відомо електроенергетика України – потужний, складний, розгалужений, технологічний комплекс, призначений для виробництва, передачі та розподілу електроенергії між промисловими, сільськогосподарськими і побутовими споживачами на всій території України.

Але з розвитком промисловості та народного господарства з'являється необхідність розвитку електроенергетичної системи нашої держави, що проявляється у створенні надійних систем електропостачання, систем з меншими затратами на проектування та будівництво, тобто зведення до мінімуму використання ресурсів, матеріалів тощо. Разом з цим повинна зростати надійність електроенергетичних систем. При проектуванні розвитку мережі необхідно враховувати розвиток новітніх технологій, що дають змогу більш економічного постачання електроенергії споживачам, зменшуючи при цьому затрати на її передачу [1-3].

В загальному існуючі електричні мережі напругою 35-750 кВ створені ще в рамках Радянського Союзу і в теперішній час для них характерні наступні проблеми:

- а) великий об'єм морально і фізично застарілого електрообладнання підстанцій;
- б) недостатня проектна надійність експлуатованих ліній електропередач;
- в) морально і фізично застарілі конструкції повітряних ліній електропередач;
- г) недостатнє нормативно-технічне забезпечення функціонування електромережевого господарства;
- д) значні експлуатаційні затрати.

Довжина ліній має бути по можливості коротшою і її вибір необхідно проводити на основі техніко-економічного порівняння можливих варіантів для того, щоб отримати економічно ефективний проект.

Забезпечення достатньої надійності та економічності роботи електричної системи, а також якості електроенергії, вимагає аналізу за допомогою ЕОМ працездатності електричних систем та перевірки можливості регулювання параметрів її режимів та керування нормальними режимами [4].

Метою розвитку електричних мереж є забезпечення надійного електропостачання споживачів, зменшення втрат на передачу електричної енергії, покращення техніко-економічних показників електричної системи в цілому.

З метою визначення працездатності запроектованої електричної мережі необхідно виконувати розрахунки різних режимів. За допомогою ЕОМ є можливість розраховувати усталені режими електричних мереж і шляхом регулювання напруги досягти необхідних значень напруг у вузлах проекрованої електричної мережі.

Отже, метою проектування розвитку електричних систем є визначення найбільш ефективної стратегії розвитку з урахуванням технічних та економічних обмежень.

Районні електричні мережі (РЕМ), що забезпечують розподіл електричної енергії на рівнях напруги 35–110 кВ, є ключовим елементом енергетичної інфраструктури України. Саме через ці мережі електроенергія передається від магістральних мереж до споживачів різних категорій — промислових підприємств, комунальних об'єктів, сільського господарства, житлового сектору. Від ефективності та надійності функціонування РЕМ значною мірою залежить стабільність і якість електропостачання регіонів.

Серед численних факторів, що впливають на експлуатаційну надійність районних електричних мереж, особливе місце посідають атмосферні явища, зокрема грозові розряди. Вплив блискавки може призводити до пошкодження повітряних ліній електропередачі, елементів підстанцій, комутаційного та релейного обладнання, створювати загрозу для обслуговуючого персоналу та викликати масові аварійні відключення [5-7].

У зв'язку з цим система блискавкозахисту (БЗЗ) відіграє критично важливу роль у забезпеченні електробезпеки та підвищенні стійкості роботи електричних мереж. Її ефективність визначається не лише технічними характеристиками встановлених захисних пристроїв (грозозахисних тросів, блискавкоприймачів, розрядників), а й правильністю їхнього проектування, оптимальним розташуванням у структурі мережі та взаємодією із загальною системою заземлення.

Сучасні виклики — збільшення кількості екстремальних погодних явищ, ускладнення архітектури електромережі через інтеграцію відновлюваних джерел енергії, розвиток "розумних" систем управління — зумовлюють необхідність поглибленого аналізу системи блискавкозахисту РЕМ, її оптимізації та впровадження новітніх технічних рішень.

Також метою даної бакалаврської роботи є проектування районної електричної мережі з урахуванням комплексного аналізу системи блискавкозахисту, розробка рекомендацій щодо її вдосконалення та оцінка ефективності застосованих захисних заходів.

1 ОБРОБКА ВХІДНОЇ ІНФОРМАЦІЇ ТА РОЗРАХУНОК ВХІДНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ. ВИБІР СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ ТА ЇХ НОМІНАЛЬНОЇ НАПРУГИ

Розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі (рисунок 1.1) проводиться з метою вибору з існуючої мережі найкращих за певним критерієм вузлів живлення для 5 нових вузлів споживання електричної енергії (Н1, Н2, Н3, Н4, Н5). Критерієм вибору цих вузлів може бути:

- вища напруга;
- менша відстань до нових вузлів;
- менша відстань до джерел живлення району – вузлів 100,200.

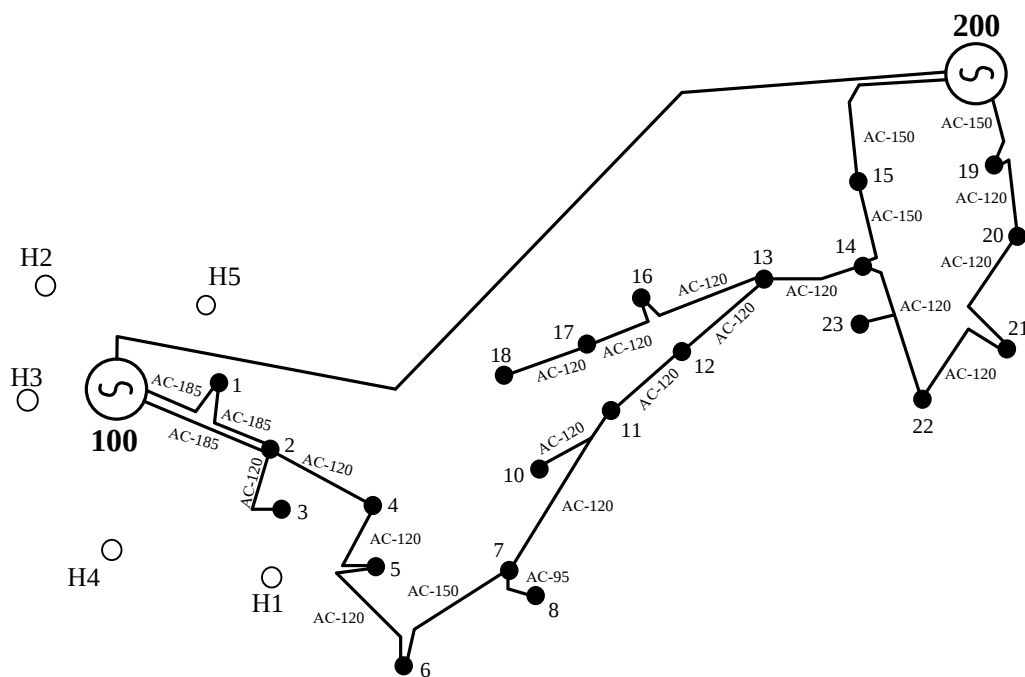


Рисунок 1.1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ

Розрахунок проведемо у програмному комплексі «Втрати – 110». Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх

кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110 кВ.

1.1 Аналіз та введення результатів розрахунків

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

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110 кВ представлені в додатку А у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках (таблиця 1) та по вузлах (таблиця 2).

За основні джерела живлення нових вузлів споживання електричної енергії (вузли Н1, Н2, Н3, Н4, Н5) можуть бути прийняті вузли – 1,2,3,6,7,8,10,11,12,100 оскільки вони знаходяться на найближчих відстанях до нових вузлів та мають найвищий рівень напруги.

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно в програмі проводиться розрахунок усталеного режиму електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та потужностей (струмів) у її вітках.

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

Приведемо в таблиці 1.1 значення граничних економічних потужностей на один ланцюг повітряних ліній для різних перерізів, оскільки далі буде проведено порівняння перетоків потужностей, що протікають в даних лініях.

Таблиця 1.1 – Значення граничних потужностей на один ланцюг в повітряних лініях

Напруга	Тип опор	Матеріал	Район по ожеледі	Гранична економічна потужність на один ланцюг, МВт, для перерізів. мм ²					
				70	95	120	150	185	240
110	Одно-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	–	–	21,5	25,7	39,5	63,5

Аналізуючи результати розрахунків можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна електрична мережа має потенціал для подальшого розвитку, оскільки характеризується малими втратами потужності (2,8 МВт або 3,96%) та достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

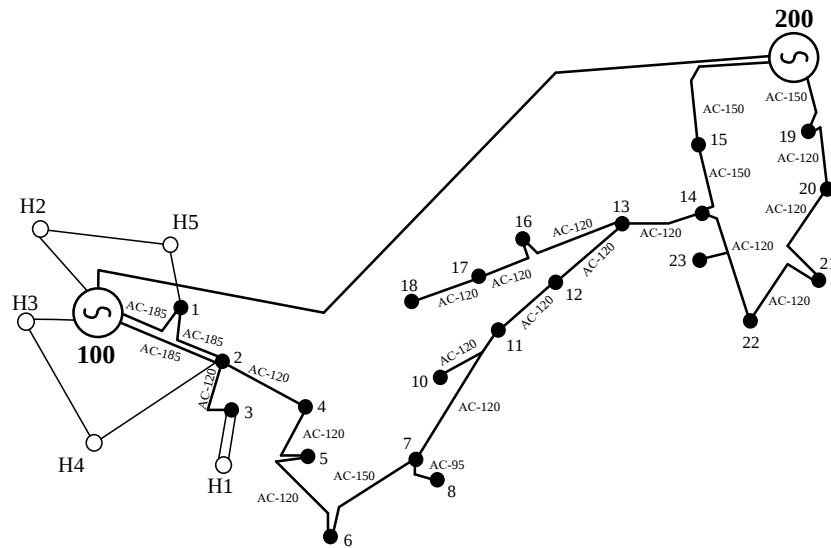
2. Потоки потужності у всіх лініях відповідають допустимим значенням економічних потужностей для даних перерізів.

1.2 Вибір економічно доцільних схем і номінальної напруги мережі є одним з основних завдань проекту

Схема мережі і її номінальна напруга знаходяться в тісній техніко-економічній взаємозалежності. Так зміна схеми мережі може призвести до необхідності зміни номінальної напруги мережі в цілому чи її окремих частин. Має місце і обернена залежність схеми мережі і номінальної напруги мережі. Через те вибір схеми і номінальної напруги мережі повинні проводитись одночасно.

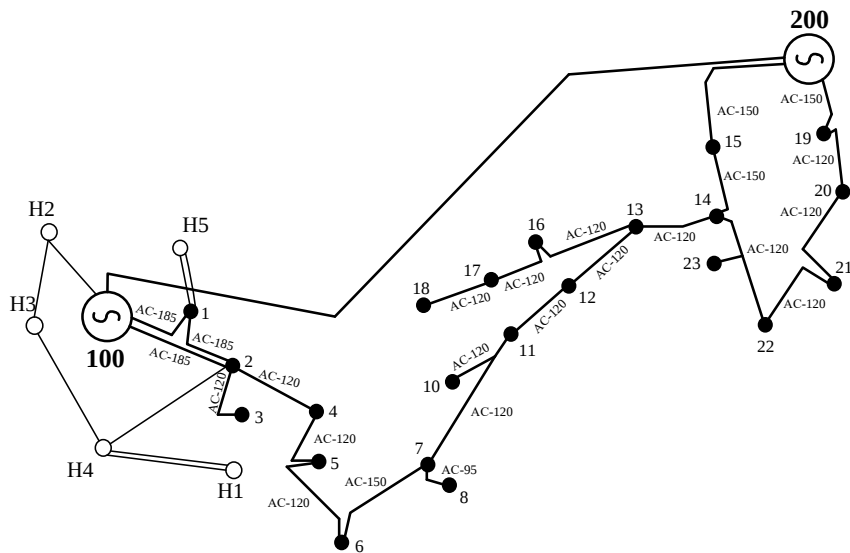
У наш час при проектуванні електричних мереж метод варіантного порівняння на базі техніко-економічного розрахунку сумарними витратами є найбільш поширеним.

На основі вимог до схем мереж пропонуємо 5 варіантів схем (рисунок 1.2) розвитку електричної мережі.

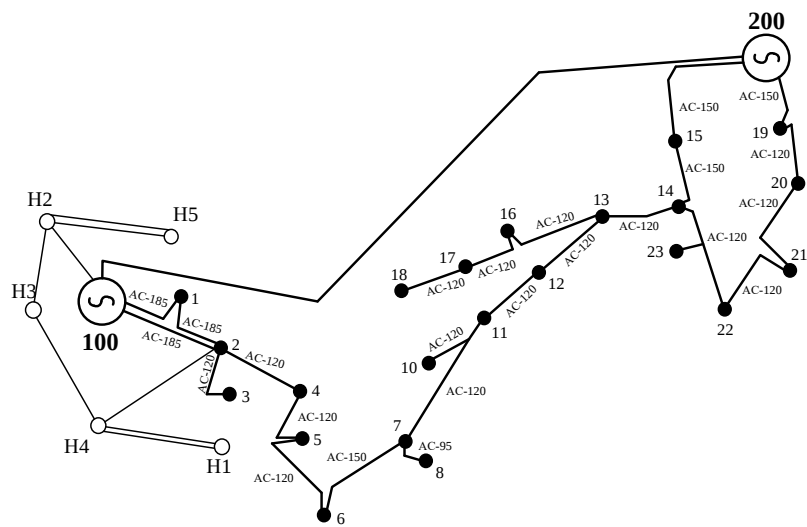


а) – Варіант №1

Рисунок 1.2 – Схема розвитку електричної мережі

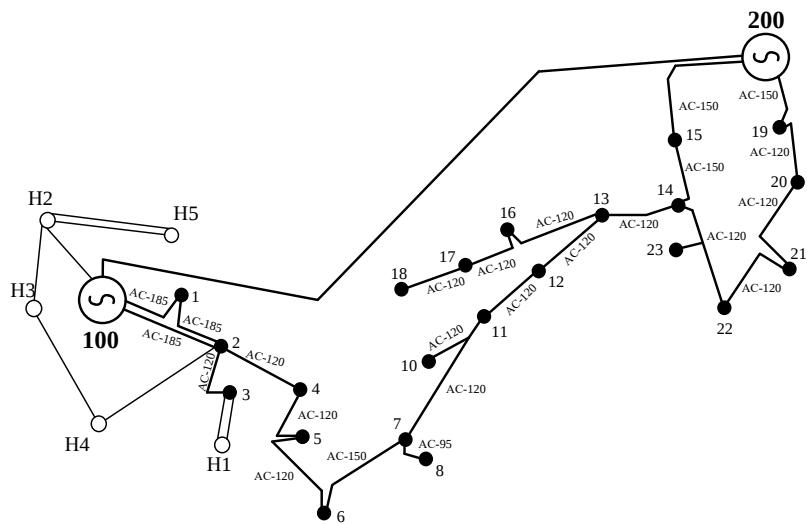


б) – Варіант №2

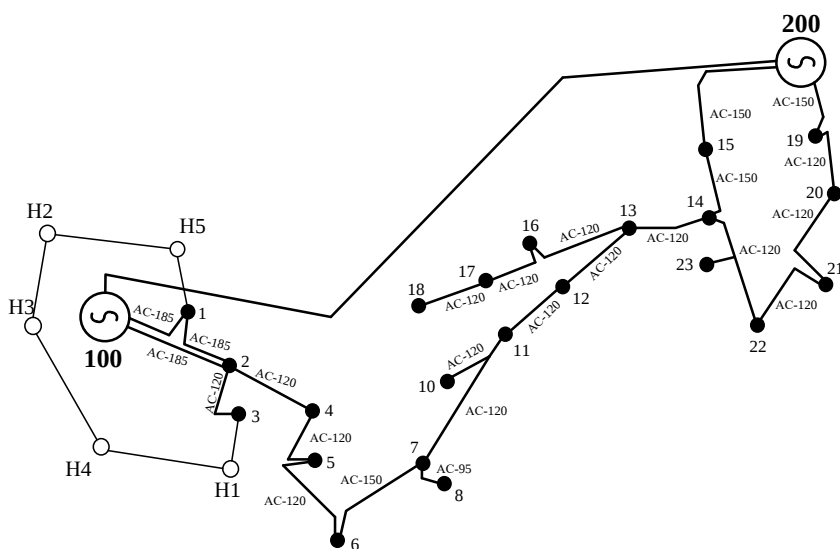


в) – Варіант №3

Продовження рисунку 2.1



г) – Варіант №4



д) – Варіант №5

Продовження рисунку 1.2

1.3 Розрахунок довжин ділянок мережі

Довжина ділянки мережі визначається за формулою:

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

де m_l – масштаб (1 см – 15 км); L – довжина на карті.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач. Для лінії 100-Н2 довжина лінії складе:

$$l = 1,1 \cdot 1,5 \cdot 10 = 16,5 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	Довжина, км	Ділянка	Довжина, км	Ділянка	Довжина, км
100-Н2	23,1	Н3-Н4	26,4	100-Н3	13,2
Н2-Н5	19,8	Н4-2	24,7	Н2-Н3	21,4
Н5-1	13,2	3-Н1	16,5	Н4-Н1	24,7

1.4 Розрахунок потужностей навантажень

За відомими формулами і знаючи розмір активних потужностей зимового навантаження P_i і коефіцієнтів $\cos(\varphi_i)$ можна визначити значення реактивної Q_i і повної S_i потужностей у вузлах споживання:

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

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

Наприклад, для пункту Н1:

$$S_{H1} = \frac{3}{0,93} = 3,22 \text{ (МВА)}.$$

$$Q_{H1} = \sqrt{3,22^2 - 3^2} = 1,16 \text{ (МВАр)}.$$

Аналогічно визначаємо значення Q і S для інших вузлів. Дані заносимо в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Потужності навантажень

Вузол	Потужність			$\cos \varphi_i$
	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	
Н1	3	1,16	3,22	0,93
Н2	21	10,16	23,3	0,9
Н3	8	1,60	8,16	0,98
Н4	12	7,11	13,95	0,86
Н5	4	0,98	4,12	0,97

1.5 Розрахунок перетоків потужностей по лініях

Потужності на всіх ділянках мережі попередньо визначаються за умови, що мережа є однорідною ($Z_0 = \text{const}$). Тобто, для кожного варіанту запропонованих схем визначаються потоки потужностей по лініях без врахування втрат потужності.

Розрахуємо поточкорозподіл для варіанту №1. При розрахунку поточкорозподілу в ділянках 1-Н5-Н2-100, 100-Н3-Н4-2 та 3-Н1 розглянемо ці замкнені мережі як схеми з двостороннім живленням з однаковими напругами у вузлах живлення.

Розглянемо першу ділянку –1-Н5-Н2-100.

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами.

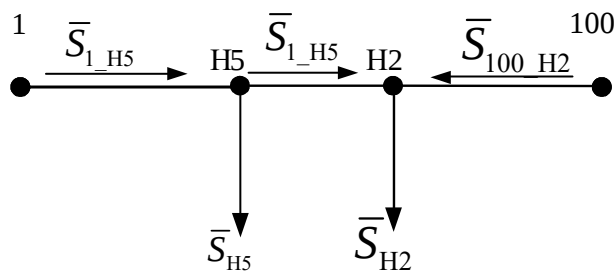


Рисунок 1.3 – Схема мережі для розрахунку поточкорозподілу

$$\bar{S}_{1-H2} = \frac{\sum S_i \cdot l_{i100}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.4)$$

$$\bar{S}_{100-H2} = \frac{\sum S_i \cdot l_{i1}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.5)$$

де S_i - повна потужність i -ого навантаження по шляху від 1 вузла до 100 вузла або навпаки; l_{100} , l_{i1} - довжини ділянок від i -го вузла до 6 і 8 відповідно; l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Отже, потужність ділянки 1-Н5 дорівнює:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{1-H5} &= \frac{\bar{S}_{H5} \cdot (l_{100-H2} + l_{H2-H5}) \cdot \bar{S}_{H2} \cdot l_{100-H2}}{l_{H2-H5} + l_{f\ 5-1} + l_{100-H2}} = \\ &= \frac{(4 + j0,98) \cdot (16,5 + 19,8) \cdot (21 + j10,16) \cdot 16,5}{19,8 + 13,2 + 16,5} = 9,814 + j4,056 = 10,62(MVA); \end{aligned}$$

Для ділянки 100-Н2 маємо:

$$\bar{S}_{100-H2} = \frac{\bar{S}_{H2}(l_{f\ 2-H5} + l_{f\ 5-1}) \cdot \bar{S}_{H5} \cdot l_{f\ 5-1}}{l_{f\ 2-H5} + l_{f\ 5-1} + l_{100-H2}} =$$

$$= \frac{(21 + j10,16) \cdot (19,8 + j13,2) + (4 + j0,98) \cdot 13,2}{19,8 + j13,2 + 16,5} = 15,186 + j7,084 = 16,757(MBA);$$

Перевірка:

$$\dot{S}_{1-f\ 5} + \dot{S}_{100-f\ 2} = 25 + j11,14 (MBA);$$

$$\dot{S}_{H2} + \dot{S}_{H5} = 25 + j11,14(MBA);$$

Отже розрахунок проведений вірно. Перетік потужності у вітці Н2-Н5 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузла Н2.

$$\dot{S}_{H2-H5} = \dot{S}_{100-H2} - \dot{S}_{H5} = 15,186 + j7,084 - 4 - j0,98 = 15,156 + j3,16 \text{ МВА}$$

По аналогічній методиці потокорозподіл визначається і для нових ділянок ЕМ в інших варіантах. Результати розрахунків зведені до таблиці 1.4.

1.6 Вибір класів номінальної напруги для кожної лінії кожного варіанту мережі

Економічно доцільна напруга залежить від багатьох чинників: потужності, навантажень, їхньої відстані від джерела живлення, розташування щодо один одного, обраної конфігурації електричної мережі, засобів регулювання напруги і т.д.

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

де l_{ij} - довжина ділянки мережі, км; P_{ij} - активна потужність ділянки ланцюга.

Варіанти проекрованої мережі або її окремих ділянок можуть мати різноманітну номінальну напругу. Ділянки кільцевої мережі виконують на одну напругу - номінальну напруга ділянки - де вона виявилася найбільшою. Оскільки нові пункти споживання електричної енергії 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. Розрахуємо напругу ділянки 100-Н2 першого варіанту:

$$U_{100-H2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{15,18} + \frac{500}{16,5}}} = 71,63(\text{кВ}),$$

Отже приймаємо за номінальну напругу цієї лінії 110 кВ.

Результати розрахунку вибору номінальної напруги для ділянок решти варіантів представлені у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати розрахунку потокорозподілу та вибору номінальної напруги

№ Сх..	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	$P_{\text{л}}$, МВт	$Q_{\text{л}}$, МВАр	$S_{\text{л}}$, МВА	$U_{\text{розр}}$, кВ	$U_{\text{ном}}$, кВ
1	100-Н2	16.5	1	15.19	7.08	16.75	71.62	110
	Н2-Н5	19.8	1	5.81	3.07	6.57	46.87	110
	Н5-1	13.2	1	9.81	4.05	10.62	58.62	110
	100-Н3	13.2	1	10.97	4	11.67	61.33	110
	Н3-Н4	26.4	1	2.96	2.40	3.81	34.07	110
	Н4-2	24.7	1	9.03	4.70	10.18	58.02	110
	3-Н1	16.5	2	3	1.16	3.22	35.202	35
2	Н2-100	16.5	1	25.86	11.49	28.3	88.74	110
	2-Н4	24.7	1	18.14	8.54	20.05	79.53	110
	1-Н5	13.2	2	4	0.98	4.12	39.43	110
	Н4-Н3	26.4	1	6.14	1.43	6.30	48.43	110
	Н3-Н2	21.4	1	4.86	1.33	5.04	43.13	110
	Н4-Н1	24.7	2	3	1.16	3.22	35.43	110
3	100.Н2	16.5	1	29.12	12.29	31.60	92.78	110
	2-Н4	24.7	1	18.88	8.72	20.80	80.93	110
	Н2-Н3	21.4	1	8.12	2.13	8.40	54.94	110
	Н4-Н3	26.4	1	6.88	1.61	7.07	51.13	110
	Н2-Н5	19.8	2	4	0.98	4.12	86.85	110
	Н4-Н1	24.7	2	3	1.16	3.22	35.43	110

4	100-H2	16.5	1	28.29	11.97	30.72	91.79	110
	2-H4	24.7	1	16.71	7.88	18.48	76.73	110
	H2-H3	21.4	1	7.29	1.81	8.40	52.24	110
	H4-H3	26.4	1	4.71	0.77	7.06	42.65	110
	H1-3	16.5	2	3	1.16	3.22	35.20	35
	H2-H5	19.8	2	4	0.98	4.12	86.85	110
5	1-H5	13.2	1	27.64	11.67	30	88.85	110
	3-H1	16.5	1	20.36	9.34	22.40	80.81	110
	H5-H2	19.8	1	23.64	14.88	10.69	87.3	110
	H2-H3	21.4	1	2.64	0.53	17.21	32.1	110
	H3-H4	26.4	1	2.35	0.09	15.22	30.44	110
	H1-H4	24.7	1	17.35	8.17	20.31	71.7	110

Після вибору номінальної напруги необхідно провести вибір марки та площі перерізу проводів для всіх нових ліній електропередач.

1.7 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач

Вибір поперечного перерізу проводів ліній 35–750 кВ проводиться за економічними інтервалами. Відповідності до цього методу вибір перерізу проводиться за розрахунковим струмовим навантаженням одного ланцюга лінії $I_{розр}$, який визначається за виразом:

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

де α_1 – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження лінії за роками її експлуатації; α_T – коефіцієнт, що 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 рекомендацій [4] для ліній 35–220 кВ значення α_1 може бути прийняте рівним 1,05, що відповідає математичному сподіванню цього коефіцієнта в області найбільш поширених темпів росту навантаження. Значення коефіцієнта α_T для ліній 35–220 кВ при $K_m=1$ складають при $T_{нб}<4000 - 0,8$; при $4000<T_{нб}<6000 - 1,0$; $T_{нб}>6000 - 1,3$.

Одержане значення $I_{розр}$ порівнюється зі значеннями граничних економічних навантажень для різних перерізів проводів $F_{(i-1)}$, F_i , $F_{(i+1)}$, які підбираються для техніко-економічного розрахунку.

При виконанні умови: $I_{розр} < I_{зр(i-1)}$ вибирається поперечний переріз F_{i-1} ; $I_{зрі} > I_{розр} > I_{зр(i-1)}$ – вибирається переріз F_i ; $I_{зр(i+1)} > I_{розр} > I_{зрі}$ – вибирається переріз F_{i+1} .

Значення $I_{зр}$ у [4] подані в залежності від номінальної напруги лінії, типу опор (одно- або дволанцюгові), матеріалу опор (залізобетон, сталь) і району кліматичних умов з ожеледі (1–4) для України та інших держав. Оскільки в складі вихідних даних проекту відсутні дані про умови вибору і матеріалу опор, то рекомендується для всіх ліній мережі, яка проектується, використовувати опори з одного й того ж матеріалу (або залізобетонні, або металеві; дерев'яні опори в наш час використовуються рідко). У випадках, коли дві лінії передбачається спорудити по одній трасі, рекомендується використовувати двохланцюгові опори, в останніх випадках – одноланцюгові. Якщо у проекті для будь-якої ділянки мережі значення $I_{розр}$ перевищує граничний економічний струм для максимального перерізу проводів F_{max} лінії даної номінальної напруги $I_{зр.ек.мах}$, то слід виявити доцільність варіанта спорудження цієї лінії з перетином F_{max} і її експлуатації з погіршеними техніко-економічними показниками (тобто при $I_{розр} > I_{зр.ек.мах}$) у порівнянні з варіантами її посилення – переводом на підвищену напругу або спорудженням додаткових ланцюгів.

Разом з тим при виконанні учбового проектування внаслідок обмеженого часу розглядати варіанти з числом ланцюгів на окремих ділянках

більше двох не рекомендується, якщо є другі варіанти, де на таких ділянках при такій самій номінальній напрузі умова $I_{розр} > I_{гр.ек.тах}$ виконується.

Для магістральних ліній з проміжними відгалуженнями потужностей вибір перерізу проводів на кожній з ділянок між підстанціями проводиться за відповідним розрахунковим струмом.

Однак у випадках, коли розрахункові струми суміжних ділянок попадають у сусідні економічні інтервали, допускається вибір однакового перерізу для цих ділянок, який відповідає ділянці найбільшої довжини.

Оскільки механічний розрахунок сталевеоалюмінієвих проводів не входить в перелік завдань даного проекту, то марка проводу вибирається відповідно із проектною практикою.

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу лінії між вузлами 10 та Н5 варіанту №1.

$$|S_{100-H2}| = \sqrt{P_{100-H2}^2 + Q_{100-H2}^2} = \sqrt{21^2 + 10,16^2} = 23,32 \text{ (МВА)},$$

$$I_{розр-H2} = \frac{|S_{8-H2}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T = \frac{23,38}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1,05 \cdot 1 = 92,34 \text{ (А)},$$

$\alpha_T = 1$, оскільки $T_{нб} = 5300$ годин, $\alpha_i = 1,05$.

Обираємо лінію електропередач з наступними параметрами:

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – IV;
- район по натиску вітру – III;
- марка та переріз проводу – АС-120.

Для всіх інших ліній електропередач розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунку представлені в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

№ схеми	Ділянка мережі	$S_{л,}$ MBA	$I_{рез}$	$I_{екон.}$	$S_{післ}$	$I_{післ}$	$I_{доп.}$	Марка провода
1	100-Н2	16.75	92.35	135	-	-		
	Н2-Н5	6.57	36.25	55	4.12	22.71	265	АС-70
	Н5-1	10.62	58.52	185	27.42	151.12	375	АС-150
	100-Н3	11.67	64.32	135	-	-	375	
	Н3-Н4	3.81	66.13	185	8.16	141.34	320	АС-150
	Н4-2	10.18	56.13	135	22.11	121.85	375	АС-120
	3-Н1	3.22	27.89	80	3.22	55.77	320	АС-70
2	Н2-100	28.3	155.97	185	-	-		
	2-Н4	20.05	110.48	215	47.19	260.07	375	АС-185
	1-Н5	4.12	11.35	80	4.12	22.71	265	АС-70
	Н4-Н3	6.30	34.73	185	31.46	173.38	265	АС-150
	Н3-Н2	5.04	27.78	165	23.3	128.41	265	АС-120
	Н4-Н1	3.22	27.89	65	-	17.75	320	АС-70
3	100-Н2	31.60	174.19	185	-	-		
	2-Н4	20.80	114.61	215	51.92	286.16	375	АС--185
	Н2-Н3	8.40	46.27	185	27.37	150.84	265	АС150
	Н4-Н3	7.07	38.94	215	34.98	192.78	265	АС-185
	Н2-Н5	4.12	18.13	80	-	22.70	265	АС-70
	Н4-Н1	3.22	27.89	80	-	17.75	320	АС-70
4	100-Н2	30.72	169.28	185	-	-		
	2-Н4	18.48	101.83	215	48.41	266.79	375	АС-185
	Н2-Н3	8.40	41.38	165	27.37	150.86	265	АС-150
	Н4-Н3	7.06	26.31	215	34.98	192.78	265	АС-185
	Н1-3	3.22	27.89	80	3.22	55.77	320	АС-70
	Н2-Н5	4.12	18.13	80	-	22.70	265	АС-70
5	1-Н5	30	165.36	185	-	-		
	3-Н1	22.40	123.43	215	52.75	290.71	375	АС-185
	Н5-Н2	10.69	142.9	185	34.12	207.1	500	АС-185
	Н2-Н3	17.21	14.85	80	43.42	260.42	375	АС-150
	Н3-Н4	15.22	13	80	38.58	231.14	375	АС-150
	Н1-Н4	20.31	88.07	135	49.53	279.9	375	АС-185

1.8 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання і оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах

Для кожної з ділянок мережі визначаємо той післяаварійний режим з найбільшими навантаженнями підстанцій, в якому на ділянках тече максимальний потік потужності. За цих умов потрібно виконати перевірку вибраного перерізу за допустимим нагрівом шляхом порівняння значень струму в цьому режимі з $I_{доп}$, який надається в таблицях [3,4], та таблиці 2.3 для вибраної марки проводу.

У зв'язку з тим, що в більшості випадків розрахункові схеми для післяаварійних режимів відрізняються від схем для нормального режиму лише параметрами ділянки, де розглядається аварія (випадок – відключення одного ланцюга двохланцюгової лінії, або відсутність зв'язку між двома вузлами, наприклад, випадок відключення однієї з головних ділянок кільцевої мережі), то розрахунок потокорозподілення в них утворюється досить просто і не потребує використання ЕОМ.

Одержані значення втрат напруги не повинні перевищувати 20% від номінального (ПУЕ). Якщо ці умови задовольняються, то умовно припускається, що пристрої РПН двохобмоткових трансформаторів можуть забезпечити на шинах 10 кВ напругу, у відповідності з принципом зустрічного регулювання. Якщо воно не задовольняється, то такий варіант мережі може бути виключений із подальшого розгляду як технічно неконкурентно спроможний.

Перевіримо обрані перерізи на прикладі ділянки 1-Н5-Н2-100 схеми варіанту №1. Найбільш навантаженою в цій частині електричної мережі є вітка 100-Н2, тому припустимо, що саме на цій лінії сталася аварія і ця лінія відключена. Потокорозподіл на ділянці 1-Н5-Н2 буде визначатися як в радіальній мережі:

$$\bar{S}_{H5-H2} = \bar{S}_{H5} = 4,12 \text{ (MBA)}.$$

Визначемо значення струмів в цих ділянках та порівняємо їх із допустимими тривалими струмами для відповідних марок проводів.

$$I_{n.a.} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4,12 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 22,706 \text{ (A)} < 390 \text{ (A)}. \quad (1.8)$$

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 1.5. В таблиці 1.6 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.

Таблиця 1.6 – Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі

№ схеми	Ділянка	n	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ , См/км, 10 ⁻⁶	R, Ом	X, Ом	B, См, 10 ⁻⁶
1	100-H2	1	16.5	-	-	-	-	-	-
	H2-H5	1	19.8	0.428	0.444	2.5	8.47	8.79	5.04
	H5-1	1	13.2	0.249	0.427	2.66	3.43	5.89	3.67
	100-H3	1	13.2	-	-	-	-	-	-
	H3-H4	1	26.4	0.306	0.434	2.61	8.08	11.46	6.89
	H4-2	1	24.7	0.249	0.427	2.66	6.15	10.54	6.57
	3-H1	2	16.5	0.306	0.434	2.61	2.52	3.47	
2	H2-100	1	16.5	-	-	-	-	-	-
	2-H4	1	24.7	0.249	0.427	2.66	6.15	10.54	6.57
	1-H5	2	13.2	0.428	0.444	2.55	2.95	3.064	7.03
	H4-H3	1	26.4	0.428	0.444	2.55	11.29	11.72	6.73
	H3-H2	1	21.4	0.428	0.444	2.55	5.32	9.13	5.69

	H4-H1	2	24.7	0.306	0.434	2.61	3.77	5.36	1.28
3	100-H2	1	16.5	-	-	-	-	-	-
	2-H4	1	24.7	0.249	0.427	2.66	6.15	10.54	6.57
	H2-H3	1	21.4	0.428	0.444	2.55	9.15	9.50	5.45
	H4-H3	1	26.4	0.428	0.444	2.55	11.29	11.72	6.73
	H2-H5	2	19.8	0.428	0.444	2.55	4.23	4.39	1.01
	H4-H1	2	24.7	0.306	0.434	2.61	3.77	5.36	1.28
4	100-H2	1	16.5	-	-	-	-	-	-
	2-H4	1	24.7	0.249	0.427	2.66	6.15	10.54	6.57
	H2-H3	1	21.4	0.428	0.444	2.55	9.15	9.50	5.45
	H4-H3	1	26.4	0.428	0.444	2.55	11.29	11.72	6.73
	H1-3	2	16.5	0.306	0.434	2.61	2.52	3.47	
	H2-h5	2	19.8	0.428	0.444	2.55	4.23	4.39	1.01
5	1-H5	1	13.2	-	-	-		-	-
	3-H1	1	16.5	0.249	0.427	2.66	4.10	7.04	4.38
	H2-H3	1	21.4	0.249	0.427	2.66	5.32	9.13	5.69
	H3-H4	1	26.4	0.249	0.427	2.66	6.57	11.27	7.02
	H1-H4	1	24.7	0.249	0.427	2.66	6.15	10.54	6.57

Наступним етапом є визначення напруги у всій вузлах. Покажемо визначення втрат напруги на прикладі ділянки мережі варіанту №1 100-H5-H1-H4-100.

Втрати напруги у 8-H2:

$$U_{n.}=110 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{100-H2} = \frac{P_{100-H2} \cdot R_{100-H2} + Q_{100-H2} \cdot X_{100-H2}}{U_{n.}}, \quad (1.9)$$

$$\Delta U_{100-H2} = \frac{15,19 \cdot 7,06 + 7,08 \cdot 7,326}{110} = 1,021 \text{ (кВ)},$$

$$U_{H2} = U_{n.} - \Delta U_{100-H2} = 110 - 1,021 = 108,979 \text{ (кВ)}; \quad (1.10)$$

По аналогічній методиці проводиться визначення втрат напруги і для інших ділянок.

Розрахунок кількості вимикачів, довжини траси і проводу, а також значення мінімальної напруги по вузлам приведені в таблиці 1.7

Таблиця 1.7 – Мінімальна напруги в післяаварійному режимі та інформація про кількість вимикачів та загальну довжину ліній та довжина проводу

№ схеми	Кількість вимикачів	Довжина траси	Довжина проводу	$U_{\min}$
1	20	130.9	147.4	108.83
2	19	127.5	166	108.01
3	19	133.5	178	107.5
4	19	125.3	161.6	107.6
5	17	122.6	122.6	103.76

При інших приблизно рівних показниках перевага надається тим варіантам, у яких електроенергія передається найбільш короткими лініями від джерела постачання до пунктів її споживання і в яких найменші втрати напруги.

Проаналізувавши таблицю 1.7 можна дійти висновку, що для подальшого розгляду доцільно залишити схеми варіантів №2 та №5, як такі що мають найменшу загальну довжину ліній електропередач, та найменшу кількість вимикачів.

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

Джерела активної потужності в кожному мить сталого режиму повинні генерувати у систему стільки електроенергії, скільки в цей момент вимагають всі споживачі, враховуючи всі втрати в електричній мережі, тобто баланс активних потужностей за незмінною частотою $f = f_{ном}$ записується як

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P_m, \quad (1.11)$$

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.

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{\Gamma}). \quad (1.12)$$

Наближений розгляд споживання реактивної потужності, а також орієнтовний вибір потужності, типів і розташування компенсуючих пристроїв у мережі необхідно провести до техніко-економічного порівняння варіантів схеми мережі.

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.

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{KPi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (1.13)$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження; $\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях; $\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij}$ – зарядна потужність, що генерується лініями; $\sum_{i=1}^K Q_{KPi}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності (компенсуючих пристроїв – КП); $\sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Таким чином, сумарна реактивна потужність, яка необхідна 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 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÷2)% – при 35 кВ, (4÷6) % - при 110 кВ, від модуля повної потужності, яка передається по лініям.

Втрати реактивної потужності в трансформаторах й автотрансформаторах при кожній трансформації складають приблизно (8÷12)% від повної потужності навантаження. Через те, для оцінки величини втрат реактивної потужності в трансформаторах необхідно урахувати можливе

число трансформацій потужності навантаження кожного з пунктів. Якщо розрахунок балансу реактивної потужності утворюється, виходячи із заданого номінального коефіцієнта потужності генераторів електричної системи, необхідно враховувати втрати реактивної потужності як при трансформаціях на електричних станціях, так і на понижувальних підстанціях району, що проектується. Оскільки частину реактивної потужності доцільно виробляти децентралізовано за допомогою компенсуючих пристроїв, то потужності резерву і власних потреб електростанцій по реактивній потужності не враховуються.

Для повітряних мереж 110 кВ, у першому наближенні, допускається вважати, що втрати реактивної потужності в індуктивних опорах ліній і генерація реактивної потужності цими лініями в період найбільших навантажень взаємно компенсуються.

Основним типом компенсуючих пристроїв, які встановлюються по умові покриття реактивної потужності, є конденсатори.

Для компенсації реактивного навантаження споживачів і втрат реактивної потужності в мережах використовуються синхронні компенсатори і батареї статичних конденсаторів.

Конденсаторні батареї комплектуються з конденсаторів типу КСА-0,66-20; КС2А-0,66-40; КС2-1,05-60 і КС2-1,06-125.

Для компенсації реактивної потужності безпосередньо у споживачів виготовляються конденсаторні установки типів КУ і КУН 6–10 кВ потужністю 240–425 кВ·А. Вони комплектуються із конденсаторів КМ і КМН.

Проведемо розрахунок балансу активних потужностей для кожного нового контуру варіанту схеми №2:

для контуру 100-Н2-Н3-Н4-Н1-2:

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} + 0,05 \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} = 0,95 \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} = 0,95 \cdot (3+21+8+12) = 41,8 \text{ (МВт)};$$

для контуру 1-Н5:

$$P_{\Gamma} = 0,95 \cdot 4 = 3,8 \text{ (МВт)}.$$

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

для контуру 100-Н2-Н3-Н4-Н1-2:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{\Gamma}) = 41,8 \cdot 0,45 = 11,4 \cdot 0,62 = 18,81 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{НП}} = \sum_{i=1}^K Q_{\text{нi}} = 1,16 + 10,16 + 1,6 + 7,11 = 20,03;$$

$$Q_{\text{Тi}} = 0,1 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{\text{Ti}} = 0,1 \cdot (3,22 + 23,3 + 8,16 + 13,95) = 4,86 ;$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{\text{КПi}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{\text{нi}} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{\text{Ti}} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 20,03 + 4,86 - 18,81 = 5,08 \text{ МВАр}.$$

для контуру 1-Н5:

$$Q_{\Gamma} = 0,9 \cdot (4 + 2,2) \cdot 0,45 = 2,511 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{\text{КПi}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{\text{нi}} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{\text{Ti}} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 0,98 + 0,415 - 2,511 = -1,165 \text{ МВАр}$$

Виходячи з розрахунків робимо висновок, тому що реактивна потужність нижча рівня 5 буде встановлений один компенсуючий пристрій, який дорівнює 3,8 (МВАр). А баланс реактивних потужностей варіанту мережі №5 проводиться аналогічно.

1.10 Вибір трансформаторів на підстанціях

Відповідності до практики проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися за умови допустимого перенавантаження у післяаварійних режимах до 40% (на період максимуму загальної добової продовженості не більше 5 годин протягом не більше 6 діб). Слід зауважити, що у післяаварійних режимах перенавантаження може виявитися більш ніж 40%, але на менший період.

$$\dot{S}_{T_{ном i}} \geq \frac{P_{\max i}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{\max i}}{1,4(n_T - 1)}, \quad (1.14)$$

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

Встановлюємо по два трансформатори на кожній підстанції.

Проведемо розрахунок по вибору трансформаторів на підстанції вузла Н1.

$$S_T \geq \frac{3,22}{1,4(2 - 1)} = 2,3 \text{ (МВА)}.$$

Обираємо трансформатори типу ТМН-2500/110 потужністю 2,5 МВА. Для вузлів Н2, Н3, Н4, Н5, Н6 вибір трансформаторів проводиться аналогічно. Результати вибору трансформаторів представлені в таблиці 1.8, в якій також подані паспортні дані трансформаторів.

Таблиця 1.8 – Результати вибору трансформаторів на підстанціях

№ вузла	Тип	$S_{ном}$ МВ А	К-ть тр-ів	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u_k %	ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %	R Ом	X Ом	ΔQ_x квар	C_m тис.гн
					ВН	НН								
Н1	ТМН-2500/110	2,5	2	$\pm 10 \times 1,5\%$ 1,5% $\pm 8 \times 1,5\%$	110	6,6; 1,1	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5	332,5
Н2	ТРДН-25000/110	25	2	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,3-6,3; 6,3-10,5;	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175	798
Н3	ТМН-6300/110	6,3	2	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,5; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4	465,5
Н4	ТДН-10000/110	10	2	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,5; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70	513
Н5	ТМН-6300/110	6,3	2	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4	465,5

2 ВИБІР СХЕМ ПІДСТАНЦІЙ. ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ І ВИБІР ЕКОНОМІЧНО ДОЦІЛЬНОЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Основні вимоги до головних схем підстанцій:

1. Схема повинна забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з категоріями споживачів.

2. Схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з його значенням для ділянки мережі, що розглядається.

3. Схема повинна бути по можливості простою, наглядною, економічною та забезпечувати засобами автоматики відновлення живлення споживачів в післяаварійній ситуації без втручання обслуговуючого персоналу.

4. Схема повинна допускати поетапний розвиток РП з переходом від одного етапу до іншого без значних робіт по реконструкції та перерв електропостачання споживачів.

5. Кількість одночасно спрацьовуючих вимикачів в межах одного РП повинна бути не більше двох при пошкодженні лінії та не більше чотирьох при пошкодженні трансформатора.

Враховуючи дані положення було обрано схеми підстанцій. Результати вибору заносимо до таблиці 2.1. Вибрані схеми зображені на рисунках 2.1-2.2.

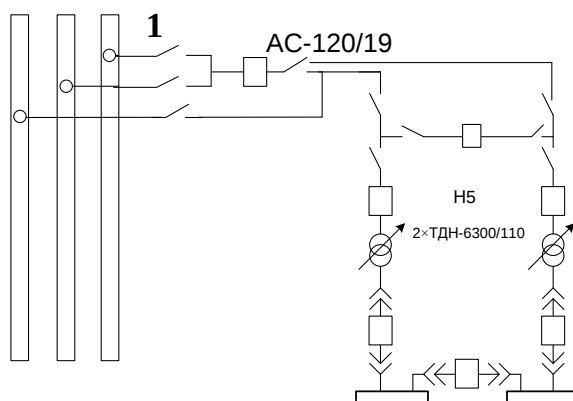


Рисунок 2.1 – Схема підстанції «Місток з вимикачем в перемичці та вимикачами в колах трансформаторів» для кільця 1-Н5

Таблиця 2.1 – Результати вибору схем підстанцій

№ сх.	№ вузла	Назва схеми
1	Н1	Місток з вимикачем в перемичці та вимикачами в колах трансформаторів
	Н2	Місток з вимикачем в перемичці та вимикачами в колах трансформаторів
	Н3	Місток з вимикачем в перемичці та вимикачами в колах трансформаторів
	Н4	Місток з вимикачем в перемичці та вимикачами в колах трансформаторів
	Н5	Місток з вимикачем в перемичці та вимикачами в колах трансформаторів

показниками: сумарній довжині ліній, по довжині їх трас, по кількості комірок вимикачів і т.п.

Принципи побудови схеми мережі мають враховувати різні якості електричних мереж і порівняння їх варіантів повинно засновуватись на розрахункових витратах.

2. На другому етапі, обмежене число найбільш раціональних варіантів схеми і номінальної напруги мережі підпадає під техніко-економічне порівняння за приведеннями витратами. Кожен із цих варіантів повинен бути детально розробленим з вибором схем усіх підстанцій, розрахунком втрат електроенергії і т.і.

Необхідно мати на увазі, що варіанти схеми з різними номінальними напругами через різну вартість обладнання і апаратури і різних величин втрат електроенергії можуть порівнюватись тільки за приведеними витратами. Це положення обов'язкове і для порівняння варіантів з різною надійністю постачання споживачів.

При визначенні техніко-економічних показників та критеріїв економічної ефективності, вартість електрообладнання і характеристики його експлуатації приймаються за даними. Показники та критерії економічної ефективності наведено в Додатку Б. Методика оцінки економічної ефективності є складовою ТЕА і розроблена на основі загальних методичних положень визначення економічної ефективності інвестицій в енергетику (ГЛ 340.001–95), затверджених Міненерго України за погодженням з Мінекономіки України.

3 РОЗРАХУНКИ ПАРАМЕТРІВ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ МЕРЕЖІ. АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

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

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

1. Лінії зображуються схемами заміщення:

ЛЕП напругою 110 кВ:

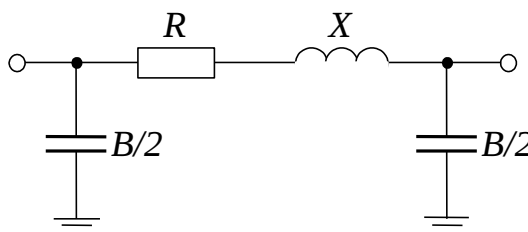


Рисунок 3.1- Схема заміщення ЛЕП 110 кВ

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n_l}, \quad (3.1)$$

$$X = \frac{x_0 \cdot l}{n_l}, \quad (3.2)$$

$$B = b_0 \cdot l \cdot n_l, \quad (3.3)$$

де r_0 , x_0 , b_0 – відповідно питомі параметри (на 1 км довжини) активного і реактивного опорів; l – довжина лінії; n_l – кількість ланцюгів.

Зарядна потужність лінії:

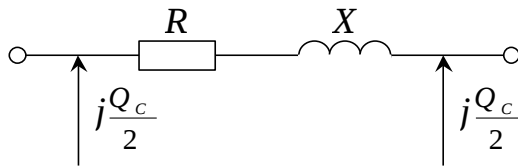


Рисунок 3.2 - Схеми заміщення ЛЕП з зарядною потужністю

$$Q_C = U_H^2 \cdot B. \quad (3.4)$$

Розрахуємо параметри лінії 10-Н5 за вищевказаними формулами:

$$Q_C/2 = 110^2 \cdot 3,72 \cdot 10^{-5} / 2 = 0,25(\text{МВар}).$$

Розрахунок параметрів схеми заміщення інших ліній проводимо аналогічно, результати зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку параметри схеми заміщення

ЛЕП	L , км	n_L	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	R_L , Ом	X_L , Ом	B , См 10^{-5}	$Q_C/2$, МВар
1-Н5	13,2	1	0,198	0,420	2,70	2,73	5,79	3,72	0,225
3-Н1	16,5	1	0,249	0,427	2,66	4,10	7,04	4,38	0,265
Н5-Н2	19,8	1	0,162	0,413	2,75	3,20	8,17	5,44	0,329
Н2-Н3	21,4	1	0,249	0,427	2,66	5,32	9,13	5,69	0,344
Н3-Н4	26,4	1	0,249	0,427	2,66	6,57	11,27	7,02	0,425
Н1-Н4	24,7	1	0,249	0,427	2,66	6,15	10,54	6,57	0,397

2. Двообмоткові трансформатори зображуються схемою заміщення (рисунок 3в.3):

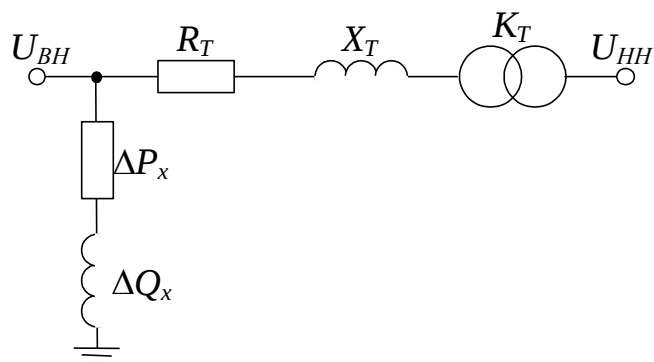


Рисунок 3.3 – Схема заміщення двообмоткового трансформатора

Результати наведені в пункті «Вибір трансформаторів на підстанціях».

3.1 Визначення приведених і розрахункових 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:

$$\dot{S}_{прив\ i} = \dot{S}_{нв\ i} + \Delta\dot{S}_{T\ i}, \quad (3.5)$$

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

Для двообмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_{нв}^2}{n \cdot S_{ном}^2}, \quad (3.6)$$

$$\Delta Q_T = \frac{u_{\kappa} \% \cdot S_{нв}^2}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (3.7)$$

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

Для вузла №Н1:

$$\Delta P_{T_1} = \frac{22 \cdot (3 + j1,16)^2}{2 \cdot 2,5^2} = 13,472 + j12,25(MBm),$$

$$\Delta Q_{T_1} = \frac{10,5 \cdot (3 + j1,16)^2}{100 \cdot 2,5} = 0,321 + j0,292(MBap),$$

$$\dot{S}_{прив_1} = 13,472 + j12,25 + 3 + j1,16 = 27,145 + j12,66(MBA).$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 3.2.

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

$$S_{розр_i} = S_{прив_i} - j \left(\frac{Q_{cij}}{2} + Q_{КУ} \right), \quad (3.8)$$

$$\dot{S}_{розр_1} = 27,145 + j13,821 - j(9,34 + 8,34) \cdot 0,5 = 27,145 + j4,98(MBA).$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку розрахункової потужності

N	$S_{наг}$	ΔS_m	$S_{прив}$	$Q_{c\Sigma}$	$Q_{кп}$	$S_{розр}$
1	3+1.16i	24.145+12.661i	27.145+13.821i	8,84	-	27.145+4.981i
2	21+10.16i	84.492+42.678i	105.492+52.838i	10,55	-	105.492+42.288i
3	8+1.6i	59.768+2.828i	67.768+4.428i	6,90	-	67.768-2.472i
4	12+7.11i	71.84+96.334i	83.84+103.444i	7,96	3,8	83.84+93.584i
5	4+0.98i	28.775+2.78i	32.775+3.76i	13,28	-	32.775-9.515i

3.2 Визначення поточкорозподілу в мережі

Розрахунок поточкорозподілу проводять за розрахунковими навантаженнями, починаючи з більш віддалених 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 визначають точку поточкорозподілення (струморозподілення), 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 $\dot{S}_l''$, визначають значення потужності на початку лінії $\dot{S}_l'$:

$$\begin{aligned} \dot{S}_l' &= \dot{S}_l'' + \Delta \dot{S}_l = (P_l'' + jQ_l'') + (\Delta P_l + j\Delta Q_l) = \\ &= \left[P_l'' + \frac{(P_l'')^2 + (Q_l'')^2}{U_H^2} \cdot R_l \right] + j \left[Q_l'' + \frac{(P_l'')^2 + (Q_l'')^2}{U_H^2} \cdot X_l \right]. \end{aligned} \quad (3.9)$$

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

Розрахунок перетоків потужностей по лініях з урахуванням втрат в трансформаторах і зарядної потужності в ЛЕП.

Для ділянки 1-Н5 дорівнює:

$$\bar{S}_{1-H5} = \frac{\bar{S}_{H5} \cdot (Z_{H5-H2} + Z_{H2-H3} + Z_{H3-H4} + Z_{H1-H4} + Z_{3-H1}) + \bar{S}_{H2} \cdot (Z_{H2-H3} + Z_{H3-H4} + Z_{H1-H4} + Z_{3-H1})}{Z_{1-H5} - Z_{H5-H2} - Z_{H2-H3} - Z_{H3-H4} - Z_{H1-H4} - Z_{3-H1}} + \frac{\bar{S}_{H3} \cdot (Z_{H3-H4} + Z_{H1-H4} + Z_{3-H1}) + \bar{S}_{H4} \cdot (Z_{H1-H4} + Z_{3-H1}) + \bar{S}_{H1} \cdot Z_{3-H1}}{Z_{1-H5} - Z_{H5-H2} - Z_{H2-H3} - Z_{H3-H4} - Z_{H1-H4} - Z_{3-H1}} = 33,274 + j7,619 = 30,006(MVA)$$

Для ділянки 3-Н1 маємо:

$$\bar{S}_{3-H1} = \frac{\bar{S}_{H1} \cdot (Z_{H5-H2} + Z_{H2-H3} + Z_{H3-H4} + Z_{H1-H4} + Z_{1-H5}) + \bar{S}_{H4} \cdot (Z_{H2-H3} + Z_{H3-H4} + Z_{H5-H2} + Z_{1-H5})}{Z_{1-H5} + Z_{H5-H2} + Z_{H2-H3} + Z_{H1-H4} + Z_{3-H1}} + \frac{\bar{S}_{H3} \cdot (Z_{H2-H3} + Z_{H5-H2} + Z_{1-H5}) + \bar{S}_{H2} \cdot (Z_{H5-H2} + Z_{1-H5}) + \bar{S}_{H5} \cdot Z_{1-H5}}{Z_{1-H5} + Z_{H5-H2} + Z_{H2-H3} + Z_{H1-H4} + Z_{3-H1}} = 14,726 + j13,39 = 22.397(MVA)$$

Для ділянки Н5-Н2 маємо:

$$\bar{S}_{H5-H2} = \bar{S}_{1-H5} - (P_{H5} + j \cdot Q_{H5}) = 29,274 + j6,639 = 30,017(MVA).$$

Для ділянки Н2-Н3 маємо:

$$\bar{S}_{H2-H3} = \bar{S}_{H5-H2} - (P_{H2} + j \cdot Q_{H2}) = 8,274 - j3,521 = 8,992(MVA).$$

Для ділянки Н4-Н1 маємо:

$$\bar{S}_{H4-H1} = \bar{S}_{H3-H1} - (P_{H1} + j \cdot Q_{H1}) = 11,726 + j12,231 = 16,944(MVA).$$

Для ділянки Н3-Н4 маємо:

$$\bar{S}_{H3-H4} = \bar{S}_{H2-H3} - (P_{H3} + j \cdot Q_{H3}) = 0,274 - j5,121 = 5,128(MVA).$$

Оскільки ланцюг ліній 1-Н5-Н2-Н3-Н4-Н1-3 включений між підстанціями з різними напругами, то виникає зрівняльний струм

$$\dot{I}_{zp} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_3}{\sqrt{3}z_{1-3}}$$

або зрівняльна потужність:

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

$$\text{де } \dot{U}_\phi = \frac{\dot{U}_1 + \dot{U}_3}{2 \cdot \sqrt{3}}.$$

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

$$U_1 = 113,67 \text{ кВ}; U_3 = 112,77 \text{ кВ}.$$

$$\dot{S}_{zp} = 3 \cdot (5,916 \cdot 10^{-3} - j4,575 \cdot 10^{-3}) \cdot 65.368 = 1,16 - j0,897 \text{ МВА}.$$

Після накладання зрівняльної потужності на отримане поточкорозподілення отримаємо:

$$\dot{S}'_{1-H5} = \dot{S}_{1-H5} + \dot{S}_{zp} = 34,434 + j6,722;$$

$$\dot{S}'_{3-H1} = \dot{S}_{3-H3} + \dot{S}_{zp} = 15,886 + j12,493;$$

$$\dot{S}'_{H5-H2} = \dot{S}_{H5-H2} + \dot{S}_{zp} = 30,434 + j5,742.$$

$$\dot{S}'_{H2-H3} = \dot{S}_{H2-H3} + \dot{S}_{zp} = 9,434 - j4,418;$$

$$\dot{S}'_{H3-H4} = \dot{S}_{H3-H4} + \dot{S}_{zp} = 1,434 - j6,018;$$

$$\dot{S}'_{H1-H4} = \dot{S}_{H1-H4} + \dot{S}_{zp} = 12,886 + j11,333.$$

Розриваємо ланцюг в точці поточкорозподілу за активною потужністю і подальший розрахунок ведемо так, як і для розімкненої мережі, враховуючи втрати потужності на ділянках ЛЕП.

$$\dot{S}_{1-H5}^{\kappa} = \dot{S}'_{1-H5} = 34,434 + j6.722 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-H5}^n = \dot{S}_{1-H5}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{1-H5};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{71-73} &= \frac{(P_{71-73}^{\kappa})^2 + (Q_{71-73}^{\kappa})^2}{U_H^2} \cdot R_{\pi} + j \frac{(P_{71-73}^{\kappa})^2 + (Q_{71-73}^{\kappa})^2}{U_H^2} \cdot X_{\pi} = \\ &= \frac{34,434^2 + 6,722^2}{110^2} \cdot 2,73 + j \frac{34,434^2 + 6,722^2}{110^2} \cdot 5,79 = 0,278 + j0,589 \text{ (МВА)} \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{71-73}^n = S_{1-H5}^k + \Delta S_{1-H5} = 34,712 + j7,311;$$

Результати розрахунків для решти ланцюгів наведемо в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 –Результати розрахунків потокорозподілення в мережі

Лінія	S_n	S_k	ΔS
1-Н5	34.712+7.311i	34.434+6.722i	0.278+0.589i
3-Н1	16.125+12.74i	15.886+12.493i	0.238+0.247i
Н5-Н2	30.688+6.39i	30.434+5.742i	0.254+0.648i
Н2-Н3	9.516-4.333i	9.434-4.418i	0.082+0.085i
Н3-Н4	1.47-5.981i	1.434-6.018i	0.036+0.037i
Н4-Н1	13.144+11.6i	12.886+11.333i	0.257+0.267i

3.3 Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі

Розрахунок робочих рівнів напруги в вузлових точках мережі проводиться від пункту живлення до найбільше 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 розраховуємо максимальний режим, то напругу на шинах підстанції приймаємо рівним 113,67 кВ.

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” (додаток Г та Д).

Для ділянки 1-Н5-Н2-Н3-Н4-Н1-3 маємо:

$$\Delta U_{1-H5} = \frac{34,712 \cdot 2,73 + 7,311 \cdot 5,79}{113,67} = 1,206(\text{кВ});$$

$$U_{H5} = U_1 - \Delta U_{1-H5} = 112,464(\kappa B);$$

$$\Delta U_{H5-H2} = \frac{30,688 \cdot 3,20 + 6,390 \cdot 8,17}{112,464} = 1,337(\kappa B);$$

$$U_{H2} = U_5 - \Delta U_{H5-H2} = 111,127(\kappa B);$$

$$\Delta U_{H2-H3} = \frac{5,32 \cdot 9,516 + 9,13 \cdot 4,33}{111,127} = 0,811(\kappa B);$$

$$U_{H3} = U_{H2} - \Delta U_{H2-H3} = 110,315(\kappa B).$$

$$\Delta U_{H3-H4} = \frac{1,34 \cdot 6,57 + 11,27 \cdot 5,98}{110,315} = 0,698(\kappa B);$$

$$U_{H4} = U_{H3} - \Delta U_{H3-H4} = 109,617(\kappa B).$$

$$\Delta U_{3-H1} = \frac{4,10 \cdot 16,125 + 7,04 \cdot 12,74}{112,77} = 1,382(\kappa B);$$

$$U_{H1} = U_3 - \Delta U_{3-H1} = 111,388(\kappa B).$$

Розрахункові значення для інших вузлів заносимо в таблицю 3.4

Таблиця 3.4 - Значення напруги у вузлах

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	максимальний режим	мінімальний режим	післяаварійний режим
H1	111,388	106,166	109,270
H2	111,127	106,105	94,211
H3	110,315	105,800	98,099
H4	109,617	105,748	104,109
H5	112,464	106,913	93,826

4 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ. ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ

Регулювання напруги проводиться 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:

$$\Delta U'_T = \frac{P_{\text{нв}} \cdot R_T + Q_{\text{нв}} \cdot X_T}{n \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (4.1)$$

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

$$K_{\text{ТБ}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U_T}{U_{\text{НН.б}}}. \quad (4.2)$$

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

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації $k_{\text{ТД}}$ трансформатора, дійсну напругу на боці НН трансформаторної підстанції і положення перемикача відгалужень, яка складається, виходячи з меж регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора.

Проведемо регулювання напруги у вузлі Н1:

$$\Delta U'_T = \frac{3 \cdot 42,6 + 1,16 \cdot 508,2}{2 \cdot 111,388} = 3,22 \text{ кВ};$$

$$K_{TB} = \frac{111,338 - 3,22}{10,5} = 10,302;$$

$$K_{TD} = 10,5;$$

$$U_{HH_71} = \frac{111,388 - 3,22}{10,302} = 10,5 \text{ кВ}.$$

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 після аварійному режимах користуємось результатами з розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу «Втрати –110» (додаток Г та Д).

Результати наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Результати регулювання напруги у режимі максимальних навантажень

	$U_{max}, \text{кВ}$	$U_{min}, \text{кВ}$	$U_{na}, \text{кВ}$
Н1	10,302	10,294	10,565
Н2	10,317	9,425	8,126
Н3	10,303	10,041	9,106
Н4	9,969	9,937	9,667
Н5	10,59	10,182	8,806

Далі визнаємо витрати, які необхідні для спорудження мережі (одноразових капітальних витрат) і для її експлуатації протягом року (витрати на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування), а також системних витрат на компенсацію втрат потужності та електроенергії в мережі.

Крім цих основних показників необхідно визначити і ряд інших показників, які характеризують ефективність експлуатації. До них відносяться:

$$C = E / A_{p\dot{u}u}, \quad (4.3)$$

де C – собівартість передавання електроенергії у мережі; $A_{p\dot{u}u}$ – сумарна електроенергія, яка відпущена у розподільні мережі з шин 10 кВ підстанцій протягом року.

$$A_{p\dot{u}u} = T_{\text{нб}} \cdot \sum_{i=1}^k P_{\text{нвmax}i} = P_{\text{нвmax}\Sigma} \cdot T_{\text{нб}}, \quad (4.4)$$

де $P_{\text{нвmax}\Sigma}$ – сумарне максимальне навантаження підстанцій мережі; $\Delta P_{*max\Sigma}$ – відносне значення сумарних втрат активної потужності в режимах максимальних навантажень мережі в процентах від сумарного навантаження підстанцій:

$$\Delta P_{*max\Sigma} = \frac{\Delta P_{\text{max}\Sigma}}{P_{\text{нвmax}\Sigma}} \cdot 100\%, \quad (4.5)$$

де $A_{*\Sigma}$ – відносне значення сумарних річних втрат електроенергії у мережі в процентах від $A_{p\dot{u}u}$

$$A_{*\Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{p\dot{u}u}} \cdot 100\%, \quad (4.6)$$

$$A_{p\dot{u}u} = (3 + 21 + 8 + 12 + 4) \cdot 5300 = 254400 \text{ (МВт}\cdot\text{год/рік)},$$

$$E = E_{\text{л}} + E_{\text{н}} + E'_{\Delta w} = 556800 + 2933000 + 0,1 \cdot (5,3 - 2,1) \cdot 3747 = \\ = 851300 \text{ (тис. грн.)},$$

де
$$E'_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w' = b_0 \cdot \Delta P'_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot (\Delta P_2 - \Delta P_1) \cdot \tau,$$

де ΔP_1 та ΔP_2 – втрати активної потужності взяті відповідно з розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної електричної мережі та мережі з врахуванням нових споживачів електричної енергії.

$$C = \frac{851300}{254400} = 3,34 \text{ (грн /кВт·год)}.$$

– відносне значення сумарних втрат активної потужності в режимах максимальних навантажень мережі в процентах від сумарного навантаження підстанцій для всієї мережі та спроектованої електричної мережі:

$$\Delta P_{*\max\Sigma} = \frac{\Delta P_{\max\Sigma}}{P_{\hat{I} \max\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{(5,3 - 2,1)}{48} \cdot 100\% = 6,66\%.$$

– відносне значення сумарних річних втрат електроенергії (ΔA) в мережі в процентах від $A_{\text{річ}}$ для всієї мережі та спроектованої електричної мережі:

$$A_{*\Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{\text{річ}}} \cdot 100\% = \frac{(5,3 - 2,1) \cdot 3747}{851300} \cdot 100\% = 1,40\%.$$

Окрім вказаних показників, представимо дані, які характеризують необхідність мережі в елементах обладнання. До них відносяться: кількість трансформаторного обладнання за номінальними напругами та марками; кількість вимикачів; кількість компенсуючих пристроїв по марках.

Таблиця 4.2 – Елементи обладнання

№ п/ст	Дані про трансформатори	
	кількість	марка
Н1	2	ТМН-2500/110
Н2	2	ТРДН-25000/110
Н3	2	ТМН-6300/110
Н4	2	ТДН-10000/110
Н5	2	ТМН-6300/110

– кількість кілометрів проводів ПЛЕП по марках (на одну фазу).

Провід АС120, АС150, АС70 – 122,6 км.

5 ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКІВ ДЛЯ ПЛ РІЗНИХ КЛАСІВ НАПРУГ

5.1 Розрахунок числа відключень повітряних ліній електропередавання

Розрахунок числа відключень ПЛ 110 грозові відключення ПЛ з тросами можуть відбуватися з кількох причин:

- прорив блискавки через тросову захист, тобто ураження фазного проводу ПЛ;
- удар блискавки в опору і зворотне перекриття з опори ЛЕП на фазний провід;
- удар блискавки в трос в середині прольоту і пробою проміжку трос - фазний провід ПЛ.

Розрахунок числа грозових відключень лінії виконувався клас напруг - 110 кВ. В розрахунках використовувались методики, описані в [16, 17, 23]. Для розрахунку вибирались два типи опор обох класів напруг: стандартні та компактні.

Розрахунок числа відключень для ПЛ 110 на стандартних та компактних опорах проводиться за методикою, яка аналогічна методиці застосованої вище для ПЛ на стандартних опорах.

Вихідні дані для опори П 110-4: довжина прольоту $l_{\text{прол}} = 150$ м, висота опори $h_0 = 31,3$ м, висота підвісу проводу $h_{\text{пр}} = 25,7$ м, використовуємо провід марки АС-150, радіус проводу $r = 0,086$ м по ГОСТ 839-74, фазний провід має розрахункову стрілу провісу $f = 6,5$ м, захисний кут тросу $\alpha = 20,0^\circ$. В якості тросу беремо сталевий канат С-50 по ГОСТ 3063-66, радіус тросу $r_t = 0,0045$ м, стріла провісу тросу $f_t = 4,5$ м, висота підвісу тросу $h_{\text{підв.т}} = 4,7$ м, імпульсний опір заземлення опор $R_{zi} = 20$ Ом. Фазні проводи підвішені на гірляндах з 8 ізоляторів типу ПС6-Б.

$U_{50\%} = 830$ кВ – 50% розрядна напруга при негативній полярності з тривалістю фронту $\tau = 20$ мкс;

тривалістю фронту $\tau = 20$ мкс;

тривалістю фронту $\tau = 2$ нс.

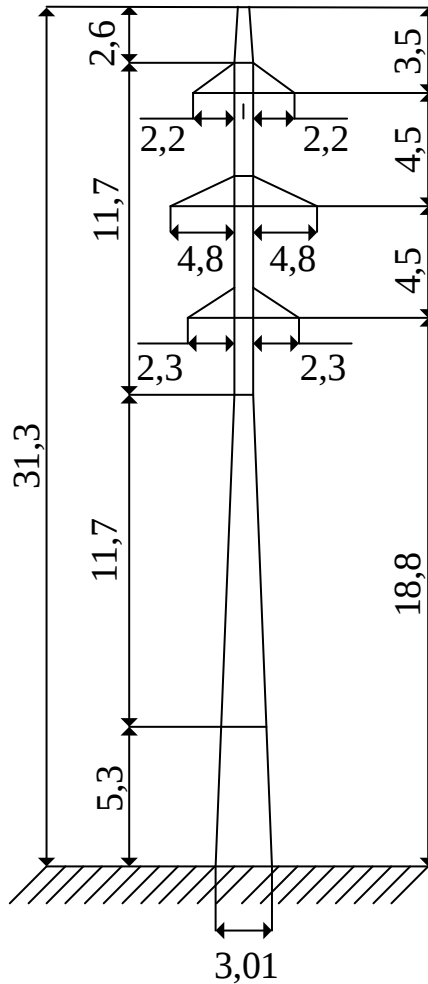


Рисунок 5.1 - Опора П 110-4

Вихідні дані для опори К-110: довжина прольоту $l_{прол} = 150$ м, висота опори $h_0 = 18,4$ м, висота підвісу проводу $h_{пр} = 13,2$ м, використовуємо провід марки АС-150, радіус проводу $r = 0,086$ м по ГОСТ 839-74, фазний провід має розрахункову стрілу провісу $f = 4,2$ м, захисний кут тросу $\alpha = 25,0^\circ$. В якості тросу беремо сталевий канат С-50 по ГОСТ 3063-66, радіус тросу $r_m = 0,0045$ м, стріла провісу тросу $f_m = 3,1$ м, висота підвісу тросу $h_{відв.м} = 2,9$ м, імпульсний

опір заземлення опор $R_{zi} = 20$ Ом. Фазні проводи підвішені на гірляндах з 8 ізоляторів типу ПС6-Б.

$U_{50\% -} = 830$ кВ – 50% розрядна напруга при негативній полярності з тривалістю фронту $\tau = 20$ мкс;

$U_{50\% +} = 730$ кВ – 50% розрядна напруга при позитивній полярності з тривалістю фронту $\tau = 20$ мкс;

$U_{\tau} = 1050$ кВ – імпульсна розрядна напруга при позитивній полярності з тривалістю фронту $\tau = 2$ мкс.

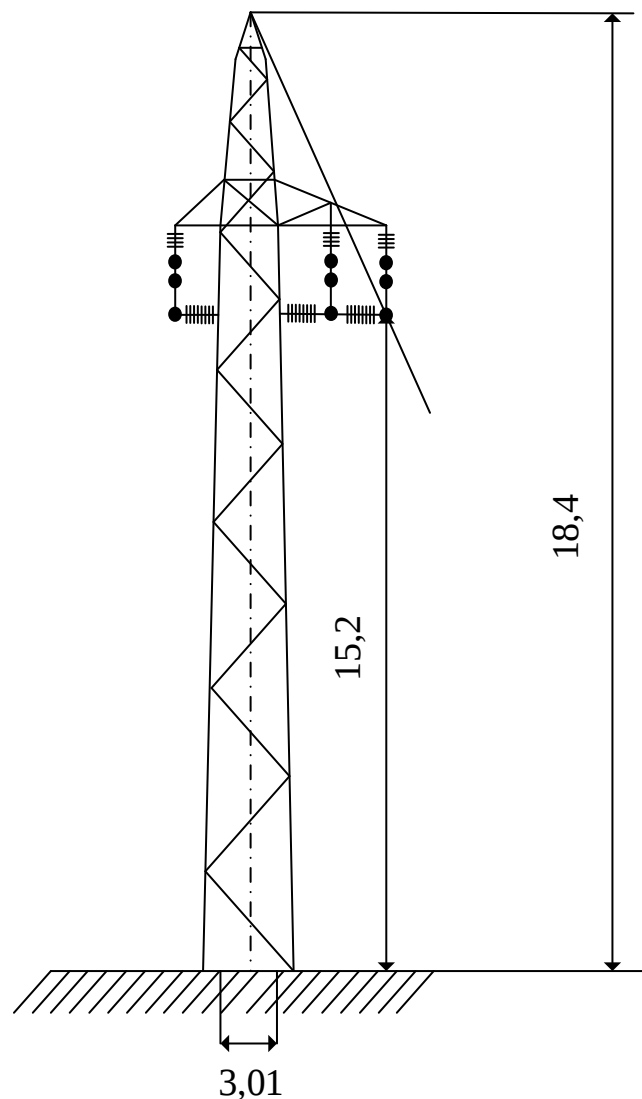


Рисунок 5.2 - Компактна опора УСВЛ 110

Методика розрахунку лінії внаслідок грозових відключень для класів напруг однакова, тому просто зведемо отримані результати до таблиці та порівняємо їх. Для порівняння отриманих розрахунків їх результати зведено до таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 - Результатів розрахунків для опор П 110-4 та К-110

Величини	П220-2	К-110
Кількість відключень лінії внаслідок удару блискавки у провід, $n_{\text{пр}}$	0,17816	0,0098
Кількість відключень лінії внаслідок обернених перекриттів з опори на провід, $n_{\text{пр}}$	1,645	0,5123
Кількість відключень лінії внаслідок попадання блискавки в трос, $n_{\text{тр}}$	0,0008528	0,0009
Кількість відключень при індукованих перенапругах, $n_{\text{інд}}$	0,00319	0,056
Сумарна кількість грозових відключень лінії, n_{Σ}	1,8273	0,579

За результатами розрахунків, можна зробити висновок, що на кількість відключень лінії найбільше впливає висота опори. В такому випадку краще було б використовувати саме «компактні опори». Компактна ПЛ, маючи менші габарити, характеризується зменшеною, в порівнянні з традиційними конструкціями, індуктивністю, підвищеною ємністю та, в результаті, зниженим хвильовим опором і підвищеною потужністю. За 137 результатами розрахунків кількість відключень на 40-50% менша ніж у стандартних опор.

5.2 Визначення зон захисту від ударів блискавки для ПЛ 110 кВ та 220 кВ

При проектуванні систем грозозахисту, у відповідності до нормативних документів, можуть використовуватись дві методики визначення зон захисту – методика розрахунку захисного кута та методика фіктивної сфери.

Підвіс грозозахисних тросів, що представляє собою основний грозозахисний захід на лінії класів напруг 110 кВ і вище, малоефективний для ліній 6-35 кВ, що викликано низькою імпульсною міцністю ізоляції 6-35 кВ. Внаслідок цього проводимо розрахунок захисних кутів тільки для ПЛ 110. У цій частині роботи проведені розрахунки для порівняння кількості відключень лінії та захисних просторів за допомогою аналітичного розрахунку, а саме методом захисного кута та методом фіктивної сфери. Це робиться для того, щоб визначити на скільки лінія захищена від ураження її блискавкою. Оскільки метод фіктивної сфери, який рекомендовано, використовується в основному для розрахунків захисних зон будівель складної форми, для повітряних ліній не використовувався, тому була виконана спроба розрахувати захисні кути саме за цим методом. Для прикладу беремо стандартну опору П 110 – 4 рисунок 5.3. Висота опори $h_0 = 31\text{м}$.

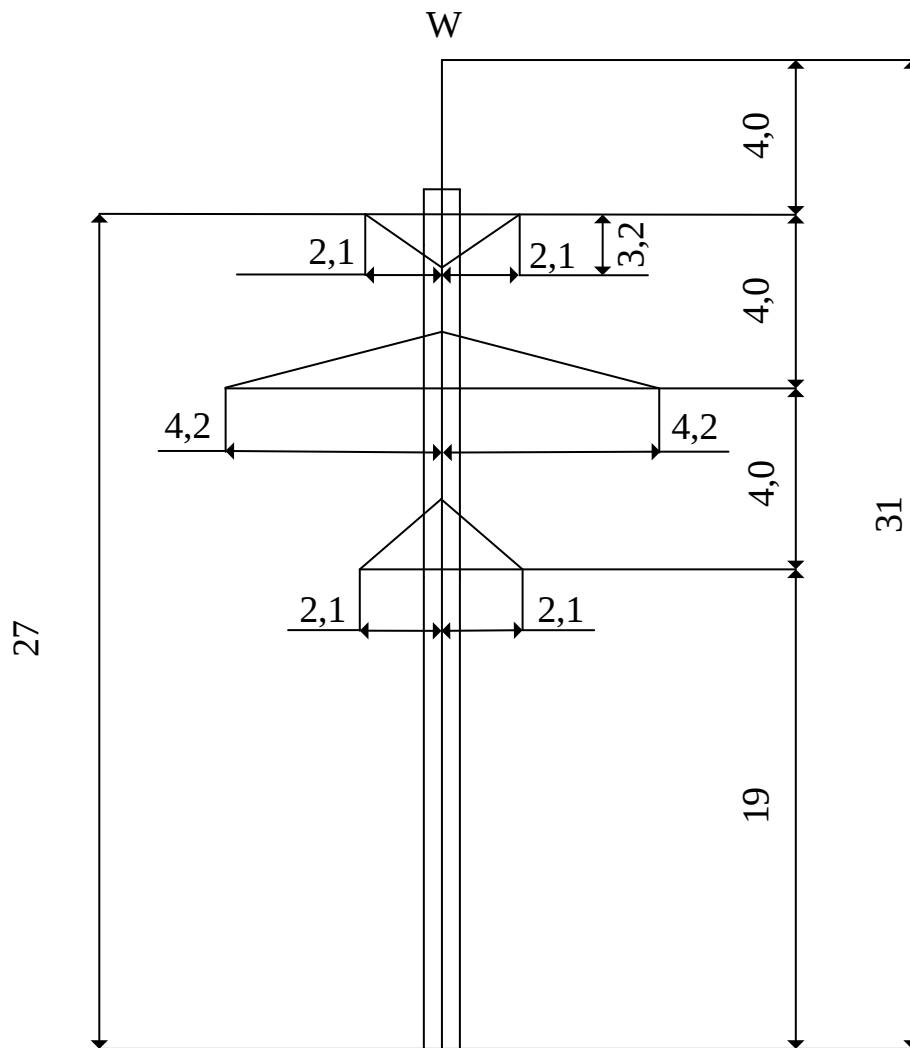


Рисунок 5.3 - Ескіз опори П 110-4

1. Розрахунок зон захисту для випадку розряду блискавки поблизу перерізу опори. За методом захисного кута:

$$\alpha_1 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{5,2} = 21,991^\circ;$$

$$\alpha_2 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{4,2}{9,2} = 24,538^\circ;$$

$$\alpha_3 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{13,2} = 9,039^\circ.$$

Визначення ймовірності прориву блискавки на провід Захисні троси з кутами (15-25°), найбільш радикально вирішують задачу захисту від прямих

ударів блискавки. Ймовірність прориву блискавки на проводи мимо тросів можна оцінити за виразом:

$$P_{i1} = 10 \frac{a_1 \cdot \sqrt{31}}{90} - 4 = 0,002;$$

$$P_{i2} = 10 \frac{a_2 \cdot \sqrt{31}}{90} - 4 = 0,003;$$

$$P_{i3} = 10 \frac{a_3 \cdot \sqrt{31}}{90} - 4 = 0,00036.$$

Ймовірне значення перехоплення блискавки :

$$P_1 = 1 - P_{i1} = 0,998;$$

$$P_2 = 1 - P_{i2} = 0,997;$$

$$P_3 = 1 - P_{i3} = 0,99964.$$

Граничне значення струму I :

$$P = \frac{1}{1 + \left(\frac{l}{h_0}\right)^{2,6}}.$$

Можна знайти струм I , провівши математичні дії :

$$I_1 = 31 \cdot 0,092 = 2,852 \text{ кА};$$

$$I_2 = 31 \cdot 0,107 = 3,317 \text{ кА};$$

$$I_3 = 31 \cdot 0,047 = 1,457 \text{ кА}.$$

Розрахунок радіусу сфер

$$R = 10 \cdot l^{0,65};$$

$$R_1 = 10 \cdot l^{0,65} = 19,763 \text{ м};$$

$$R_2 = 10 \cdot l^{0,65} = 21,801 \text{ м};$$

$$R_3 = 10 \cdot l^{0,65} = 12,772 \text{ м}.$$

На рисунку 5.4 зображено захисні кути та сфери для трьох проводів, отриманих в результаті розрахунків.

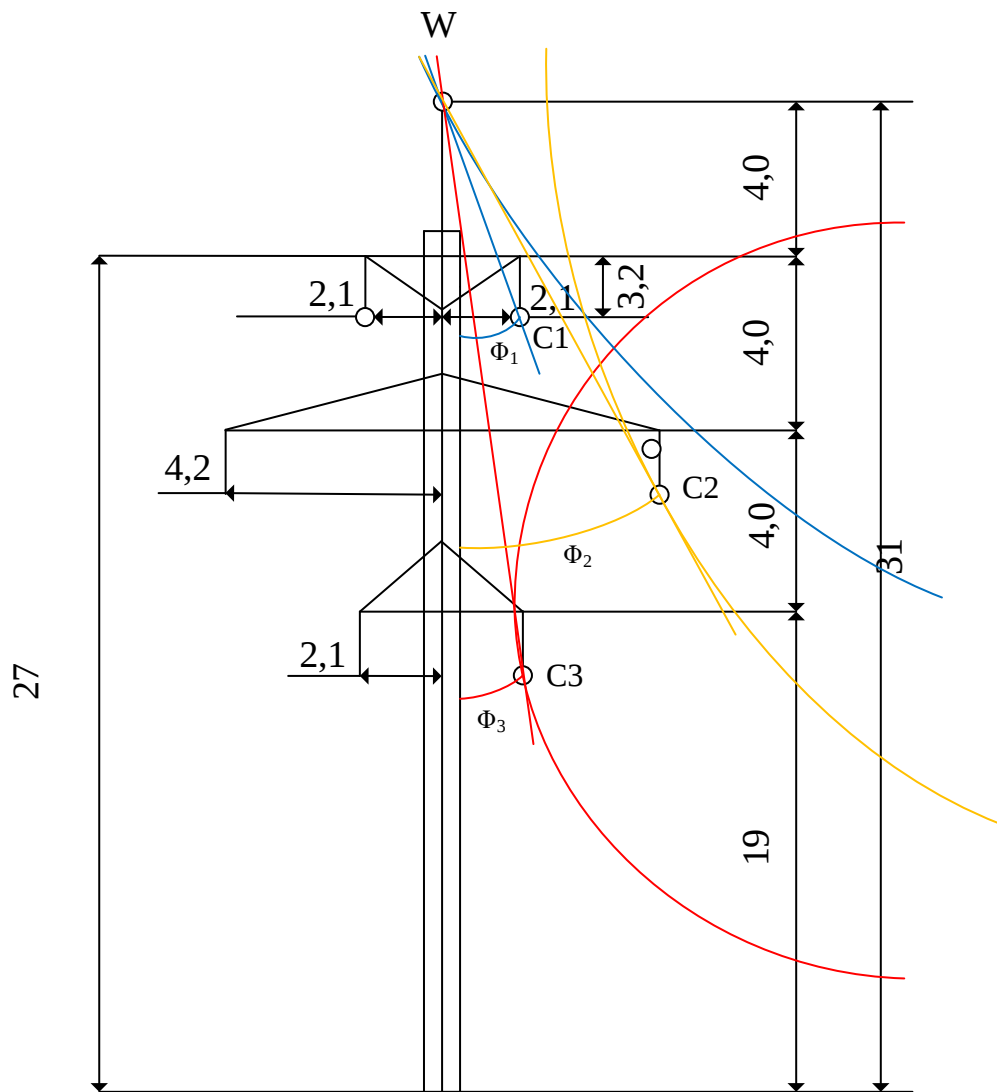


Рисунок 5.4 - Випадок розряду блискавки поблизу перерізу площини опори: червоним кольором зображені захисні зони, отримані за методом захисного кута та методом фіктивної сфери для провoda C3; жовтим - те саме для провoda C2; синім - те саме для провoda C1

2. Розрахунок зон захисту для випадку розряду блискавки в середині прогону. Провід марки АС-150, радіус провoda $r = 0,086$ м по ГОСТ 839 74, фазний провід має розрахункову стрілу провісу $f = 6,5$ м. Проводимо той самий розрахунок, але з урахуванням стріли провисання провoda. Захисний кут залишається незмінним, так як стріла провисання ніяк не впливає на нього.

Щоб урахувати провисання тросу, потрібно відняти наше значення від висоти опори h .

$$h_1 = h_0 - f = 24,5 \text{ м.}$$

Метод захисного кута

$$\alpha_1 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{5,2} = 21,991^\circ;$$

$$\alpha_2 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{4,2}{9,2} = 24,538^\circ;$$

$$\alpha_3 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{13,2} = 9,039^\circ.$$

Ймовірність прориву блискавки на проводи повз троси з урахуванням стріли провисання:

$$P_{11} = 10 \frac{a_1 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,001619;$$

$$P_{12} = 10 \frac{a_2 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,002236;$$

$$P_{13} = 10 \frac{a_3 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,0003141.$$

Ймовірне значення перехоплення блискавки:

$$P_1 = 1 - P_{11} = 0,99838;$$

$$P_2 = 1 - P_{12} = 0,99776;$$

$$P_3 = 1 - P_{13} = 0,99969.$$

Граничне значення струмів блискавки

$$I_1 = 31 \cdot 0,085 = 2,635 \text{ кА};$$

$$I_2 = 31 \cdot 0,096 = 2,976 \text{ кА};$$

$$I_3 = 31 \cdot 0,04472 = 1,387 \text{ кА}.$$

Радіус захисних сфер R:

$$R_1 = 10 \cdot I^{0,65} = 18,772 \text{ м};$$

$$R_2 = 10 \cdot I^{0,65} = 20,317 \text{ м};$$

$$R_3 = 10 \cdot I^{0,65} = 12,367 \text{ м}.$$

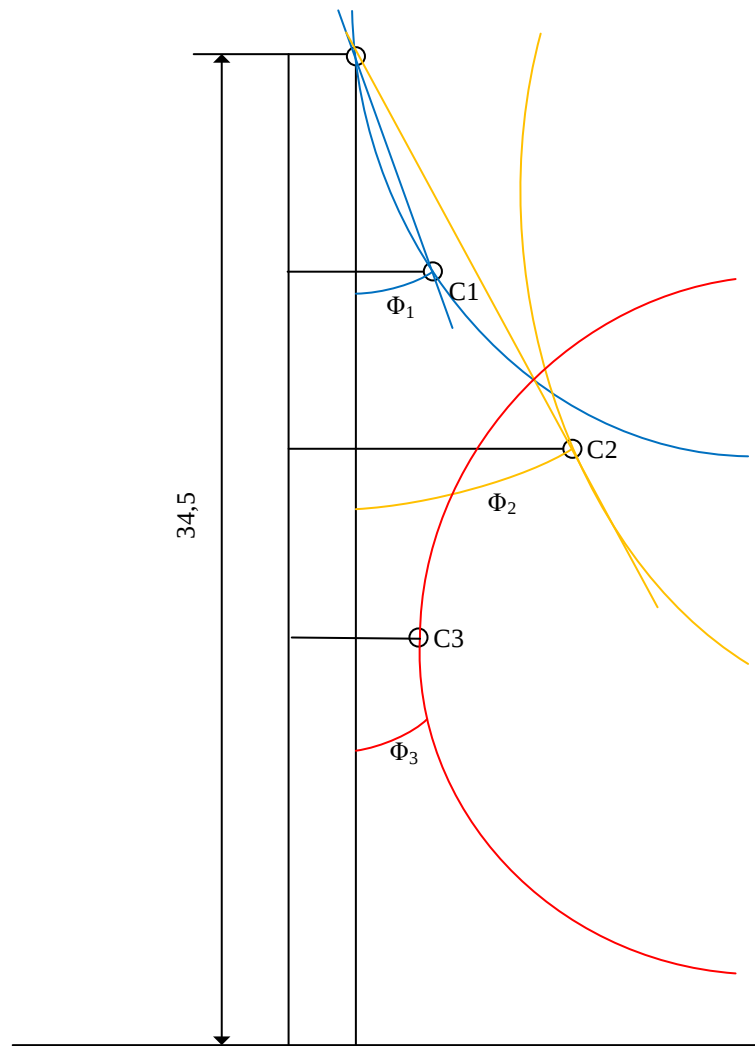


Рисунок 5.5 - Для випадку розряду блискавки в середині прогону - червоним кольором зображені захисні зони, отриманими за методом захисного кута та методом фіктивної сфери для проводу С3; жовтим - те саме для проводу С2; синім - те саме для проводу С1

3. Розрахунок зон захисту для випадку розряду блискавки безпосередньо в траверсу опори. Метод захисного кута (розміри за рис. 5.3).

$$\alpha_1 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{4,0} = 27,699^\circ;$$

$$\alpha_2 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{4,2}{8,0} = 24,699^\circ;$$

$$\alpha_3 = \frac{180}{\pi} \cdot a \tan \frac{2,1}{12,0} = 9,926^\circ.$$

Ймовірність прориву блискавки на проводи крізь троси з урахування стріли провисання:

$$P_{i1} = 10 \frac{a_1 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,003337;$$

$$P_{i2} = 10 \frac{a_2 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,003337;$$

$$P_{i3} = 10 \frac{a_3 \cdot \sqrt{24,5}}{90} - 4 = 0,0003514.$$

Ймовірне значення перехоплення блискавки P :

$$P_1 = 1 - P_{i1} = 0,99666;$$

$$P_2 = 1 - P_{i2} = 0,99666;$$

$$P_3 = 1 - P_{i3} = 0,99965.$$

Граничне значення струмів блискавки:

$$I_1 = 31 \cdot 0,085 = 3,472 \text{ кА};$$

$$I_2 = 31 \cdot 0,096 = 3,472 \text{ кА};$$

$$I_3 = 31 \cdot 0,04472 = 1,453 \text{ кА}.$$

Радіуси сфер R :

$$R_1 = 10 \cdot I_1^{0,65} = 22,458 \text{ м};$$

$$R_2 = 10 \cdot I_2^{0,65} = 22,458 \text{ м};$$

$$R_3 = 10 \cdot I_3^{0,65} = 12,748 \text{ м}.$$

4. Розрахунок радіусу сфери , коли усі проводи захищені. Методом підбору: випадок, коли сфера торкається тросу та землі одночасно.

Радіус захисної сфери: $R_3=32,9 \text{ м}$.

$$R_3 = 10 \cdot I_3^{0,65}.$$

Граничне значення струму: $I_3 = 6,247 \text{ кА}$.

Ймовірне значення перехоплення блискавки:

$$P_3 = \frac{1}{1 + \left(\frac{l}{h_0}\right)^{2,6}};$$

$$P_3 = 0,9847.$$

Випадок, коли сфера торкається (тросу, проводу C2 та землі) розраховуємо аналогічно.

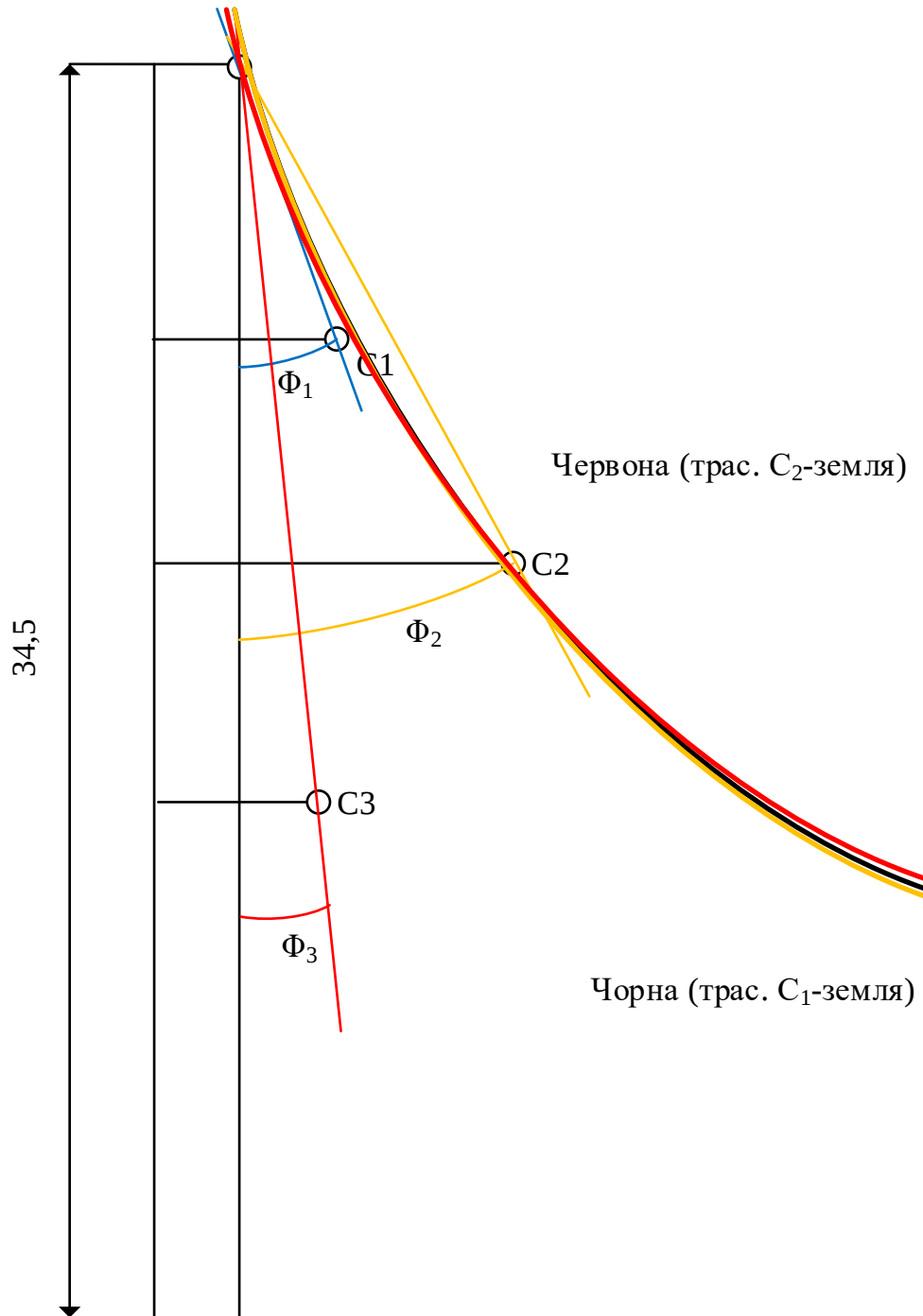


Рисунок 5.6 - Для випадку коли всі проводи захищені

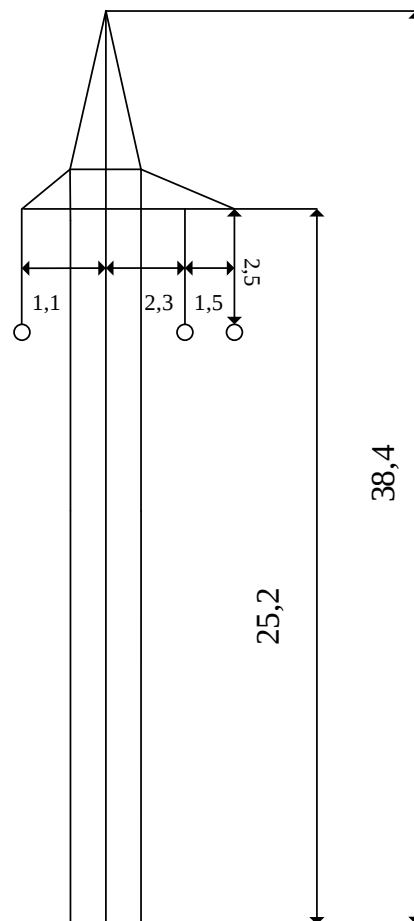


Рисунок 5.7 - Опора К-110

Червоним кольором зображені захисні зони, отриманими за методом захисного кута та методом фіктивної сфери для проводу С3; жовтим - те саме для проводу С2; синім - те саме для проводу С1. По результатам проведених вище розрахунків можна зробити наступні висновки. Для лінії ПЛ з заданою опорою, були проведені дослідження за двома методами : за методом захисного кута та методом фіктивної сфери. Розглядалось 3 випадки місця удару блискавки: для перерізу поблизу площини опори, для середини прогону та для перерізу площини опори. З розрахунку за методом фіктивної сфери визначено радіус сфери 34,95 м. Такий радіус свідчить про те, що фазний провід С2 буде захищений від блискавки струмом більше 6,856 кА, а фазний провід С1 (32,9 м), більше ніж 2,247 А. Таким чином метод фіктивної сфери можна

рекомендувати для перевірки зон захисту ПЛ зазначеного класу напруги. Аналогічний розрахунок проводимо для ПЛ 110 кВ виконану на компактних опорах К-110 кВ, зображену на рисунку 5.7. Результати розрахунків зведемо до таблиці (5.2 - 5.5).

Таблиця 5.2 - Результати розрахунків зон захисту для ПЛ 110 кВ у випадку розряду блискавки поблизу перерізу опори (для різних типів опор)

Опора ПЛ110-4					
Провід	Метод захисного кута			Граничний струм блискавки	Метод фіктивної сфери
	Кут захисту	Вірогідність прориву блискавки P_1	Вірогідність захисту P	I , кА	R , м
С1	21,991	0,002	0,99838	2,635	18,772
С2	24,538	0,003	0,99777	2,976	20,137
С3	9,039	0,0003624	0,99969	1,387	12,367
Опора К-110					
С1	17,24	0,01	0,99	1,894	14,616
С2	14,373	0,002	0,998	1,274	16,98
С3	6,459	0,00043	0,99956	0,555	10,035

Таблиця 5.3 Результати розрахунків зон захисту для ПЛ110 кВ у випадку розряду блискавки для перерізу в середині прогону

Опора П110-4					
Провід	Метод захисного кута			Граничний струм блискавки	Метод фіктивної сфери
	Кут захисту	Вірогідність прориву блискавки P_1	Вірогідність захисту P	I , кА	R , м
C1	21,991	0,001619	0,998	2,852	19,763
C2	24,538	0,002225	0,997	3,317	21,801
C3	9,039	0,000312	0,99964	1,457	12,772
Опора К-110					
C1	17,24	0,0024	0,9975	1,94	15,759
C2	14,373	0,00080	0,9992	2,172	17,089
C3	6,459	0,00028	0,99972	0,814	11,748

Таблиця 5.4 Результати розрахунків зон захисту для ПЛ 110 кВ у випадку розряду блискавки в переріз площини опори (для різних типів опор)

Опора П110-4					
Провід	Метод захисного кута			Граничний струм блискавки	Метод фіктивної сфери
	Кут захисту	Вірогідність прориву блискавки P_1	Вірогідність захисту P	I , кА	R , м
C1	27,699	0,0033373	0,99666	3,472	22,458
C2	27,699	0,003373	0,99666	3,472	22,458
C3	9,926	0,0003514	0,99965	1,453	12,748
Опора К-110					
C1	19,899	0,014	0,98573	2,531	17,705
C2	24,707	0,0034	0,99573	3,775	23,071
C3	0,00065	0,99934	0,943	11,818	11,748

Таблиця 5.5 Результати розрахунків зон захисту для ПЛ 110 кВ у випадку розряду блискавки, коли всі проводи захищені (для різних типів опор)

Провід	Опора П110-4		
	Граничний струм блискавки	Вірогідність захисту Р	Метод фіктивної сфери
С1,С2,С3	6,857	0,9806	345,95
Опора К-110			
С1,С2,С3	6,247	0,9847	32,9

Для ПЛ з даними опорами проведений розрахунок за двома методами, продемонстровано: захисні зони, які забезпечує грозозахисний трос, визначено ці зони за методом захисного кута та фіктивної сфери. Згідно методу фіктивної сфери, на фазні проводи ПЛ можуть пробитись блискавки зі струмами не більше 6.857 кА для опори П 110-4 та відповідно 6.247 кА для опори К110. В результаті, можна стверджувати, що МФС є більш консервативним порівняно з традиційним методом захисного кута.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ з охорони праці бакалаврської роботи направлений на розробку системи заходів з убезпечення електротехнічних працівників, які обслуговують районну електричну мережу, зокрема систему блискавкозахисту. Відтак, на оперативно-ремонтний персонал, що здійснює обслуговування електричній мережі, впливають такі шкідливі фізичні, хімічні та трудового процесу виробничі фактори [11, 12]:

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: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

6.1 Технічні рішення з безпечної організації виконання робіт

6.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Під час виконання таких робіт потрібно дотримуватись таких правил [13]:

- на кабельних та повітряних лініях зв'язку;
- на обладнанні і пристроях засобів диспетчерського та технологічного керування (ЗДТК), розміщених в апаратних залах, кросах, радіовузлах зв'язку і приміщеннях на енергетичних підприємствах;

- в пристроях зв'язку, установках високочастотного зв'язку, релейного захисту і телемеханіки по повітряних лініях електропередавання;
- в установках промислового телебачення і обчислювальних приладах.

Обслуговування, налагодження і ремонт обладнання високочастотних установок і блискавкозахисних тросів, розташованих в РУ або на ПЛ понад 1000 В, повинні виконувати два працівники, один з яких повинен мати групу IV.

Дозволяється працювати на діючій апаратурі з розкриванням панелей (блоків) одному працівнику з групою III із застосуванням гумового діелектричного килимка. Перед початком виконання робіт необхідно перевірити відсутність напруги на з'єднувальній високочастотній лінії. Забороняється працювати під напругою понад 42 В.

Здійснювати зміни в схемах, розбирання та складання високочастотного тракту і усунення несправності в них можна тільки після того, як знято напругу з елементів оброблення та приєднання ПЛ. У разі проведення робіт на кабелі і фільтрі приєднання достатньо увімкнути заземлювальний ніж на нижній обкладці конденсатора зв'язку.

Забороняється від'єднувати заземлювальні провідники від захисних пристроїв, апаратури та інших елементів обладнання високочастотної установки, що підімкнена до ПЛ, без заземлення нижньої обкладки конденсатора зв'язку.

Підмикати та вимикати прилади в колі між конденсаторами зв'язку та фільтром приєднання дозволяється тільки тоді, коли нижню обкладку конденсатора зв'язку заземлено за допомогою заземлювального ножа. У разі багаторазового перез'єднання приладів в процесі вимірювань нижня обкладка

Для забезпечення справності та надійності роботи систем захисту від блискавки, необхідно щорічно проводити діагностику і технічне обслуговування всіх пристроїв блискавкозахисту. Позачергові огляди проводяться після стихійних лих (ураганний вітер, землетрус, повінь, надзвичайна активність гроз).

Періодичному контролю з розкриттям (обов'язковою є перевірка систем, які відносяться до 1 – 2 рівня блискавкозахисту) один раз у рік, піддаються штучні пристрої заземлення, на виявлення корозії і визначення їх ступеню руйнування.

В разі виявлення пристроїв блискавкозахисту уражених корозією (пошкодження призводить до зменшення площі поперечного перерізу, що впливає на розтікання струму в землі) більше від допустимої норми згідно ДСТУ, у такому випадку заземлювачі слід замінити новими.

Під час проведення діагностики систем, необхідно перевірити:

- Відповідність встановленої системи блискавкозахисту – існуючим нормам (IEC 62305:2006, NEQ) ДСТУ Б В.2.5-38:2008;
- Цілісність і надійність блискавкоприймачів;
- Цілісність і надійність струмовідводів;
- Всі зовнішні елементи і пристрої на наявність корозії (у випадку виявлення пошкодження – визначити ступінь їхнього руйнування);
- Надійність електричних з'єднань між струмопровідними частинами всіх пристроїв блискавкозахисту;
- Провести виміри опору заземлювачів блискавкозахисту.

Комісія що проводила обстеження системи блискавкозахисту, повинна скласти висновок обстеження об'єкта.

У разі виявлення дефектів або інших несправностей при проведенні діагностики систем громовідводу - комісія складає дефектний акт і термін усунення несправності (на основі дефектного акту проводяться профілактичні - ремонтні роботи по відновленню цілісності і надійності роботи системи).

Позачергова необхідність проведення діагностики та виконання профілактичних робіт, виникає - після надзвичайних природних явищ, які можуть призвести до надзвичайних ситуацій.

6.1.2 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 залишились 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 [13], 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.

6.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

6.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальну та допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

Таблиця 6.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	до 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони та зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче оптимальної температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше їм.

3. Для забезпечення нормованих значень руху повітря проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

6.2.2 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 при свердлінні отворів і різанні металевих виробів їх ГДК наведено в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони в кабіні проектувальника установки

Назва речовини	ГДК, мг/м3		Клас небезпечності
Пил нетоксичний	Максимально разова	Середньо добова	4
	0,5	0,15	

Для забезпечення параметрів мікроклімату та складу повітря робочої зони відповідно до проектом передбачено-періодичне провітрювання приміщень та використання засобів індивідуального захисту.

6.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення у виробничих приміщеннях. Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Нормовані значення освітленості наведені в таблиці 6.3.

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 освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Таблиця 6.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харакка 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
						всьог о	у т. ч. від загального		
Серед-ньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

6.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки».

Основним джерелом шуму є механічний інструмент: дрелі, перфоратори, зварювальний апарат. Допустимі рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях в виробничих приміщеннях і на території підприємств представлені в таблиці 6.4.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Таблиця 6.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму потрібно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.
- організувати перерви в роботі (15 хвилин), після кожної години роботи з пристроями що є джерелом шуму;

6.2.5 Виробничі вібрації

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються насосні агрегати, вентилятори, дрілі, болгарки, перфоратори, які відносяться до типу загальної вібрації.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м} \cdot \text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м} \cdot \text{с}^{-1}$	ДБ
За	Z_o, Y_o, X_o	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

- динамічне погашення вібрації - приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин;
- застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

6.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах.

Приміщення п/ст районної електричної мережі за вибухонебезпечністю та пожежонебезпечністю відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В з зонами П-III (місця, де зберігаються тверді горючі речовини).

Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів – сукупність властивостей, що характеризують їхню здатність до виникнення і поширення горіння. Наслідком горіння, залежно від його швидкості та умов протікання, можуть бути пожежа або вибух. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначають показниками, вибір яких залежить від агрегатного стану речовини (матеріалу), та умов їхнього застосування.

Будівля, в якій розташовані приміщення п/ст, характеризується II ступенем вогнестійкості. До II ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 6.6.

Таблиця 6.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхові (у т.ч. горищні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, насти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
I	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.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 6.7.

Таблиця 6.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуршлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В виробничому приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м² наступна: до 1 – 100 м².

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 6.8 (знаменник).

Таблиця 6.8 – 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
I, II	6/9	8/9	10/12

На території п/ст районної електричної мережі встановлено 18 вогнегасників ВП-5 [16].

ВИСНОВКИ

В роботі було спроектовано електричну мережу 110/10 кВ з метою забезпечення електропостачання п'яти нових пунктів живлення. На основі даних про розташування і максимальне навантаження майбутніх споживачів було запропоновано п'ять варіантів схем електричної мережі. За попередньо проведеними розрахунками, з цих варіантів було обрано одну найбільш надійну та економічну схему варіанту №5, для якої були розраховані техніко-економічні показники.

До існуючої схеми потрібно було підключити 5 додаткових навантаження (№1, №2, №3, №4 та №5). Було прийнято, що до даних пунктів під'єднані споживачі 1-ї категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюговим лініям від двох джерел живлення, а також на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів.

Основними технічними показниками є: одно ланцюгові ЛЕП 110 кВ провідники серії АС120, АС150, АС70, трансформатори ТДН-6300/110, ТДН-10000/110, ТРДН-25000/110 та ТМН-2500/110. Вибрані схеми відповідають споживачам I-II та III категорії по надійності електропостачання.

Основними економічними показниками цієї мережі є: одноразові капіталовкладення – 31200000 грн., приведені затрати – 68390000 грн.. Здійснено розрахунок режиму спроектованої електромережі з допомогою ЕОМ (програмний комплекс «Втрати-110»). Його результати відрізняються від тих, що були отримані при розрахунках, проведених власноручно. Це пояснюється накопиченням невеликих похибок при розрахунках, а також тим, що в курсовому проекті використовується інша математична модель, ніж в програмному комплексі, і відповідно, інші методи її розрахунку.

Спроектована мережа характеризується невеликими втратами активної потужності 6,6 % що становить 4,8 МВт. Необхідно також зазначити, що поява нових споживачів не призвела до реконструкції існуючої мережі.

Основним засобом грозозахисту є троси, що розташовуються над фазними проводами, з досить малим кутом захисту α , у нашому випадку цей кут дорівнює $27,235^\circ$. Кут захисту, в залежності від висоти опор підбирається таким чином, щоб зменшити число прямих ударів блискавки в фазні проводи приблизно на 50 %. Для ефективного відводу струму блискавки в землю і запобігання зворотних перекриттів ізоляції опори лінії забезпечуються відповідними заземлювачами, що знижують імпульсний опір заземлення кожної опори до значення $R_{zi} 10 \dots 20 \text{ Ом}$.

Лінії 110 кВ на металевих або залізобетонних опорах в більшості випадків також захищаються по всій довжині тросами. Кут захисту для цих ліній зазвичай вибирається в межах $20\text{-}30^\circ$. Відсутність грозозахисного троса призводить до підвищення числа коротких замикань на лінії внаслідок грозових перекриттів лінійної ізоляції. При цьому часто спрацьовують пристрої АПВ. Для лінії 110 кВ був проведений розрахунок, в результаті якого отримали наступні значення: річне число відключень лінії з урахуванням АПВ 1.72. Найбільша кількість грозових відключень лінії 110 кВ припадає саме на ураження опори 1.26 відкл/рік, на цей показник впливає висота опори. Найменше число відключень – це ураження блискавкою прямими ударами в трос 0.005 відкл/рік. Згідно методу фіктивної сфери, на фазні проводи ПЛ можуть пробитись блискавки зі струмами не більше 6.857 кА для опори П 110-4 та відповідно 6.247 кА для опори К110. Отже використання методу фіктивної сфери для визначення зон захисту ПЛ 110 кВ є досить інформативним та потребує подальших досліджень.

ЛІТЕРАТУРА

1. Режим доступу: <https://energo-plus.net/designing.php>.
2. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 203 с.
3. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”/Уклад. В.В. Кирик.-К.: НТУУ «КП», 2014.-130с.
4. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 978-966-553-602-4.
5. Беляєв, В. П., & Шейко, Ю. В. (2019). Грозозахист повітряних ліній електропередачі. Київ: Видавництво КНУБА.
6. Лещенко, Ю. М., & Ситник, Ю. М. (2018). Дослідження ефективності нелінійних обмежувачів перенапруг у мережах 10 кВ. Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського, 3(108), 54–60.
7. Кобець, В. М., & Герасименко, С. В. (2021). Аналіз методів захисту мереж від атмосферних перенапруг. Наукові праці НУК імені адмірала Макарова, 2(660), 89–94.
8. Тищенко, В. С., & Ткаченко, Р. О. (2020). Грозозахист трансформаторних підстанцій напругою 6–35 кВ. Вісник ХНУРЕ, 1, 78–83. <https://doi.org/10.35598/mcf.2020.01.078>.
9. Сидоренко, А. П., & Павленко, О. Ю. (2022). Аналіз впливу блискавкових перенапруг на кабельні лінії середньої напруги. Електроенергетика. Електротехніка. Електромеханіка, 2, 65–71.

10. Кудряшов, О. М. (2021). Вибір та встановлення обмежувачів перенапруг у мережах 35–110 кВ. Енергетика: економіка, техніка, екологія, 3, 112–117.

11. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

12. 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->.

13. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

14. 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.

15. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

16. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

17. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

18. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

19. 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>.

20. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
21. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
22. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.
23. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.
24. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.
25. 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.
26. 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>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Районна електрична мережа з аналізом системи блискавкозахисту»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний
огляд, інше (зазначити))

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

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

Показники звіту подібності

Показники зв'язу подібності	
StrikePlagiarism	
Оригінальність	66,7 %
Загальна схожість	33,3 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор _____
(підпис)

Медун О.О.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневецький С.Я
(прізвище, ініціали)

Експерт
(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

Одним з критеріїв економічної ефективності є приведені затрати, які визначають за формулою:

$$Z = K + E + Z_6,$$

де Z - приведені затрати, тис. грн; K - одночасні капітальні витрати, тис. грн.

$$K = K_n + K_{nc},$$

де K_{nc} - одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій; K_n - капітальні витрати на спорудження ліній.

$$K_n = K_T + (K_B + K_{BPI}) + K_{ЗPI} + K_{KI} + K_{ПОСТ},$$

де K_T - вартість трансформаторів, тис. грн.; $K_B + K_{BPI}$ - капітальні вкладення у вимикачі та відкриті розподільчі пристрої, тис. грн.; $K_{ЗPI}$ - витрати, що враховують вартість закритих розподільних устроїв, тис. грн.; K_{KI} - витрати на компенсуючі пристрої; $K_{пост}$ - постійна частина витрат, тис. грн.;

Після вибраних даних з методичних вказівок [4] розраховуємо K_n для схеми №2

$$K_{II} = 2(332,5 + 798 + 465,5 + 513 + 465,5) + \\ + (193,99 + 51,14) + 56,65 + 51,995 + 2,85 = 5505,63 \text{ тис. грн}$$

$$K_L = C_{150} \cdot l_{150-H2} + C_{120} \cdot l_{H4-2} + C_{70} \cdot l_{H5-1} + C_{70} \cdot l_{H3-H4} + \\ + C_{70} \cdot l_{H2-H3} + C_{95} \cdot l_{H4-H1}$$

де C - вартість 1 км ЛЕП, тис.грн, яка є вже помноженою в зв'язку з офіційним курсом долара США на момент виконання розрахунків 41,50 грн. за 1 дол. США.

Визначаємо C_T по [4] табл. 9.4. для залізобетонних опор.

$$K_L = (156,5 \cdot 16,2 + 160,5 \cdot 24,7 + 156,75 \cdot 13,8 + 156,75 \cdot 16,4 + 156,75 \cdot 21,4 + 155,8 \cdot 24,7) = 184727,21 \text{ тис. грн.}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 18427,21 + 5505,63 = 23932,84 \text{ тис. грн.}$$

де E - щорічні витрати на експлуатацію мережі.

$$E = (K_{ЛЕП} \cdot \frac{2,8}{100}) + (K_{П} \cdot \frac{9,4}{100}) + E_{\Delta W} = 3807,55 \text{ тис. грн.}$$

$E_{\Delta W}$ - відрахування від капітальних витрат на вартість втрат електроенергії ΔW за рік, тис. грн., b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії, $b_0 = 0,1$ коп/кВт·год, τ - час втрат.

$$E_{\Delta W} = b_0 \cdot \Delta W$$

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{НБ}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{5300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3,747 \cdot 10^3 \text{ год.}$$

де $T_{НБ}$ - тривалість використання найбільшого навантаження. $T_{НБ} = 5300$ год.

$$\begin{aligned} \Delta W = & \left(\tau \cdot \left(\frac{S_{100-H2}^2}{U_n^2} \cdot R_{100-H2} + \frac{S_{2-H4}^2}{U_n^2} \cdot R_{2-H4} + \frac{S_{H5-1}^2}{U_n^2} \cdot R_{H5-1} + \right. \right. \\ & \left. \left. + \frac{S_{H4-H3}^2}{U_n^2} \cdot R_{H4-H3} + \frac{S_{H3-H2}^2}{U_n^2} \cdot R_{H3-H2} + \frac{S_{H4-H1}^2}{U_n^2} \cdot R_{H4-H1} \right) = 2.363 \cdot 10^3 \right. \end{aligned}$$

$$E_{\Delta W} = b_0 \cdot \Delta W = 236,257 \text{ тис.грн.}$$

$З$ - народногосподарський збиток, тис. грн.

$$З = K + E + З_о = 27740,397 \text{ тис. грн.}$$

Результати розрахунків для двох варіантів зводимо в таблицю Б.1.

Таблиця Б.1 – Техніко-економічні показники варіантів реконструкції

№ сх.	К _{ЛЕП}	К _П	Е _{ЛЕП}	Е _П	Е _{Δw}	З
	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.
2	20120	32000	563,3	3008	236,257	27740,4
5	19890	31200	556,8	2933	216,759	25196,5

Залишаємо 5й варіант розвитку електромережі для подальшого розрахунку, як найбільш економічно вигідний.

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

1

«Районна електрична мережа з аналізом системи блискавкозахисту»

Виконав: ст. гр. ІЕСМ-216 Медун О.О.
Керівник: к.т.н., доцент Малогулко Ю.В.

Вінниця 2025

2

Актуальність та задачі дослідження

В загальному існуючі електричні мережі напругою 35-750 кВ створені понад 50 років тому і в теперішній час для них характерні наступні проблеми:

- а) великий об'єм морально і фізично застарілого електрообладнання підстанцій;
- б) недостатня проектна надійність експлуатованих ліній електропередач;
- в) морально і фізично застарілі конструкції повітряних ліній електропередач;
- г) недостатнє нормативно-технічне забезпечення функціонування електромережевого господарства;
- д) значні експлуатаційні затрати;
- е) пошкодження або повне руйнування внаслідок обстрілів.

Метою розвитку електричних мереж є забезпечення надійного електропостачання споживачів, зменшення втрат на передачу електричної енергії, покращення техніко-економічних показників електричної системи в цілому.

Районні електричні мережі (РЕМ), що забезпечують розподіл електричної енергії на рівнях напруги 35–110 кВ, є ключовим елементом енергетичної інфраструктури України. Саме через ці мережі електроенергія передається від магістральних мереж до споживачів різних категорій — промислових підприємств, комунальних об'єктів, сільського господарства, житлового сектору. Від ефективності та надійності функціонування РЕМ значною мірою залежить стабільність і якість електропостачання регіонів.

Серед численних факторів, що впливають на експлуатаційну надійність районних електричних мереж, особливе місце посідають атмосферні явища, зокрема грозові розряди. Вплив блискавки може призводити до пошкодження повітряних ліній електропередачі, елементів підстанцій, комутаційного та релейного обладнання, створювати загрозу для обслуговуючого персоналу та викликати масові аварійні відключення.

Вибір схем електропостачання

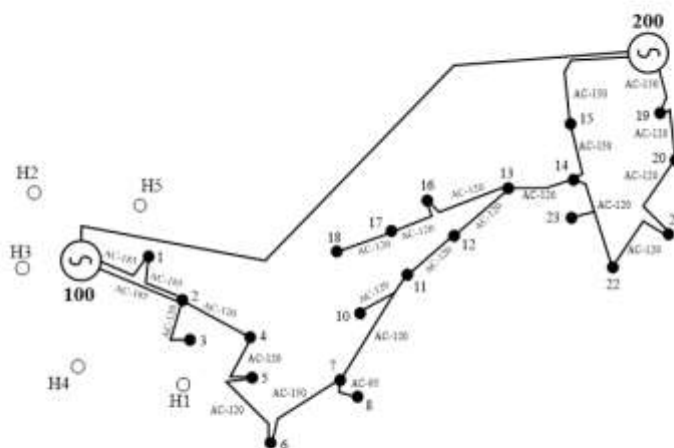
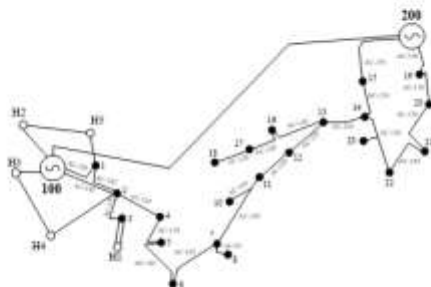


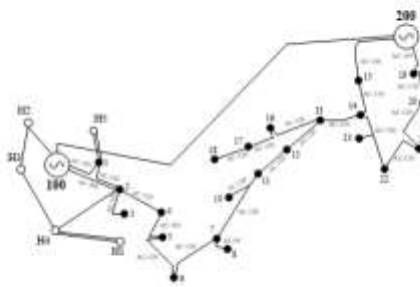
Рисунок 1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ

Варіанти схем розвитку електричної мережі

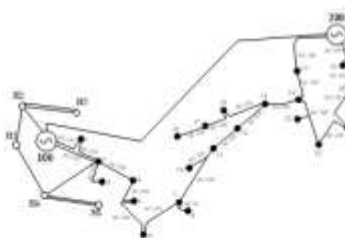
4



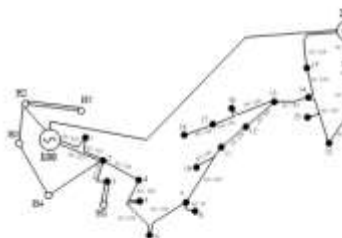
Варіант №1



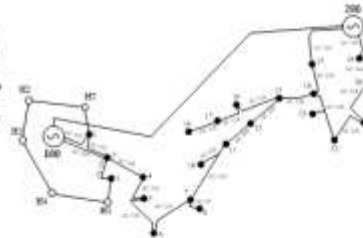
Варіант №2



Варіант №3



Варіант №4



Варіант №5

Вибір номінальної напруги для ділянок мережі

5

№ Сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P_{Σ} , МВт	Q_{Σ} , МВАр	S_{Σ} , МВА	$U_{розг}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
1	100-Н2	16.5	1	15.19	7.08	16.75	71.62	110
	Н2-Н5	19.8	1	5.81	3.07	6.57	46.87	110
	Н5-1	13.2	1	9.81	4.05	10.62	58.62	110
	100-Н3	13.2	1	10.97	4	11.67	61.33	110
	Н3-Н4	26.4	1	2.96	2.40	3.81	34.07	110
	Н4-2	24.7	1	9.03	4.70	10.18	58.02	110
	3-Н1	16.5	2	3	1.16	3.22	35.202	110
2	Н2-100	16.5	1	25.86	11.49	28.3	88.74	110
	2-Н4	24.7	1	18.14	8.54	20.05	79.53	110
	1-Н5	13.2	2	4	0.98	4.12	39.43	110
	Н4-Н3	26.4	1	6.14	1.43	6.30	48.43	110
	Н3-Н2	21.4	1	4.86	1.33	5.04	43.13	110
	Н4-Н1	24.7	2	3	1.16	3.22	35.43	110
3	100-Н2	16.5	1	29.12	12.29	31.60	92.78	110
	2-Н4	24.7	1	18.88	8.72	20.80	80.93	110
	Н2-Н3	21.4	1	8.12	2.13	8.40	54.94	110
	Н4-Н3	26.4	1	6.88	1.61	7.07	51.13	110
	Н2-Н5	19.8	2	4	0.98	4.12	86.85	110
	Н4-Н1	24.7	2	3	1.16	3.22	35.43	110

Вибір номінальної напруги для ділянок мережі (продовження)

6

№ Сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P_{Σ} , МВт	Q_{Σ} , МВАр	S_{Σ} , МВА	$U_{розг}$, кВ	$U_{ном}$, кВ
4	100-Н2	16.5	1	28.29	11.97	30.72	91.79	110
	2-Н4	24.7	1	16.71	7.88	18.48	76.73	110
	Н2-Н3	21.4	1	7.29	1.81	8.40	52.24	110
	Н4-Н3	26.4	1	4.71	0.77	7.06	42.65	110
	Н1-3	16.5	2	3	1.16	3.22	35.20	110
	Н2-Н5	19.8	2	4	0.98	4.12	86.85	110
5	1-Н5	13.2	1	27.64	11.67	30	88.85	110
	3-Н1	16.5	1	20.36	9.34	22.40	80.81	110
	Н5-Н2	19.8	1	23.64	14.88	10.69	87.3	110
	Н2-Н3	21.4	1	2.64	0.53	17.21	32.1	110
	Н3-Н4	26.4	1	2.35	0.09	15.22	30.44	110
	Н1-Н4	24.7	1	17.35	8.17	20.31	71.7	110

Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач

7

Вибір поперечного перерізу проводів ліній 35–750 кВ проводиться за методом економічних інтервалів. Відповідності до цього методу вибір перерізу проводиться за розрахунковим струмовим навантаженням одного ланцюга лінії $I_{розр}$, який визначається за виразом:

$$I_{розр} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(s)} / n_T. \quad (1)$$

Вибір марки та площі перерізу лінії між вузлами І0 та Н5 варіанту №1:

$$|S_{I0-H2}| = \sqrt{P_{I0-H2}^2 + Q_{I0-H2}^2} = \sqrt{21^2 + 10,16^2} = 23,32 \text{ (МВА)},$$

$$I_{розр-H2} = \frac{|S_{I0-H2}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_T = \frac{23,38}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1,05 \cdot 1 = 92,34 \text{ (А)}.$$

$\alpha_T = 1$, оскільки $T_{вб} = 5300$ годин, $\alpha_I = 1,05$.

Обираємо лінію електропередач з наступними параметрами: номінальна напруга – 110 кВ; тип опор – одноланцюгові; матеріал опор – залізобетон; район ожеледі – IV; район по натиску вітру – III; марка та переріз проводу – АС-120.

8

Вибір трансформаторів на підстанціях

$$S_{T.ном1} = \frac{P_{max1}}{1.4(n_T - 1)\cos\varphi_n} = \frac{S_{max1}}{1.4(n_T - 1)},$$

№ вузла	Тип	S _{ном} МВА	К-ть тр-ів	Графіки регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _z кВт	I _с %	R Ом	X Ом	ΔQ _с квар
					ВН	НН							
Н1	ТМН-2500/110	2,5	2	±10*1,5% 1,5% ±8*1,5%	110	6,6; 1,1	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
Н2	ТРДН-25000/110 (ТРДНФ-25000/110)	25	2	±9*1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
Н3	ТМН-6300/110	6,3	2	±9*1,78%	115	6,5; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
Н4	ТДН-10000/110	10	2	±9*1,78%	115	6,5; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
Н5	ТМН-6300/110	6,3	2	±9*1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Результати розрахунків для опор П 110-4 та К-110

Величини	П 110-4	К-110
Кількість відключень ліній внаслідок удару блискавки у провід, $n_{пр}$	0,17816	0,0098
Кількість відключень ліній внаслідок обернених перекриттів з опори на провід, $n_{пр}$	1,645	0,5123
Кількість відключень ліній внаслідок попадання блискавки в трос, $n_{тр}$	0,0008528	0,0009
Кількість відключень при індукованих перенапругах, $n_{инд}$	0,00319	0,056
Сумарна кількість грозових відключень ліній, n_{Σ}	1,8273	0,579

За результатами розрахунків, можна зробити висновок, що на кількість відключень ліній найбільше впливає висота опори. В такому випадку краще було б використовувати саме «компактні опори». Компактна ПЛ, маючи менші габарити, характеризується зменшеною, в порівнянні з традиційними конструкціями, індуктивністю, підвищеною ємністю та, в результаті, зниженим хвильовим опором і підвищеною потужністю. За 137 результатами розрахунків кількість відключень на 40-50% менша ніж у стандартних опор.

Визначення зон захисту від ударів блискавки для ПЛ 110 кВ

Рисунок 6 - Ескіз опори П 110м

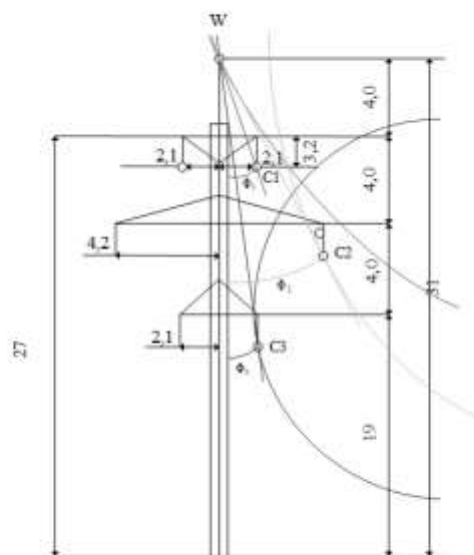
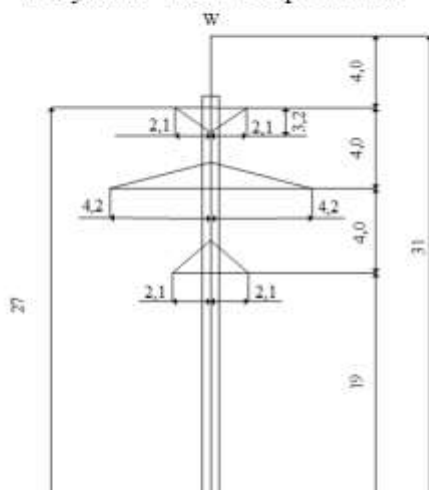


Рисунок 7 - Випадок розряду блискавки поблизу перерізу площини опори. Червоним кольором зображені захисні зони, отримані за методом захисного кута та методом фіктивної сфери для проводу C3; жовтим - те саме для проводу C2; синім - те саме для проводу C1.

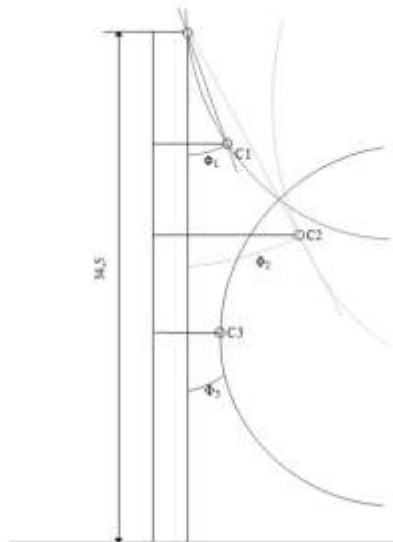


Рисунок 8 - Для випадку розряду блискавки в середині прогону. Червоним кольором зображені захисні зони, отримані за методом захисного кута та методом фіктивної сфери для провуда С3; жовтим - те саме для провуда С2; синім - те саме для провуда С1.

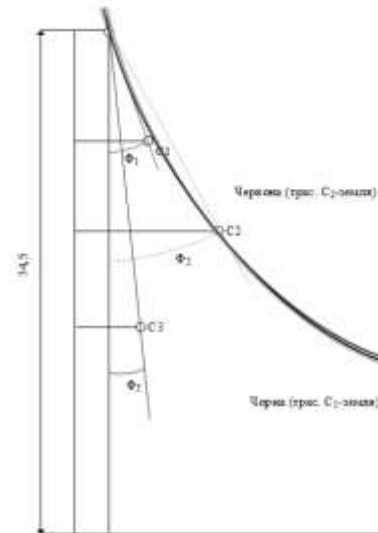


Рисунок 9 - Для випадку, коли всі проводи захищені. Червоним кольором зображені захисні зони, отримані за методом захисного кута та методом фіктивної сфери для провуда С3; жовтим - те саме для провуда С2; синім - те саме для провуда С1.

Охорона праці

- У розділі представлено комплекс заходів з охорони праці, спрямованих на забезпечення безпечних умов під час експлуатації повітряних ліній електропередавання. Окреслено основні шкідливі виробничі фактори, що впливають на оперативно-ремонтний персонал, та наведено рекомендації щодо їх усунення або мінімізації.
- Розглянуто технічні й організаційні рішення зі створення безпечного робочого середовища: вимоги до електробезпеки, використання засобів електрозахисту, підтримання нормативних параметрів мікроклімату, вентиляції, освітлення, а також заходи для контролю шумового впливу у виробничих приміщеннях.
- Особливу увагу приділено забезпеченню пожежної безпеки: визначено пожежонебезпечність приміщень, вимоги до вогнестійкості конструкцій, правила безпечної експлуатації електроустановок і порядок дій персоналу у разі виникнення пожежі.
- Запровадження описаних заходів сприятиме зниженню професійних ризиків, запобіганню виробничому травматизму та створенню безпечних умов для персоналу, що здійснює роботи з обслуговування та діагностування кабельних ліній електропередачі.

Висновок

15

В роботі було спроектовано електричну мережу 110/10 кВ з метою забезпечення електропостачання п'яти нових пунктів живлення. На основі даних про розташування і максимальне навантаження майбутніх споживачів було запропоновано п'ять варіантів схем електричної мережі. За попередньо проведеними розрахунками, з цих варіантів було обрано одну найбільш надійну та економічну схему варіанту №5, для якої були розраховані техніко-економічні показники.

До існуючої схеми потрібно було підключити 5 додаткових навантажень (№1, №2, №3, №4 та №5). Було прийнято, що до даних пунктів під'єднані споживачі 1-ї категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по однопоточковим лініям від двох джерел живлення, а також на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів.

Основними технічними показниками є: одню ланцюгові ЛЕП 110 кВ провідники серії АС120, АС150, АС70, трансформатори ТДН-6300/110, ТДН-10000/110, ТРДН-25000/110 та ТМН-2500/110. Вибрані схеми відповідають споживачам I-II та III категорії по надійності електропостачання.

Основними економічними показниками цієї мережі є: одностороннє капіталовкладення – 31200000 грн., приведені затрати – 68390000 грн. Здійснено розрахунок режиму спроектованої електромережі з допомогою ЕОМ (програмний комплекс «Втрата-110»). Його результати відрізняються від тих, що були отримані при розрахунках, проведених власноручно. Це пояснюється накопиченням невеликих похибок при розрахунках, а також тим, що в курсовому проекті використовується інша математична модель, ніж в програмному комплексі, і відповідно, інші методи й розрахунки.

Спроектована мережа характеризується невеликими втратами активної потужності 6,6 % що становить 4,8 МВт. Необхідно також зазначити, що поява нових споживачів не призвела до реконструкції існуючої мережі.

Основним засобом грозозахисту є троси, що розташовуються над фазними проводами, з досить малим кутом захисту α , у нашому випадку цей кут дорівнює $27,235^\circ$. Кут захисту, в залежності від висоти опор підбирається таким чином, щоб зменшити число прямих ударів блискавки в фазні проводи приблизно на 50 %. Для ефективного відводу струму блискавки в землю і запобігання зворотних перекриттів ізоляції опори ліній забезпечуються відповідними заземлювачами, що знижують імпульсний опір заземлення кожної опори до значення $R_{\text{н}} 10 \dots 20 \text{ Ом}$.

Лінії 110 кВ на металевих або залізобетонних опорах в більшості випадків також захищаються по всій довжині тросами. Кут захисту для цих ліній зазвичай вибирається в межах $20-30^\circ$. Відсутність грозозахисного троса призводить до підвищення числа коротких замикань на лінії внаслідок грозових перекриттів лінійної ізоляції. При цьому часто спрацьовують пристрої АПВ. Для ліній 110 кВ був проведений розрахунок, в результаті якого отримали наступні значення: річне число відключень ліній з урахуванням АПВ 1.72. Найбільша кількість грозових відключень ліній 110 кВ припадає саме на ураження опори 1.26 відкл./рік, на цей показник впливає висота опори. Найменше число відключень – це ураження блискавкою прямими ударами в трос 0.005 відкл./рік. Згідно методу фіктивної сфери, на фазні проводи ПЛ можуть пробитись блискавки зі струмами не більше 6.857 кА для опори П 110-4 та відповідно 6.247 кА для опори К110. Отже використання методу фіктивної сфери для визначення зон захисту ПЛ 110 кВ є досить інформативним та потребує подальших досліджень.

Дякую за увагу! Доповідь завершено.