

Заклад вищої освіти „Подільський державний університет”
Факультет енергетики та інформаційних технологій
Кафедра електротехніки, електромеханіки і електротехнологій

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«РЕКОНСТРУКЦІЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ ДЛЯ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ НАПРУГИ»

Виконав:

здобувач вищої освіти денної форми навчання
освітнього ступеня «Магістр», освітньо-
професійної програми «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

КАШИН Іван Павлович

Керівник канд. техн. наук, доцент

ДУМАНСЬКИЙ Олександр Васильович

Оцінка захисту:

Національна шкала _____

Кількість балів _____ Шкала ECTS _____

« ____ » _____ 2025 р.

Допускається до захисту:

« ____ » _____ 2025 р.

Гарант освітньо-професійної програми
«Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка» спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»
канд. техн. наук, доцент

Павло ПОТАПСЬКИЙ

м. Кам'янець-Подільський, 2025

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1. ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»	10
1.1. Задачі реконструкції електричних мереж АТ «Хмельницькобленерго»	10
1.2. Допустимі та нормативні небаланси електричної енергії	12
1.3. Нормування втрат електроенергії	17
1.4. Структура втрат електроенергії в електричних мережах	21
Висновки до розділу 1	25
2. РОЗРАХУНОК ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	26
2.1. Розрахунок технічних втрат електроенергії	26
2.2. Розробка заходів зі зниження втрат електроенергії	32
2.3. Організаційні і технічні аспекти заходів з вдосконалення управління режимами електричних мереж	34
2.4. Заходи з автоматизації управління режимами та перебудови електричних схем мереж	35
2.5. Заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії	36
2.6. Аналіз втрат електроенергії	37
2.7. Засади побудови мереж 10 кВ	42
Висновки до розділу 2	49
3. РЕКОНСТРУКЦЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 10 КВ ХМЕЛЬНИЦЬКОЇ ОБЛАСТІ	50
3.1. Характеристика об'єкту проектування	50
3.2. Комплексна якісна оцінка ПЛ-10 кВ	51
3.3. Підвищення надійності мережі	60
3.4. Заземлення, захист від перенапруги та захист від трекінг-ефекту	66
3.5. Будівельні рішення по повітряній лінії 10 кВ	68

3.6 Розрахунок втрат напруги на ділянках ПЛ-10 кВ	69
3.7 Техніко-економічне обґрунтування реконструкції електричної мережі 10 кВ	75
Висновки до розділу 3	81
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС РЕКОНСТРУКЦІЇ ПЛ 10 КВ	82
4.1. Загальні відомості	82
4.2. Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів	82
4.3. Вибір заходів і засобів безпеки у надзвичайних ситуаціях	85
Висновки до розділу 4	87
ВИСНОВКИ	88
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	90
ДОДАТКИ	93

Заклад вищої освіти «Подільський державний університет»
Факультет енергетики та інформаційних технологій
Кафедра електротехніки, електромеханіки і електротехнологій
Освітній ступінь «Магістр»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ:
завідувач кафедри,
Ігор ГАРАСИМЧУК

«__» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

здобувачу вищої освіти
КАШИНУ Івану Павловичу

1. Тема роботи: «РЕКОНСТРУКЦІЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ ДЛЯ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ НАПРУГИ»

2. Керівник роботи, доцент ДУМАНСЬКИЙ Олександр Васильович
Затверджено наказом ЗВО «ПДУ» від 26 лютого 2024 року №104с.
Тема кваліфікаційної роботи уточнена згідно наказу ЗВО «ПДУ» від 19
листопада 2025 року №1331с.
Строк подання закінченої роботи 25.11.2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

Втрати електричної енергії в мережі 10 кВ: мінімальні – 3,5%, середні – 4,0%;
максимальні – 6,8%; структура складових втрат; час роботи трансформатора
на рік – 8760 го.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

ВСТУП

- 1. ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»**
- 2. РОЗРАХУНОК ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**
- 3. РЕКОНСТРУКЦІЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 10 КВ ХМЕЛЬНИЦЬКОЇ ОБЛАСТІ**
- 4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС РЕКОНСТРУКЦІЇ ПЛ 10 КВ**

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація за темою кваліфікаційної роботи

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
3	КОЗАК О.В. доцент		

7. Дата видачі завдання 02.07.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів КР	Підпис керівника
	ВСТУП	05.07.25	
1	ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»	29.08.25	
2	РОЗРАХУНОК ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	28.09.25	
3	РЕКОНСТРУКЦЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 10 КВ ХМЕЛЬНИЦЬКОЇ ОБЛАСТІ	08.10.25	
4	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС РЕКОНСТРУКЦІЇ ПЛ 10 КВ	22.10.25	
	ВИСНОВКИ	18.11.25	
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	25.11.25	
	ДОДАТКИ	25.11.25	

Здобувач вищої освіти

Іван КАШИН

Керівник, к.т.н., доцент

Олександр ДУМАНСЬКИЙ

АНОТАЦІЯ

Робота присвячена дослідженню електричної мережі 10 кВ АТ «Хмельницькобленерго» з метою зниження втрат електричної енергії. Охарактеризовано основні задачі реконструкції електричних мереж, а також визначено допустимі та нормативні небаланси електричної енергії. Зокрема, виконано розрахунок технічних втрат електроенергії та запропоновано заходи для їх зниження, включаючи автоматизацію управління режимами, перебудову електричних схем мереж і вдосконалення обліку електроенергії. Окремо розглянута реконструкція та дослідження розподільчої мережі 10 кВ Віньковецького РЕМ АТ «Хмельницькобленерго», а також заходи з охорони праці та безпеки під час реконструкції повітряної лінії 10 кВ. Отримані результати можуть бути застосовані для створення або модернізації аналогічних систем, що має особливе значення для харчової промисловості.

ABSTRACT

The work is devoted to the study of the 10 kV electrical network of JSC "Khmelnyskoblenenergo" in order to reduce electrical energy losses. The main tasks of the reconstruction of electrical networks are characterized, and the permissible and regulatory imbalances of electrical energy are determined. In particular, the calculation of technical electricity losses is performed and measures for their reduction are proposed, including automation of mode control, restructuring of electrical circuits of networks and improvement of electricity metering. The reconstruction and study of the 10 kV distribution network of Vinkovtskyi REM of JSC "Khmelnyskoblenenergo" are separately considered, as well as occupational health and safety measures during the reconstruction of the 10 kV overhead line. The results obtained can be applied to the creation or modernization of similar systems, which is of particular importance for the food industry.

ПЕРЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ТВЕ - технологічних втрат,

ПС – підстанція,

ДНЕ - Допустимий небаланс електроенергії,

ННЕ - Нормативний небаланс електроенергії,

ТС - трансформатор струму,

ТН - трансформаторів напруги,

ВЗ - високочастотних загороджувачах,

РМ - розподільчі мережі,

ЗЗВ -Заходи зі зменшення втрат електроенергії,

КП - компенсуючі пристрої,

ПБР - пристроїв бокового регулювання,

ПУЕ - правил улаштування електроустановок (ПУЕ),

ЛЕП – лінія електропередач,

ТЕО - техніко-економічне обґрунтування.

РЕФЕРАТ

КАШИН Іван Павлович. Реконструкція і дослідження електричної мережі 10 кВ для зниження втрат напруги. 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Заклад вищої освіти «Подільський державний університет». Факультет енергетики та інформаційних технологій. Кафедра електротехніки, електромеханіки і електротехнологій – Кам'янець-Подільський: ЗВО «ПДУ», 2025.

Робота присвячена дослідженню електричної мережі 10 кВ АТ «Хмельницькобленерго» задля зниження втрат електричної енергії. Представлені задачі реконструкції електричних мереж, допустимі та нормативні небаланси електричної енергії, нормування втрат електроенергії, структура втрат електроенергії в електричних мережах. Виконаний розрахунок технічних втрат електроенергії і розроблені заходи зі зниження втрат електроенергії, заходи з автоматизації управління режимами та перебудови електричних схем мереж, заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії. Здійснена реконструкція та дослідження розподільчої мережі 10 кВ Віньковецького РЕМ АТ «Хмельницькобленерго». Представлені заходи з охорони праці та безпеки під час реконструкції повітряної лінії 10 кВ.

Отримані результати можуть бути використані для створення аналогічних систем, або модернізації існуючих, що особливо актуально в нинішній ситуації харчової промисловості.

Ключові слова: дослідження, електрична мережа, реконструкція, втрати, заходи, система керування, економічність.

ВСТУП

Методики та формули, котрі застосовують для розрахунку дозволених розбіжностей електроенергії на вузлах, висувають до електричних мереж вимоги, які є фізично неможливими, бо нехтують низкою дійсних чинників, а саме:

- Дійсні похибки компонентів системи обліку електроенергії, навіть за повної відповідності їхніх характеристик настановам ПУЕ, спричиняють заниження обліку енергії, а не рівномірного відхилення «вгору-вниз».

- Помилки, що неминуче виникають під час виведення технічних втрат на об'єкті, якщо їх не брати до уваги, фактично збільшують межі допустимих розбіжностей у рази більші, аніж ті неточності приладів, якими оперують;

- Формули абсолютно не враховують припустимі обсяги господарських втрат, під якими далі всі мають на увазі саме реальні крадіжки, а не похибки вимірювальних пристроїв.

Сферою цього вивчення є електричні мережі 10 кВ Акціонерного Товариства «Хмельницькобленерго».

Об'єктом дослідження є розгляд можливостей для зниження втрат електричної енергії у мережах 10 кВ АТ «Хмельницькобленерго».

Завданням наукової праці є з'ясування шляхів зменшення втрат електроенергії через удосконалення управління станами роботи електричних мереж та системи обліку електроенергії.

Головним завданням нормативно-правових актів у галузі втрат електроенергії має бути забезпечення перелому у зафіксованій тенденції до зростання значень звітних втрат, досягнення хоча б мінімального, але стабільного руху на їх зменшення. Формулювати завданням створення документа, який би підтверджував подальше збільшення втрат, є недоречним.

1 ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»

1.1 Задачі реконструкції електричних мереж АТ «Хмельницькобленерго»

Технічна політика є ключовим документом, що визначає стратегічний напрям технологічного розвитку Акціонерного товариства «Хмельницькобленерго» (далі – Товариство). Вона встановлює комплекс технічних вимог, стандартів та управлінських рішень, спрямованих на забезпечення надійної, безпечної та ефективної роботи розподільних електричних мереж (РМ) відповідно до сучасних викликів та національної енергетичної стратегії.

Попередні етапи модернізації були зосереджені на вирішенні нагальних операційних питань:

- зниження технічних і комерційних втрат електроенергії,
- скорочення тривалості аварійних відключень,
- забезпечення базового рівня керованості мереж.

Сучасні умови, визначені Енергетичною стратегією України до 2050 року та Концепцією впровадження «розумних мереж» до 2035 року, потребують глибокого перегляду цих завдань. Відбувається перехід від реактивного усунення проблем до проактивного розвитку гнучкої, стійкої та інтелектуальної енергетичної інфраструктури.

Це означає зміну ролі Товариства — від традиційного оператора системи розподілу з односпрямованим потоком енергії до оператора сучасної енергетичної платформи, здатної:

- управляти двонаправленими потоками,
- інтегрувати розподілені енергетичні ресурси (DER),
- забезпечувати високий рівень стійкості до зовнішніх, зокрема воєнних, загроз.

Відповідно, інвестиційний підхід змінюється: акцент переноситься з простої заміни застарілого обладнання на впровадження цифрових, автоматизованих та безпечних систем. Йдеться не про звичайну модернізацію, а про глибоку зміну філософії управління — перехід від «сліпої» мережі, яка реагує на аварії після факту, до «розумної» мережі, що є спостережуваною, керованою, прогнозованою і здатною до самовідновлення.

Основні цілі та завдання технічної політики Товариства:

Підвищення стійкості РМ. Завдяки розвитку розгалуженості мережі, сучасним схемам резервування та фізичному захисту критично важливих об'єктів (у тому числі лінійних) від зовнішніх, зокрема воєнних, загроз.

Підвищення безпеки електропостачання. Через резервування трансформаторної потужності, збільшення пропускної здатності елементів мережі та ефективно залучення джерел виробництва й зберігання електроенергії.

Створення технічних умов для керованих обмежень. Забезпечення можливості виконання графіків обмежень/аварійних відключень та ефективної роботи протиаварійних систем зниження навантаження.

Зростання надійності та ефективності РМ. Завдяки розширенню керованості елементів мережі, автоматизації локалізації пошкоджень і прискоренню відновлення електропостачання.

Підвищення ефективності експлуатації. Через оптимізацію схем електричних з'єднань, зниження технологічних втрат (ТВЕ) та витрат на власні потреби, а також підвищення точності обліку електроенергії.

Подолання фізичного та морального старіння мереж. Шляхом планової реконструкції та технічного переоснащення на основі сучасного енергоефективного обладнання.

Комплексна автоматизація підстанцій (ПС). Впровадження й розвиток систем автоматичної діагностики та моніторингу стану основного обладнання, релейного захисту й автоматики (РЗА), а також інженерних систем.

Основні напрями технічної політики такі: розвиток ІТ та зв'язку; покращення систем зв'язку та збору даних, щоб краще бачити стан мережі та обмінюватися інформацією з іншими учасниками ринку; підготовка мережі до

нових джерел енергії; створення умов для підключення розподіленої генерації, зокрема сонячних, вітрових станцій та систем зберігання енергії; розвиток зарядної інфраструктури; підтримка встановлення зарядних станцій для електромобілів; покращення технологій експлуатації та ремонтів; перехід на ремонти за фактичним технічним станом обладнання та розширення робіт, які можна виконувати без відключення напруги; підвищення кваліфікації персоналу; навчання працівників роботі з новими технологіями й обладнанням; зменшення впливу на довкілля; екологічний підхід під час будівництва, реконструкції, експлуатації та ремонтів; скорочення збитків від пошкоджених ліній та зменшення тривалості аварійних відключень для споживачів; запобігання електротравматизму.

1.2 Допустимі та нормативні небаланси електричної енергії

У процесі розподілу, постачання та споживання електроенергії завжди виникають певні небаланси. Їх поява є природною та зумовлюється сукупністю технічних, організаційних і природних факторів.

Допустимий небаланс електроенергії (ДНЕ) — це встановлена межа, у рамках якої допустимі відхилення між фактичним споживанням, генерацією чи поставками електроенергії та показниками, передбаченими планами або договорами. Такі відхилення не повинні виходити за визначені нормативами межі.

Нормативний небаланс електроенергії (ННЕ) — це величина, офіційно визначена нормативно-правовими документами. Вона враховує:

технічні втрати під час передачі та розподілу електроенергії;

вплив змін навантажень;

специфіку експлуатації конкретної мережі;

інші чинники, що можуть спричиняти похибки обліку та розрахунків.

Дотримання встановлених меж ДНЕ та ННЕ є важливим для стабільності енергосистеми, ефективного управління ресурсами й мінімізації

втрат електроенергії.

Розмір як ДНЕ, так і ННЕ визначається на основі:

точності вимірювальних приладів на конкретній точці обліку;

похибки методики розрахунку технічних втрат, допустимої для цього об'єкта;

рівня комерційних втрат, які вважаються прийнятними.

Під час розрахунку небалансів необхідно враховувати як систематичні, так і випадкові похибки.

Систематичний компонент ДНЕ (ННЕ), виражений як абсолютна величина, визначається за формулою [1, 2]:

$$\Delta W_{HE} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} \cdot W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} \cdot W_j + \Delta W_{д.ком}, \quad (1.1)$$

де Δ_i і Δ_j – допустимі (нормативні) систематичні похибки, вимірювальних комплексів (інструментальні похибки), фіксованих відповідно відпустку W_i і надходження W_j енергії, узяті із зворотним знаком (допустима негативна інструментальна похибка відповідає позитивному допустимому небалансу) %;

m - число точок обліку відпустку енергії; n - те ж, надходження енергії;

$\Delta W_{д.ком}$ - допустимі для цього об'єкту комерційні втрати.

Для об'єктів, які не є виробниками електроенергії та отримують постачання від розподільчих мереж напругою 0,4 кВ, величина дозволених комерційних втрат приймається рівною нулю. Методика визначення таких втрат для об'єктів, що все ж здійснюють відпуск електроенергії з мереж 0,4 кВ, викладена у джерелі [2].

Вираз (1.1) без останнього доданого члена відображає систематичну складову похибки вимірювального обладнання, тобто середнє значення обсягу електроенергії, яке не було враховано через обмежену точність засобів обліку.

На практиці систематична похибка методики визначення технічних втрат зазвичай враховується шляхом введення коригувальних коефіцієнтів безпосередньо у формули розрахунку. Саме тому ця похибка не включена безпосередньо до виразу (1.1) [2].

Визначення небалансів за абсолютними величинами є значно простішим і логічнішим. Такий підхід дозволяє уникнути попереднього обчислення часток електроенергії, переданої через кожну точку обліку, відносно загального обсягу поставки, а також подальшого використання цих часток для визначення відсоткових показників небалансу, як передбачено чинними нормативами. При цьому, якщо виникне потреба, абсолютні значення легко перевести у відсотковий формат.

Випадкова складова ДНЕ (ННЕ), виражена в абсолютних одиницях, визначається за формулою:

$$\delta W_{HE} = \pm \sqrt{0,95 \sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i}{100} \cdot W_i \right)^2 + \left(\frac{\delta_T}{100} \cdot \Delta W_T \right)^2}, \quad (1.2)$$

де δ_i – допустима (нормативна) випадкова похибка i -го вимірювального комплексу, %;

δ_m - випадкова похибка методу розрахунку технічних втрат, що відповідає рівню довірчої вірогідності 0,95%;

ΔW_T - розрахункове значення технічних втрат.

Перший доданок під знаком кореня у виразі (1.2) відповідає випадковій (стохастичній) складовій інструментальної похибки системи обліку електроенергії у реальних умовах експлуатації.

На відміну від формули (1.1), вираз (1.2) містить також компонент похибки, пов'язаної з розрахунком технічно немінучих втрат, оскільки методи їх визначення мають власну неточність. Водночас у формулі (1.2) відсутній елемент дозволених комерційних втрат, адже вони мають фіксовану величину та не відносяться до випадкових (стохастичних) похибок.

У метрології прийнято вважати, що реальні похибки вимірювальних приладів одного типу підпорядковуються закону рівномірної густини, а не нормальному розподілу. З цієї причини значення, що відповідають довірчій надійності 0,95, знаходяться на відстані 2,5 % від меж інтервалу розподілу з кожного боку, що еквівалентно використанню коефіцієнта 0,975.

Отже, коефіцієнт 0,95, присутній у формулі (1.2), є результатом

піднесення до квадрату величини 0,975, а не самим значенням довірчої ймовірності 0,95 [2].

Допустиму (нормативно визначену) систематичну складову інструментальної похибки вимірювального комплексу обчислюють за таким співвідношенням [1]:

$$\Delta = 2,1 \Delta_{ТС} + 1,7 \Delta_{ТН} + \Delta_{ліч} - 0,5 \Delta U_{ТН}, \quad (1.3)$$

де $\Delta_{ТС}$ – допустима (нормативна) систематична складова похибки, що вноситься вимірювальним трансформатором струму (ТС), %;

$\Delta_{ТН}$ – те ж, трансформатором напруги (ТН), %;

$\Delta_{ліч}$ – те ж, приладом обліку, %;

$\Delta U_{ТН}$ – допустима втрата напруги у вторинному колі ТН, %.

Коефіцієнти 2,1 та 1,7 у формулі враховують збільшення похибки вимірювання активної складової струму та напруги, що виникає через кутові похибки трансформаторів струму (ТТ) та трансформаторів напруги (ТН). Таке коригування проводять із використанням стандартного значення коефіцієнта потужності навантаження об'єкта — 0,85 [1].

Коефіцієнт 0,5, що стоїть перед величиною $\Delta U_{тн}$, походить із припущення щодо розподілу втрат напруги у вторинних колах ТН. Якщо точне значення цих втрат у місці встановлення засобів обліку невідоме, приймається, що вони рівномірно змінюються в діапазоні від нуля до максимально допустимого значення $\Delta U_{тн}$ згідно з ПУЕ.

У такому випадку:

середнє значення втрат напруги становитиме $0,5\Delta U_{тн}$ — це і є систематичною похибкою;

випадкова складова дорівнює $\pm 0,5\Delta U_{тн}$.

Допустиму (нормативну) випадкову складову похибки вимірювального комплексу обчислюють за формулою [5]:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{2,2 \delta_{ТТ}^2 + 1,5 \delta_{ТН}^2 + \delta_{сч}^2 + 0,25 \Delta U_{ТН}^2}, \quad (1.4)$$

де $\delta_{ТЕ}$, $\delta_{ТН}$, $\delta_{ліч}$ – допустимі (нормативні) значення випадкових складових похибок ТС, ТН, і лічильника, %;

1,1 - коефіцієнт, що враховує особливості метрологічної повірки

приладів за допомогою еталонних пристроїв, що мають свої похибки та інші причини.

Коефіцієнти 2,2 та 1,5 у формулі застосовуються для врахування додаткового зростання похибок під час вимірювання активних складових струму та напруги. Це збільшення зумовлене кутовими похибками трансформаторів струму (ТТ) та трансформаторів напруги (ТН) і розраховується для типового коефіцієнта потужності навантаження контрольованого приєднання, що дорівнює 0,85 [1].

Коефіцієнт 0,25, розташований перед величиною UTN , є не чим іншим, як квадратом значення 0,5, що враховує характер розподілу можливих відхилень напруги у вторинних колах ТН.

Параметри ΔTC і δTC визначаються за таблицею 1.1, виходячи з двох ключових факторів:

середнього завантаження первинного кола трансформатора струму, позначеного як βTC ;

класу точності ТС, що позначається символом ш.

Допустимі та нормативні значення ΔTC і δTC

Допустимі значення визначаються відповідно до фактичного середнього завантаження βTC .

Нормативні значення визначаються за умови, що βTC дорівнює $0,8 \cdot k_z$, де:

k_z — коефіцієнт заповненості графіка навантаження за аналізований період;

$k_z = t_{\max} / T$, тобто відношення часу використання максимального навантаження до загальної тривалості періоду.

Максимально можливе, з точки зору теорії, середнє завантаження ТС становить $\beta TC = k_z$.

У формулі використовується множник 0,8, який компенсує практичне недовантаження трансформаторів струму у пікових режимах. Таке недовантаження виникає через обмеженість (дискретність) шкали номінальних струмів ТС.

Величини $\Delta_{ТН}$ та $\delta_{ТН}$

Параметри, що характеризують похибки трансформаторів напруги, тобто $\Delta_{ТН}$ та $\delta_{ТН}$, визначаються за спеціальними формулами, наведеними нижче.

$$\Delta_{ТН} = (0,5 - \beta_{ТН}) K_{ТН}, \quad (1.5)$$

$$\delta_{ТН} = \pm 0,5 \cdot K_{ТН}, \quad (1.6)$$

де $K_{ТН}$ - клас точності ТН;

$\beta_{ТС}$ - коефіцієнт завантаження вторинного кола ТС.

Таблиця 1.1 – Залежності струмових похибок ТС від коефіцієнту завантаження первинного кола та класу точності ТС

Вид похибки	Залежності похибок у діапазоні значень $\beta_{ТС}$	
	0,05 - 0,2	0,2 - 1,0
$\Delta_{ТС}, \%$	$(-2,0 + 6,25 \beta_{ТС}) K_{ТС}$	$(-1,06 + 1,56 \beta_{ТТ}) K_{ТС}$
$\beta_{ТС}, \%$	$\pm(1,0 - 1,25 \beta_{ТС}) K_{ТС}$	$\pm(0,81 - 0,31 \beta_{ТС}) K_{ТС}$

Значення систематичної похибки $\Delta_{ліч}$ для індукційних лічильників визначають за формулою [6]:

$$\Delta_{ліч} = -0,2 T_{пов} K_{ліч}, \quad (1.7)$$

Параметр $T_{пов}$ визначає тривалість роботи лічильника з моменту останньої перевірки. Для електронних лічильників вважається, що систематична похибка $\Delta_{ліч} = 0$.

Якщо інформація про фактичне значення $T_{пов}$ відсутня, його приймають рівним половині нормованого міжповірочного інтервалу.

Величина випадкової похибки $\delta_{ліч}$ для лічильника визначається відповідно до його класу точності.

1.3 Нормування втрат електроенергії

Усталений показник звітних електричних втрат формується як сукупність чотирьох нормативних складових, що відображають різні джерела

втрат у мережі. До нього входять: норматив, пов'язаний із технічним зношенням обладнання; норматив споживання електроенергії на технологічні потреби підстанцій; норматив, що враховує похибки обліку (у тому числі заниження вимірних даних); а також норматив комерційних втрат.

Величину технічних втрат пропонується визначати на основі таких джерел інформації:

результатів детальних розрахунків окремих компонентів втрат та оцінки можливостей їх оптимізації в межах чинної конфігурації мережі. При цьому використовуються параметри реального режиму роботи, отримані через системи дистанційного моніторингу, автоматизований облік та оперативні контрольні вимірювання;

погоджених з регуляторним органом довідкових значень електричних втрат. Методика визначення цього нормативу також повинна бути затверджена відповідним контролюючим органом.

Потенціал скорочення різних складових втрат оцінюється за такими напрямками:

Технічні втрати: шляхом розроблення та аналізу оптимальних режимів і конфігурацій мереж, а також перевірки відповідності параметрів встановленого обладнання реальним і прогнозованим навантаженням.

Витрати на власні потреби підстанцій: через зіставлення фактичних показників з нормативами, визначеними згідно з чинною методикою нормування для підстанцій напругою 35–500 кВ.

Втрати, спричинені похибками вимірювальних засобів: завдяки оцінці різниці між реально недооблікованим обсягом електроенергії (відповідно до характеристик засобів вимірювання) та його нормованим значенням.

Комерційні втрати: через аналіз їх фактичного рівня у порівнянні з нормативом, погодженим із регулятором. Майбутній норматив комерційних втрат (МНКВ), який виражається у відсотках від обсягу електроенергії, відпущеної побутовим споживачам, рекомендовано визначати за формулою [6].

$$\Delta W = 10 / KC, \quad (1.8)$$

Показник КС відображає купівельну спроможність населення конкретного регіону та визначається як співвідношення цього показника до середнього рівня по країні. Через те, що економічні можливості домогосподарств змінюються з часом, очікуваний обсяг комерційних втрат електроенергії також не є сталим і коригується відповідно до динаміки КС.

Якщо енергопостачальна організація не надає переконливого та достатнього обґрунтування реального обсягу ресурсів для скорочення втрат у плановому році, тоді для формування нормативів на майбутній період рекомендується застосовувати такі коригувальні коефіцієнти до фактичних значень складових втрат за попередній звітний рік:

0,98 – до розрахованого значення технічних втрат;

0,95 – до різниці між максимально допустимою та нормативною величиною постійної похибки вимірювальних лічильників на конкретному об'єкті;

0,95 – до різниці між фактичними та нормативними показниками комерційних втрат.

Застосовувати такі коефіцієнти допускається не довше ніж протягом трьох послідовних років. За цей час підприємство повинно підготувати та надати регулятору документальні докази існуючого потенціалу для реального скорочення втрат, а також погодити комплексний план дій, що визначає механізми та очікувану траєкторію зменшення втрат на наступні періоди.

Якщо ж відповідні матеріали вчасно не подані, до організації застосовуються підвищувальні коефіцієнти (тобто значення, більші за 1), які діятимуть протягом наступних трьох років. У цьому разі нормуючі коефіцієнти замінюються такими: 0,96; 0,8; 0,9 та 0,9 відповідно до встановлених складових.

Нормативні показники втрат, що враховуються у тарифах для різних груп споживачів (наразі виділяють три класи промислових споживачів залежно від рівня напруги: 0,4 кВ; 6–35 кВ; 110 кВ і вище), формуються з огляду на те, які саме сегменти мереж використовуються цими групами.

Тариф для споживачів, підключених до мереж 0,4 кВ

До структури такого тарифу входять:

технічні втрати електроенергії у мережах 0,4 кВ;

частка технічних втрат у мережах 6–20 кВ, визначена пропорційно частці електроенергії, що надходить споживачам саме з мереж 0,4 кВ, у сумарному відпуску через мережі 6–20 та 0,4 кВ;

частка втрат у мережах 35 кВ, розрахована як пропорція між обсягом електроенергії, відпущеної споживачам із мереж 0,4 кВ, та сумарним відпуском через мережі 35 кВ, 6–35 кВ і 0,4 кВ;

частина втрат у мережах 110 кВ і вище, визначена за аналогічним принципом — на основі співвідношення обсягів відпуску;

частки витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище, що розраховуються пропорційно участі споживачів 0,4 кВ у загальному відпуску;

систематична складова допустимого дисбалансу, яка виникає внаслідок інструментальних похибок засобів вимірювання на цьому рівні напруги.

Тариф для споживачів мереж 6–35 кВ

У цьому тарифному рівні враховуються:

частина технічних втрат у мережах 6–20 кВ, визначена з урахуванням частки електроенергії, відпущеної споживачам саме з мереж 6–20 кВ;

частка втрат у мережах 35 кВ, пропорційна сумарному відпуску електроенергії споживачам класу 6–35 кВ відносно спільного обсягу, що проходить через мережі 6–35 та 0,4 кВ;

частка технічних втрат у мережах 110 кВ і вище, визначена пропорційно обсягам електроенергії, відпущеної споживачам 6–35 кВ у порівнянні з усіма рівнями: 110, 6–35 та 0,4 кВ;

частка витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище;

систематичний компонент дозволеного дисбалансу, пов'язаний із точністю облікових приладів на цьому рівні напруги.

Тариф для споживачів, підключених до мереж 110 кВ і вище

Для цієї категорії в тариф включують:

частку технічних втрат у мережах 110 кВ і вище, пропорційну безпосередньому відпуску електроенергії споживачам цього класу у співвідношенні до загального відпуску всім споживачам на всіх рівнях напруги;

відповідну частку витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 110 кВ і вище;

систематичну складову допустимого дисбалансу, що виникає через інструментальні похибки систем обліку на високовольтному рівні.

Комерційні втрати, включені до тарифів, розподіляються порівну між усіма категоріями споживачів, незалежно від рівня напруги.

При цьому комерційні втрати, що виникають через незаконне споживання або крадіжки електроенергії, не повинні автоматично перекладатися на споживачів, які користуються мережами 0,4 кВ. Такі втрати є відображенням загальних соціально-економічних обставин, зокрема низької купівельної спроможності населення, і мають розглядатися як спільна проблема, яка стосується всіх учасників енергетичного ринку.

1.4 Структура втрат електроенергії в електричних мережах

Під час транспортування електричної енергії кожен елемент енергосистеми неминуче створює певні енергетичні втрати. Щоб визначити, у яких саме частинах мережі виникають ці витоки та наскільки доцільним є впровадження заходів зі зниження втрат, проводять аналіз їхньої структури.

Фактичні (звітні) втрати, що позначаються як $\Delta W_{\text{отч}}$, обчислюють як різницю між обсягом електроенергії, який надійшов до мережі, та кількістю енергії, відпущеної кінцевим споживачам. Ця величина охоплює відразу кілька різнорідних груп втрат:

фізичні витоки в елементах мережі;

електроенергію, що витрачається на роботу технологічного обладнання підстанцій;

похибки приладів обліку;

комерційні втрати, які включають різноманітні форми незаконного або неправильно зафіксованого споживання.

Класифікувати втрати можна за різними критеріями: відповідно до природи походження (постійні чи змінні), за рівнями напруги, групами обладнання, структурними підрозділами підприємства тощо. Однак з огляду на фізичну природу явищ і практику визначення величини втрат, найчастіше використовують поділ на чотири ключові складові:

1. Технічні втрати електроенергії.

Виникають унаслідок фізичних процесів у провідниках та електрообладнанні під час транспортування енергії. Це незворотні втрати, що визначаються характеристиками мережі, рівнем навантаження та параметрами обладнання.

2. Споживання електроенергії на власні потреби підстанцій (ΔW_{CH}).

До цієї групи належить енергія, необхідна для роботи технологічних систем підстанцій та забезпечення належних умов праці персоналу. Обсяги визначаються за показаннями лічильників, установлених на трансформаторах власних потреб.

3. Інструментальні втрати ($\Delta W_{змін}$).

Ці втрати спричинені похибками вимірювальних приладів і недосконалістю систем обліку. Вони є результатом технічних обмежень вимірювальної апаратури та відхилень у фіксації реальних обсягів споживання.

4. Комерційні втрати (ΔW_K)

Охоплюють усі втрати, пов'язані з несанкціонованим або неповним споживанням електроенергії, у тому числі: крадіжки, втручання в роботу приладів обліку, некоректне формування рахунків побутовим споживачам, інші недоліки організації контролю. Комерційні втрати визначають як різницю між загальними звітними втратами та сумою трьох попередніх складових.

$$\Delta W_K = \Delta W_{Отч} - \Delta W_T - \Delta W_{CH} - \Delta W_{змін} \quad (1.9)$$

Складові загальних втрат електричної енергії (перших три) зумовлені технологічними особливостями процесу її транспортування мережами, а також роботою апаратури, що здійснює облік надходження та відпуску електроенергії. Сукупно ці складові зручно позначати терміном «технологічні втрати».

Четверта складова – «комерційні втрати» – відображає вплив людського чинника у різноманітних його проявах: навмисні маніпуляції з приладами обліку, несанкціонований відбір електроенергії, неповна оплата або її відсутність тощо.

Розподіл обсягів електроенергії за категоріями втрат може здійснюватися як за фізичними, так і за економічними критеріями [1]. Якщо просумувати технічні втрати, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та комерційні втрати, то отриманий показник доцільно називати фізичними втратами електроенергії. Усі вони мають фізичну природу: перші дві складові пов'язані безпосередньо з технологією транспортування електроенергії, а третя – з технологією контролю її відпуску.

З економічної точки зору, втрати електроенергії визначаються як різниця між обсягом виробленої та закупленої енергії й обсягом корисно відпущеної споживачам, зафіксованим приладами обліку. Поняття «корисно відпущена електроенергія» охоплює не лише фактично оплачену споживачами енергію, а й ту, щодо якої виставлено рахунки. Водночас реальні показники споживання у побутовому секторі залишаються невідомими: оцінювання здійснюється за фактом надходження платежів. Тому до втрат зараховується вся енергія, за яку оплата не надійшла.

З позиції економіки всі чотири типи втрат — технічні, витрати на власні потреби підстанцій, інструментальні й комерційні — є рівнозначними, оскільки кожен із них формує фінансовий результат енергопостачальної організації.

Структура технічних втрат електроенергії

Технічні втрати електричної енергії доцільно структурувати таким чином:

Втрати під час роботи обладнання підстанцій.

Вони включають втрати в лініях, силових трансформаторах, трансформаторах струму, високочастотних загороджувачах (ВЗ) ВЧ-зв'язку, токообмежуючих реакторах. Оскільки ці елементи розташовані послідовно по ходу потоку енергії, рівень втрат прямо залежить від величини переданої потужності.

Втрати у режимі холостого ходу.

До них належать втрати в силових трансформаторах, компенсаторах (КУ), трансформаторах напруги, лічильниках, апаратурі ВЧ-зв'язку, а також втрати в ізоляції кабельних ліній.

Кліматичні втрати.

Поділяються на: втрати на коронний розряд; втрати, зумовлені струмами витоку по ізоляторах повітряних ліній (ПЛ) та обладнанню підстанцій.

Ці втрати суттєво залежать від метеорологічних умов.

Згідно з [4], технічні втрати в електричних мережах енергопостачальних організацій розраховують окремо для трьох діапазонів напруги: мережі високої напруги 35 кВ і вище, мережі середньої напруги 6–10 кВ, мережі низької напруги 0,38 кВ.

Особливо ваговою складовою загальних втрат є розподільчі мережі напругою 0,38–6–10 кВ, які перебувають у віданні РЕЗ та ПЕМ. Значний рівень втрат у цих мережах пояснюється їх розгалуженістю, великою кількістю елементів, недостатньою оснащеністю засобами вимірювання, порівняно низьким завантаженням обладнання та особливостями експлуатації [3].

Нині технічні втрати в мережах 0,38–6–10 кВ обчислюються щомісяця для кожного РЕЗ та ПЕМ, а потім підсумовуються за рік. Отримані значення слугують базою для формування планового нормативу втрат електроенергії на наступний рік.

Висновки до розділу 1

Стратегія технологічного розвитку АТ «Хмельницькобленерго» визначає цілісний комплекс технічних вимог, стандартів та управлінських рішень, спрямованих на забезпечення надійного, безпечного та ефективного функціонування розподільних електричних мереж (РМ). Документ формує єдиний підхід до організації роботи мережевого господарства з урахуванням сучасних технологічних, економічних та регуляторних викликів.

У процесах розподілу, постачання та споживання електроенергії неминуче виникають небаланси електричної енергії, обумовлені технічними, організаційними або природними чинниками. Допустимий небаланс — це встановлений нормативний рівень відхилення між фактичними обсягами генерації, поставок чи споживання та відповідними плановими або договірними показниками. Такий небаланс не повинен перевищувати регламентованих нормативів і є індикатором належного функціонування системи обліку, технічного стану мереж та ефективності організаційних процесів.

Особливе місце серед компонентів небалансу посідають комерційні втрати електроенергії, що виникають унаслідок її несанкціонованого відбору або неповної оплати. Важливо підкреслити, що ці явища значною мірою є проявом соціально-економічних факторів, зокрема низького рівня добробуту частини населення. Тому комерційні втрати не можуть розглядатися як проблема, відповідальність за яку слід покласти виключно на побутових споживачів мереж 0,4 кВ. Натомість їх доцільно трактувати як комплексну системну проблему, що потребує узгоджених дій енергопостачальника, регулятора, органів місцевого самоврядування та споживачів, а також застосування сучасних технічних і організаційних методів контролю та попередження.

2 РОЗРАХУНОК ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

2.1 Розрахунок технічних втрат електроенергії

Технічні енергетичні втрати, що виникають під час транспортування електроенергії, умовно поділяються на три групи. Кожна з них формується під впливом окремих факторів та має власну характерну динаміку зміни:

Втрати, спричинені навантаженням (ΔW_H).

Це найбільш варіабельна частина технічних витрат. Її рівень визначається величиною потоків активної та реактивної потужності, що проходять через лінії та трансформаторне обладнання. Зміна графіка навантаження безпосередньо відображається у зростанні чи зменшенні цих втрат. Для енергосистем характерні добові, тижневі та сезонні коливання, що формують певні закономірності у поведінці цього типу втрат.

Втрати в режимі холостого ходу (ΔW_x).

До цієї групи належать витрати енергії, які виникають незалежно від обсягів переданої електроенергії. Їх визначають технічні характеристики обладнання, насамперед силових трансформаторів, компенсувальних пристроїв, трансформаторів напруги і струму та іншої апаратури підстанцій. Такі витрати безпосередньо залежать від рівня напруги, однак у робочих умовах вона зазвичай змінюється у вузькому діапазоні, тому втрати холостого ходу вважаються стабільними та передбачуваними.

Втрати, що визначаються кліматичними умовами ($\Delta W_{кл}$).

Це найменш керована складова технічних втрат. До неї належать енергетичні витоки, пов'язані з атмосферними та екологічними чинниками, зокрема:

- коронний розряд на проводах повітряних ліній;
- струми витоку по ізоляторах при дощі, тумані, заметілях або забрудненні ізоляції;

– додаткове споживання електроенергії на протиобмерзальні заходи.

Ці втрати здатні значно змінюватися від місяця до місяця, оскільки залежать від реальних погодних умов у конкретному регіоні.

Опис закономірностей енерговтрат від навантаження у магістральних мережах напругою 110 кВ і вище наведено у вигляді, виміряному в мільйонах кіловат-годин [7]:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^n \sum_{j>1}^n A_{ij} \frac{W_i W_j}{D} + \sum_{i=1}^m B_i W_i, \quad (2.1)$$

де $W_{i(j)}$ - значення факторів, млн. кВт·год, що визначають рівень навантажувальних втрат (відпуск електроенергії в мережу для власних споживачів, обміни електроенергією з сусідніми енергосистемами, виробництво електроенергії на власних станціях і т.п.);

D – число днів розрахункового періоду, якому відповідають задаються значення енергії);

A і B – коефіцієнти характеристики;

n – число факторів, що впливають.

Процедуру визначення коефіцієнтів A та B , що використовуються для розрахунку навантажувальних втрат, викладено у документі «Методика розрахунку транзитних втрат потужності та електроенергії в електричних мережах учасників оптового ринку електроенергії» [8,9]. Вона враховує специфіку добового графіка перетоків: електроенергія може передаватися до суміжної енергосистеми лише у певні години, тоді як у інші години такі перетоки відсутні. З цієї причини у формулі (2.1) використовується тривалість передачі T , виражена в годинах, а не кількість днів D .

Разом з тим, коли постає завдання обчислити сумарні втрати електроенергії за звітний місячний період, раціональніше використовувати саме число днів. Якщо проводити перерахунок у добовий вимір, тоді отримані за методикою коефіцієнти A матимуть значення, що у 24 рази менші порівняно з величинами, визначеними за годинною базою.

Характеристика втрат у режимі холостого ходу.

Опис втрат, що виникають у режимі холостого ходу, подається у такому вигляді:

$$\Delta W_x = C D. \quad (2.2)$$

Середньодобовий коефіцієнт C визначають на основі розрахованих втрат електроенергії у режимі холостого ходу за характерні зимові та літні місяці, з урахуванням фактичних робочих напруг на обладнанні (ΔW_{xPO3P}), за формулою:

$$C = \Delta W_{xPO3P} / D. \quad (2.3)$$

де D — кількість днів у розрахунковому періоді.

Цей підхід дозволяє врахувати сезонні коливання напруги та реальні експлуатаційні умови обладнання, що впливають на величину втрат холостого ходу.:

За відсутності розрахунку значення ΔW_{xPO3P} значення коефіцієнта C допускається визначати за формулою:

$$C = 24 \Delta P_{x.ном}, \quad (2.4)$$

де $\Delta P_{x.ном}$ - номінальні втрати потужності холостого ходу, визначувані за звітними даними про кількість і типи устаткування, приєднаного до мережі і його паспортних даних.

Оцінка втрат залежить від дванадцяти щомісячних показників, що формуються на основі:

Кліматичних умов конкретної зони, які надає регіональний метеорологічний центр (тривалість дощів, туманів, снігопадів, ожеледиці; сприятливі погодні умови для кожного місяця).

Рівня забруднення повітря (ПЗП) у зонах розташування повітряних ліній, що визначається відповідно до типу ізоляційних матеріалів електрообладнання.

Ці дані дозволяють врахувати зовнішні фактори, що впливають на втрати потужності, такі як додатковий опір через вологу, пил, забруднення чи лід на проводах.

2. Складові, що впливають на втрати.

Для магістральних мереж (110 кВ і вище) потрібно брати до уваги:

Обсяги електроенергії, переданої в мережу для власних потреб, та генерації на власних електростанціях.

Обсяги надходжень та передачі електроенергії на ОРЕ (оптовий ринок електроенергії) за точками обліку АСКОЕ, тобто по фактичних показниках надходження та відпуску.

Це дозволяє коректно оцінити фактичне навантаження на мережу, що безпосередньо впливає на втрати потужності.

3. Формули розрахунку

Втрати потужності поділяються на:

Втрати навантаження (залежні від струму та обсягу переданої енергії)

Втрати холостого ходу (постійні, не залежать від навантаження)

Формули (2.1) і (2.2) використовують щомісячні показники W_i та D_i , а коефіцієнти А, В, С залишаються незмінними для відповідного сезону (літо або зима).

Для ліній з двонаправленим потоком електроенергії замість двох різних значень W_n та W_v використовується єдине еквівалентне значення, що обчислюється спеціальною формулою. Це спрощує аналіз і дозволяє уникнути подвійного врахування втрат на лінії.

$$W_e^2 = W_{p.o}^2 + W_{p.n}^2 - W_{p.o} W_{p.n}, \quad (2.5)$$

а в якості творів чинників - значення, визначене за формулою:

$$W_i W_j = W_{p.vi} W_{p.vj} + W_{p.ni} W_{p.nj} - W_{p.ni} W_{p.vj}. \quad (2.6)$$

У формулах (2.5) - (2.6) використовуються розрахункові значення відпуски $W_{p.v}$ і надходження $W_{p.n}$ енергії, які визначають по формулах :

$$W_{p.v} = W_v + \sqrt{W_v W_n}; \quad (2.7)$$

$$W_{p.n} = W_n + \sqrt{W_v W_n}. \quad (2.8)$$

При цьому i -м чинником вважається чинник з меншим значенням величини

$$d = W_{p.6} / (W_{p.6} + W_{p.н}) . \quad (2.9)$$

Значення W_n і W_6 у формулах (2.7) і (2.8) вважаються позитивними.

Характеристика втрат навантажень електроенергії в радіальній мережі напругою 35, 6-20 або 0,4 кВ має вигляд:

$$\Delta W_{нагр} = A_U \frac{W_U^2}{D} \quad (2.10)$$

де W_U - електроенергія, відпущена в мережу напругою U за D днів, млн. кВт·год;

A_U - коефіцієнт характеристики.

Характеристика втрат навантажень електроенергії в мережах об'єкту, на балансі якого знаходяться мережі напругою 6-20 і 0,4 кВ (мережі оптових покупців-перепродавців), має вигляд:

$$\Delta W_{нагр} = A_{6-20} \frac{W_{6-20}^2}{D} + A_{0,4} \frac{W_{0,4}^2}{D} , \quad (2.11)$$

де W_{6-20} - відпустка електроенергії в мережі 6-20 кВ, млн. кВт·год, за вирахуванням відпустки споживачам безпосередньо з шин 6-20 кВ підстанцій 35-220/6-20 кВ і електростанцій;

$W_{0,4}$ - те ж, в мережі 0,4 кВ; A_{6-20} і $A_{0,4}$ коефіцієнти характеристики.

У разі відсутності обліку електроенергії на стороні 0,4 кВ розподільних трансформаторів 6-20/0,4 кВ, значення $W_{0,4}$ визначають шляхом віднімання від величини W_{6-20} відпуску електроенергії споживачам, які підключені безпосередньо до мережі 6-20 кВ, втрат у мережі 6-20 кВ, що визначаються за формулою (2.2) та першим складовим формули (2.11).

Основою для розрахунку коефіцієнтів характеристик технічних втрат у радіальних мережах напругою 35, 6-20 та 0,4 кВ є результати розрахунку наступних складових втрат за період тривалістю D днів [12]:

- втрат навантажень електроенергії в мережах 35, 6-20 і 0,4 кВ:

$$\Delta W_{H35}, \Delta W_{H 6-20} \text{ і } \Delta W_{0,4};$$

- втрат холостого ходу в трансформаторах 35/6-20 і 6-20/0,4 кВ і другом нерегульованому устаткуванні, експлуатованому в мережах цієї напруги : $\Delta W_x 35$ і $\Delta W_x 6-20$.

Коефіцієнт A_U :

$$A_U = \frac{\Delta W_{nU}}{W_U^2} D, \quad (2.12)$$

де ΔW_{nU} - значення втрат навантажень електроенергії, млн. кВт·год, що відповідає відпустці електроенергії в мережу W_U , млн. кВт·год.

При використанні значення втрат, вираженого у відсотках, - $\Delta W_{nU\%}$, коефіцієнт A_U визначають за формулою:

$$A_U = \frac{\Delta W_{nU\%}}{100 W_U} D. \quad (2.13)$$

Коефіцієнти A і C для радіальних мереж 35, 6-20 або 0,4 кВ в цілому за наявності їх значень, розрахованих для ліній (A_i і C_i), що входять в мережу, визначають по формулах:

$$A = \sum_{i=1}^n A_i \left(\frac{W_i}{W_\Sigma} \right)^2; \quad (2.14)$$

$$C = \sum_{i=1}^n C_i, \quad (2.15)$$

де W_i - відпуск електроенергії в i - у лінію;

W_Σ - те ж, в мережу в цілому; n - кількість ліній.

Коефіцієнти A і C для мереж 6-20 або 0,4 кВ в цілому за наявності їх значень, розрахованих для обмеженої вибірки ліній (AB і CB), визначають по формулах:

$$A = A_B \frac{W_B}{W_\Sigma} ; \quad (2.16)$$

$$C = C_B \frac{W_\Sigma}{W_B} , \quad (2.17)$$

де W_B - відпуск електроенергії в лінії вибірки;

W_Σ - відпустка в мережу 6-20 або 0,4 кВ в цілому.

Коефіцієнти А та С для мереж 35 кВ повинні розраховуватися для всіх мереж у повному обсязі. Їх визначення на основі розрахунку обмеженої вибірки ліній не допускається.

Коефіцієнти нормативної характеристики технічних втрат визначаються на основі розрахованих коефіцієнтів технічних втрат із урахуванням:

зменшення їх значень відповідно до ефекту від проведення заходів із зниження втрат, реалізація яких можлива в планованому періоді або за допомогою нормуючих коефіцієнтів.

2.2 Розробка заходів зі зниження втрат електроенергії

Заходи зі зменшення втрат електроенергії (ЗЗВ) можна розділити на чотири основні категорії:

Впровадження оптимальних режимів роботи замкнених мереж 110 кВ і вище (реактивна потужність, рівень напруги).

Комутаційні операції для мінімізації втрат при розподілі енергії.

Переведення не задіяних генераторів у синхронний компенсаторний режим.

Регулювання напруги у вузлах живлення радіальних мереж 6–110 кВ.

Відключення ліній 6–35 кВ для оптимізації електропостачання.

Виведення з експлуатації надлишкових трансформаторів у періоди низького навантаження.

Балансування навантажень по фазах у мережах 0,4 кВ.

Автоматизація управління режимами

Встановлення автоматичних регуляторів напруги на трансформаторах із РПН.

Автоматичні регулятори джерел реактивної потужності.

Системи телеметрії та дистанційного контролю режимів мереж.

Модернізація та реконструкція мереж

Поділ підстанцій на менші блоки, додавання ВЛ і трансформаторів, переміщення трансформаторів для нормалізації навантаження.

Інтеграція компенсуючих пристроїв (КП).

Встановлення технічних засобів регулювання напруги (трансформатори з РПН, пристрої компенсації напруги).

Вдосконалення обліку електроенергії

Належні умови експлуатації вимірювальних трансформаторів та лічильників.

Заміну ТС та лічильників на моделі з кращими характеристиками.

Встановлення технічних приладів обліку на радіальних лініях (головний вузол обліку).

Періодичні перевірки та контроль випадків несанкціонованого споживання.

Організаційні аспекти ЗЗВ включають:

Проведення розрахунків для оцінки економічної ефективності заходів.

Формування плану конкретних дій та видання розпорядчих документів.

Мотивація персоналу та система моніторингу виконання робіт.

Виділення фінансових і матеріальних ресурсів для реалізації заходів.

Включення вимог до споживачів щодо реактивної потужності у договори електропостачання.

2.3 Організаційні і технічні аспекти заходів з вдосконалення управління режимами електричних мереж

Розрахунок параметрів оптимального функціонування замкнених електромереж щодо реактивної потужності та напруги здійснюється із застосуванням спеціалізованих програм оптимізації. Диспетчерське керування цими режимами може здійснюватися:

Off-line — відповідно до графіка регулювання устаткування на основі прогнозних розрахунків;

On-line — синхронно з динамікою процесу, використовуючи дані системи телевимірювання (ТВ).

Керування в реальному часі є більш ефективним, оскільки враховує фактичні параметри режиму.

Для його реалізації необхідно:

Аналіз спостережуваності мережі — визначення керованих ділянок і місць для додаткових засобів ТВ за допомогою спеціальних алгоритмів.

Оцінка стану мережі — імплементація програмного забезпечення для розрахунку режимів на основі даних телевимірювань.

Оперативне формування схеми мережі — автоматичне оновлення конфігурації при виході з ладу датчиків або відключенні обладнання.

Оптимізація поточних конфігурацій — вплив на коефіцієнти трансформації та величину реактивної потужності джерел.

Програма “Дорадник Диспетчера” — автоматичний відбір найбільш ефективних пристроїв та надання рекомендацій щодо їх режиму для мінімізації втрат.

Вибір оптимальної конфігурації мережі проводиться шляхом порівняльного аналізу різних варіантів розрахунків. Особлива увага приділяється можливості розриву електричних контурів (кабелі та повітряні лінії різних номінальних напруг).

Переведення непрацюючих генераторів у режим синхронного

компенсатора дозволяє отримати додаткову реактивну потужність. Доцільність визначається шляхом порівняння зменшення втрат у мережі та витрат енергії на роботу генератора.

Регулювання напруги у центральних точках живлення радіальних мереж 35–110 кВ здійснюється з урахуванням можливостей трансформаторів із РПН та пристроїв бокового регулювання (ПБЗ). Основний критерій — мінімізація електроенергії, що подається через шини трансформаторів ПБЗ, при дотриманні допустимих відхилень напруги.

Оптимізація місць розривів мереж 6–35 кВ із двостороннім живленням проводиться послідовним аналізом потенційних точок розриву та оцінкою впливу на втрати у самій мережі та у живлячих мережах 110–220 кВ через перерозподіл навантаження.

Вимкнення надлишкових трансформаторів на підстанціях із двома і більше трансформаторами у періоди невеликого навантаження застосовується, якщо економія втрат холостого ходу перевищує додаткові втрати під навантаженням.

Балансування фазних навантажень у мережах 0,4 кВ здійснюється шляхом перемикання частини споживачів із перевантажених фаз на менш завантажені.

2.4. Заходи з автоматизації управління режимами та перебудови електричних схем мереж

Оптимізація конфігурації електричних мереж здійснюється шляхом аналізу різних варіантів роботи системи для визначення найбільш ефективного розподілу енергії. Особлива увага приділяється точкам розриву електричних контурів, включно з кабельними та повітряними лініями різної номінальної напруги.

Для збільшення резерву реактивної потужності непрацюючі генератори можуть переводитися в режим синхронного компенсатора.

Економічна доцільність цього заходу оцінюється шляхом порівняння зниження втрат у мережі з витратами енергії на роботу генератора.

Регулювання напруги у центральних точках живлення радіальних мереж 35–110 кВ проводиться з урахуванням можливостей трансформаторів із РПН та пристроїв бокового регулювання. Основна мета — мінімізація обсягу електроенергії, що проходить через шини трансформаторів, при забезпеченні допустимих рівнів напруги.

При оптимізації розривів у мережах 6–35 кВ з двостороннім живленням аналізуються всі потенційні точки відключення. Оцінюється вплив на втрати як у самій мережі, так і у вищих рівнях (110–220 кВ), враховуючи перерозподіл навантаження між підстанціями.

Вимкнення зайвих трансформаторів на підстанціях із двома або більше одиницями обладнання здійснюється у періоди низького навантаження, якщо економія втрат холостого ходу перевищує додаткові втрати під навантаженням.

Баланс фазних навантажень у мережах 0,4 кВ досягається шляхом перенаправлення частини споживачів із перевантажених фаз на менш завантажені, що забезпечує більш рівномірний розподіл потужності.

2.5 Заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії

Створення належних умов для роботи вимірювальних пристроїв, регулярна метрологічна повірка та своєчасне виявлення випадків незаконного споживання електроенергії є необхідними заходами для забезпечення точності обліку.

Економічна ефективність заміни трансформаторів струму та напруги, а також лічильників на прилади з покращеними характеристиками оцінюється через розрахунок зниження втрат електроенергії, спричинених неточністю існуючих засобів обліку. Ці розрахунки дозволяють визначити пріоритети заміни та чисельно оцінити результативність оновлення кожного приладу.

Монтаж технічних засобів обліку на відгалуженнях від розподільчих пунктів доцільний на лініях середньої напруги (35–110 кВ), живильних лініях 6–10 кВ та мережах низької напруги (0,4 кВ). Таке розміщення дозволяє визначати реальні дисбаланси електроенергії, підвищувати точність оцінки технологічних втрат та виявляти місця несанкціонованого комерційного споживання.

2.6 Аналіз втрат електроенергії

Аналіз нераціонального використання електроенергії передбачає розв'язання таких завдань:

Виявлення районів та окремих компонентів мережі з підвищеними технологічними втратами.

Ідентифікація фідерних ліній 6–20 кВ та мереж 0,4 кВ із надмірними комерційними втратами.

Оцінка впливу параметрів надходження та вибуття електроенергії на технологічні втрати через порівняння варіантів розрахунку або на основі встановлених залежностей.

Встановлення числових орієнтирів щодо зменшення втрат для структурних одиниць та департаментів енергосистеми.

Визначення зон з підвищеними технічними втратами здійснюється на основі аналізу розрахункових даних. На початковому етапі до таких зон відносять лінії, де щільність струму перевищує 1 А/мм^2 .

Виявлення фідерів 6–20 кВ із завищеними комерційними втратами проводиться шляхом порівняння: обсягу подачі електроенергії у фідер; максимально допустимого перевищення розрахункових технологічних втрат; фактичного обсягу енергії, поставленої кінцевим споживачам; діапазону втрат через неточності облікових приладів, від мінімальної до максимальної оцінки.

Мінімально допустимий рівень комерційних втрат у фідері визначається за формулою, наведеною у джерелі [15].

$$\Delta W_{\kappa} = W_{\epsilon} - W_{н. \epsilon} - \Delta W_{m. \max} - \Delta W_{o. \epsilon}. \quad (2.18)$$

Факт перенесення частини звітних втрат між місяцями визначають, розраховуючи для кожного місяця значення:

$$E = (\Delta W_{звіт} - \Delta W_{норм}) / W_{\epsilon}^2 \quad (2.19)$$

де W_{ϵ} - відпуск електроенергії в мережу для власних споживачів (сума корисної відпустки електроенергії власним споживачам і втрат в мережі);

$W_{норм}$ - умовно-постійні втрати.

Якщо звітні втрати не містять комерційної складової і фактів перенесення втрат між місяцями, різниця $\Delta W_{звіт} - \Delta W_{норм}$ є втратами навантажень, пропорційними значенню W_0^2 .

Встановлення числових показників для зменшення втрат у зоні відповідальності різних служб і відділів базується на визначенні гарантованих значень (меж інтервалів невизначеності). Для цього використовуються такі розрахункові величини:

Інтервал невизначеності технічних втрат.

Діапазон втрат, спричинених допустимими похибками вимірювальних приладів енергообліку.

Межі втрат, обумовлені нормативними похибками приладів обліку.

За результатами розрахунків:

межі невизначеності технічних втрат складають 6,6–8,2 %;

втрати через нормативні похибки приладів коливаються від -0,2 % (надмірний облік) до +0,6 % (недооблік);

втрати через допустимі інструментальні похибки — від -0,1 % до +0,8 %.

Фактичні зафіксовані втрати (без урахування споживання на власні потреби підстанцій) досягають 11,2 %. Розрахунок потенціалу зниження технічних втрат показав можливе зменшення на 0,7–0,9 %.

Мінімально гарантований рівень несанкціонованого (неоплаченого) споживання визначається за формулою.

$$\Delta W_{\text{ком. min}} = \Delta W_{\text{зв}} - \Delta W_{\text{т. max}} - \Delta W_{\text{у. max}},$$

$$\Delta W_{\text{ком. min}} = 11,2 - 8,2 - 0,8 = 2,2\%.$$

Гарантоване (мінімальне) значення технічних втрат складає 6,6%.

Значення втрат, обумовлених невідповідністю системи обліку електроенергії вимогам ПУЕ, складає $0,8 - 0,6 = 0,2\%$.

Втрати невизначеної структури складають [19]:

$$\Delta W_{\text{невиз.}} = \Delta W_{\text{зв}} - \Delta W_{\text{т. min}} - \Delta W_{\text{ком. min}} \quad (2.21)$$

$$\Delta W_{\text{невиз.}} = 11,2 - 6,6 - 2,2 = 2,4\%.$$

Згідно з розрахунками енергозбуту, на майбутній період необхідно знизити рівень несанкціонованого споживання щонайменше на 2,2 % (для поточного планового етапу це може складати близько 0,5 %).

Службі мереж доручено зменшити технічні втрати на мінімум 0,7 %;

Персонал метрологічних служб має забезпечити зниження обсягу необлікованої енергії на 0,2 %.

Усі показники наведені у відсотках від загального обсягу електроенергії, що надходить до мережі. Втрати з невизначеною складовою, які наразі становлять 2,4 %, не можна віднести до конкретної категорії. Поліпшення якості вихідних даних дозволить у майбутньому перерозподілити ці обсяги між технічними та комерційними втратами, що зменшить частку невизначених втрат.

Комплексний аналіз загальних втрат електроенергії та їх структури доцільно проводити на основі форми обліку, наведеної на рис. 2.1 та деталізованої у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 - Структура втрат електроенергії і резервів їх зниження

№	Складова втрат	Значення втрат, млн. кВт·год		Резерви зниження втрат, млн. кВт·год		Перспективний норматив втрат, млн. кВт·год	
		план	факт	план	факт	план	факт
Розрахункове та фактичне значення							
1	Технічні втрати	174,2	162,8	25,0	21,4	149,2	152,8
2	Витрата на власні потреби підстанцій	7,1	7,1	1,1	1,1	6,0	6,0
3	Недооблік	48,6	43,5	22,8	5,2	25,8	43,4
4	Комерційні втрати	50,1	37,6	35,1	22,6	15,0	27,5
5	Всього	280,0	251,0	99,0	50,3	196,0	229,7

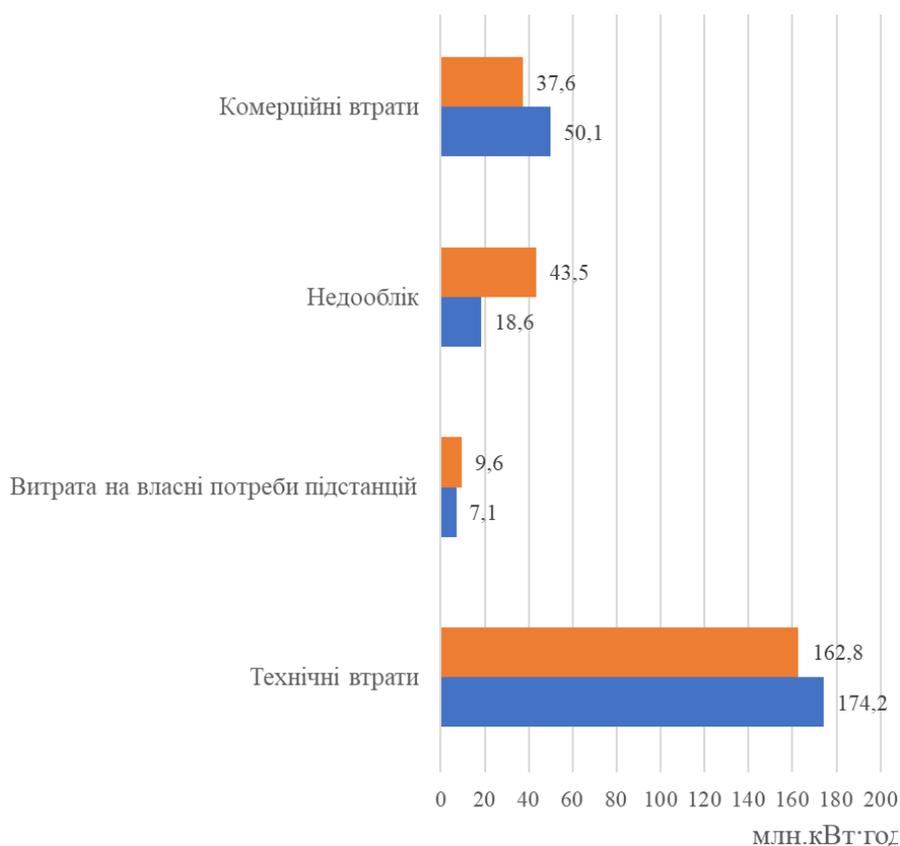


Рисунок 2.1 - Оцінка структури складових втрат

Дані, отримані з вимірювальних пристроїв, є точно визначеними. Однак обчислені компоненти втрат не можуть бути абсолютно достовірними, тому їх доцільно подавати у вигляді трьох величин: середньої та двох

граничних значень можливого діапазону.

Щоб визначити максимальну та мінімальну межі сукупного показника, який формується шляхом додавання або віднімання інших величин, поданих як інтервали, спершу необхідно обчислити розмах варіації кожного показника [19].

$$D = W_{max} - W_{min}, \quad (2.22)$$

а потім значення меж сумарного показника по формулі [21]:

$$W = W_{cp} \pm \frac{1}{2} \sqrt{D_n^2 + D_m^2 + \dots + D_k^2} \quad (2.23)$$

де W_{cp} - значення суми (різниці) середніх значень показників;

n, m, k - номери підсумовуваних показників.

Наприклад, необхідно визначити інтервал невизначеності показника 16 в таблиці 2.1, показника, що є різницею, 12 і показника 13:

$$W_{cp} = 15,6 - 12,2 = 3,4;$$

$$D_{12} = 22,9 - 8,3 = 14,6;$$

$$D_{13} = 19,1 - 5,3 = 13,8;$$

Таблиця 2.1 відображає параметри та структуру втрат електроенергії, а також можливі шляхи їх мінімізації. Для обчислень доцільно використовувати дані лише з першого стовпчика, оскільки вони піддаються прямому сумуванню та відніманню без застосування діапазонів чи кореневих обчислень. Методика, оформлена у таблиці, працює автоматично і не потребує ручного втручання.

Вихідні дані для заповнення таблиці (технічні втрати, допустимі й нормативні баланси електроенергії тощо) отримуються у інтервальному форматі під час розрахунку втрат. Програмний комплекс автоматично визначає інтервальні значення, резерви зменшення втрат та коефіцієнти нормативних характеристик, що забезпечує високу точність розрахунків. У системах, де використовуються інші програми, можна обмежитися аналізом середніх показників, проте інтервальний підхід дозволяє оцінити реалістичність досягнення запланованих результатів.

Таблиця призначена для: аналізу технічних втрат; вивчення структури

фактичних втрат; формування програми заходів для їх зниження на основі даних енергозбуту та власних розрахунків.

Якщо на лініях 35 кВ встановлені прилади технічного обліку, втрати в цих мережах аналізуються окремо від мереж 110 кВ і вище, застосовуючи аналогічну методику. На лініях 0,4 кВ без приладів обліку проводиться оцінка загальної величини втрат для мереж 6–20 кВ та 0,4 кВ разом.

Інформація таблиці являє собою повний звіт про структуру втрат та резерви для їх скорочення, тому її можна використовувати як офіційну форму звітності. Завдяки автоматичній генерації складання документації не викликає труднощів.

Очікувані значення є математичними середніми величинами і з імовірністю 50 % можуть бути як більшими, так і меншими за фактичні. Гарантовані значення відповідають 95 % імовірності: складові втрат і резерви їх зменшення з високою ймовірністю не будуть нижчими, а нормативні показники не перевищать гарантованих меж.

2.7. Засади побудови мереж 10 кВ

Головна мета розвитку електромереж 10 кВ полягає у забезпеченні споживачів надійної, якісної та безпечної подачі електроенергії, беручи до уваги зростання навантажень, інтеграцію джерел відновлюваної енергії та процеси цифровізації енергосистеми.

Вибір робочого класу напруги розподілу електроенергії слід проводити під час розробки схем перспективного розвитку мереж Товариства, спираючись на аналіз майбутнього збільшення електричних навантажень.

Максимально використовувати досвід облаштування електромереж «Укрзалізниці», включно з її типовими проєктами.

Плануючи модернізацію ділянок мережі, будівництво нових енергомережевих зон чи створення нових вузлових центрів живлення, необхідно здійснювати перехід на вищі класи середньої напруги (з 10 кВ на 20 кВ).

До моменту розробки Схем перспективного розвитку електромереж 10 кВ питання переведення мереж середньої напруги на вищий клас напруги має бути вирішено в окремій частині проєкту, оформленій відповідним техніко-економічним обґрунтуванням.

Встановлюються такі максимальні відстані для повітряних та кабельних ліній електропередачі залежно від класу напруги та густоти населення:

- для ПЛ (КЛ) 10 (20) кВ – 10 км;
- для ПЛ (КЛ) 0,4 кВ – не більше 0,3 км від центра живлення до найвіддаленішої точки. У міській та сільській місцевості протяжність ПЛ (КЛ) варіюється залежно від типу використовуваних конструкцій ТП.
- у населених пунктах пріоритет надається спорудженню кабельних ліній 0,4-10 (20) кВ.

Збільшення довжини ліній понад зазначені нормативи можливе лише за наявності техніко-економічного обґрунтування.

Поділ довгих, існуючих ліній електропередачі виконується шляхом перерозподілу навантаження з іншими ПЛ 10 кВ.

На низьковольтній стороні ПС 110/10 (20) кВ слід застосовувати одинарні системи шин 10 (20) кВ з функцією секціонування. Застосування обхідних систем шин, як правило, не дозволяється. У деяких випадках можуть бути використані обхідні системи шин як частина систем протиожеледного захисту.

Вимоги до структури побудови електричних мереж:

- формування системи електропостачання споживачів з умовою однократного мережевого резервування;
- для споживачів особливої групи має бути передбачене резервне (автономне) джерело живлення, яке визначається замовником/споживачем.

При новому будівництві, розширенні чи модернізації мереж напругою 10(20) кВ необхідно розглядати варіанти проєктних рішень мережі з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор, з автоматичною компенсацією ємнісних струмів, або переважно — нейтраллю, заземленою через резистор.

Основною концепцією побудови ліній електропередачі 10 (20) кВ має бути

магістральний підхід, який передбачає формування магістральних ліній електропередачі у розгалуженій мережі між двома центрами живлення (секціонуючим пунктом з автоматичним введенням резерву) з гарантуванням встановлених норм якості електроенергії для всіх споживачів зони дії магістралі в режимі відключення одного з центрів живлення (післяаварійний режим). Магістральні лінії 10 (20) кВ мають бути виконані проводом одного перерізу на опорах підвищеної механічної міцності та з підвісними ізоляторами, оснащені автоматичними секціонуючими пунктами (реклоузерами), встановленими на опорах. Дозволяється, за наявності техніко-економічного обґрунтування, встановити замість автоматичного секціонуючого пункту, секціонуючий пункт з роз'єднувачами.

У мережах з кабельними лініями 10 (20) кВ слід використовувати двопробенеу або кільцеву схему. Вибір схеми будується на основі техніко-економічного аналізу.

У мережах 10 (20) кВ слід застосовувати два типи автоматичного введення резерву (АВР):

- мережевий АВР у вузлі АВР, що з'єднує дві лінії, які відходять від різних підстанцій 35-110 кВ або різних секцій шин 10 (20) кВ однієї підстанції 35 - 110 кВ;

- локальний пункт АВР для підключення резервного вводу на шини високої напруги підстанцій 10 (20)/0,4 кВ або розподільчих пунктів 10 (20) кВ після зникнення напруги на робочому вводі та його відключення;

- для критично важливих споживачів необхідно встановлювати пристрої АВР безпосередньо на вводах 0,4 кВ та 10 (20) кВ.

Для обмеження струмів короткого замикання між силовими трансформаторами та РУ 10 (20) кВ можуть бути встановлені реактори. Можливе застосування схем як із спільним реактором на 2-4 лінії і вимикачем на кожній з них, так і індивідуальних реакторів для однієї лінії. Встановлення реакторів вимагає техніко-економічного обґрунтування.

Мета розвитку:

Забезпечення споживачів надійною, якісною та безпечною електропостачанням з урахуванням зростання навантажень, інтеграції джерел відновлюваної енергії та цифровізації енергосистеми.

При розробці схем перспективного розвитку мереж Товариства клас робочої напруги визначається на основі прогнозу збільшення навантажень, з урахуванням досвіду «Укрзалізниці» та типової проектної документації. Модернізація ділянок мереж або будівництво нових вузлових центрів передбачає перехід на вищий клас середньої напруги (з 10 кВ на 20 кВ). До моменту затвердження схем перспективного розвитку питання підвищення класу напруги оформлюється окремим техніко-економічним обґрунтуванням.

Нормативні довжини ліній: ПЛ/КЛ 10 (20) кВ – до 10 км; ПЛ/КЛ 0,4 кВ – до 0,3 км від центра живлення до найвіддаленішої точки.

У населених пунктах пріоритет надається кабельним лініям. Перевищення нормативної довжини можливе лише за техніко-економічним обґрунтуванням. Довгі існуючі лінії можна поділити шляхом перерозподілу навантаження з іншими лініями 10 кВ.

Конфігурація підстанцій: на низьковольтній стороні ПС 110/10 (20) кВ застосовуються одинарні системи шин з секціонуванням; обхідні системи шин не рекомендуються, крім випадків протиожеледного захисту.

Структура мереж: забезпечення однократного мережевого резервування; для споживачів особливої групи передбачено автономне джерело живлення за замовленням споживача.

Проектні рішення нейтралі:

При новому будівництві, розширенні або модернізації мереж 10 (20) кВ рекомендується застосовувати нейтраль:

через дугогасний реактор із автоматичною компенсацією ємнісних струмів, або через резистор (переважний варіант).

Магістральний принцип побудови:

Лінії 10 (20) кВ будуються магістрально між двома центрами живлення з можливістю автоматичного введення резерву. Лінії виконуються проводом

одного перерізу на опорах підвищеної міцності, з підвісними ізоляторами та реклоузерами. Заміна реклоузера на секціонуючий пункт з роз'єднувачами можлива за техніко-економічним обґрунтуванням.

Схеми кабельних мереж:

Двопроменева або кільцева схема вибирається на основі техніко-економічного аналізу.

Автоматичне введення резерву (АВР):

Мережевий АВР – у вузлах, що з'єднують лінії з різних підстанцій 35–110 кВ або різних секцій шин 10 (20) кВ;

Локальний АВР – для підключення резервного вводу на шини 10 (20)/0,4 кВ після відключення робочого вводу;

Для критично важливих споживачів – АВР безпосередньо на вводах 0,4 та 10 (20) кВ.

Обмеження струмів короткого замикання:

Між силовими трансформаторами та РУ 10 (20) кВ можуть встановлюватися реактори. Можливі схеми:

спільний реактор на 2–4 лінії з вимикачем на кожній;

індивідуальні реактори на одну лінію.

Встановлення реакторів потребує техніко-економічного обґрунтування.

Модернізація та реконструкція мереж 10 (20)–0,4 кВ

Вибір центру живлення та потужності джерела визначається на основі фактичних вимірювань струмів і напруги у розрахункові періоди, що відображають реальні навантаження у вузлах та у споживачів.

При розрахунку потужності джерела враховується коефіцієнт запасу на основі соціально-економічних прогнозів регіону.

Впровадження нових технологій: виконується через пілотні проекти.

Прилади обліку слід виносити за межі будівель або території споживачів для безперешкодного доступу та контролю.

Живлення через кабельні лінії:

У містах і щільно забудованих районах ТП розташовуються в центрах

навантаження.

Біля ТП встановлюються розподільчі щити з вузлами обліку.

Від щитів ведуть кабельні лінії до кожного споживача.

Підстанції переважно стовпового типу.

Використовується зонний облік у споживачів.

Основні заходи та рекомендації:

Системи адресної подачі енергії:

Розвантажувальні підстанції 10 (20)/0,4 кВ та підземні кабельні лінії 0,4 кВ з оптимізованим перерізом.

Перевага підземних кабельних ліній: вища надійність і безпека, нижчі капітальні витрати (до 25% економії).

Обладнання КТП і розподільчих щитів 0,4 кВ:

Підключення конкретних споживачів через власні комутаційні апарати та лічильники.

Оснащення засобами контролю режиму, діагностики, передачі даних диспетчеру та автоматичними конденсаторними батареями для компенсації реактивної потужності.

Високоомне резистивне заземлення нейтралі мережі 10 (20) кВ:

Опір резистора 50–100% від ємнісного опору мережі.

Обмежує перенапруги при однофазних замиканнях на землю до $\leq 2,4$ фазної напруги, зменшує тривалість аварій та знижує ризик обривів проводів.

Контроль та стабілізація напруги:

Регулювання напруги на останньому ступені трансформації здійснюється через трансформатори 110/10 (20) кВ.

Можливі два підходи:

Відновлення та налагодження ПРН відповідно до раціонального регламенту.

Дооснащення регулювальними автотрансформаторами на підстанціях 110 і 35 кВ, де ПРН недостатньо ефективні.

Модернізація трансформаторів:

Заміна або модернізація трансформаторів, що відпрацювали ресурс, із метою зниження втрат холостого ходу та короткого замикання.

Наприклад, ТМ-160/10 можна модернізувати у ТМр-100/10 з додатковою трикутною обмоткою для покращення симетрії напруги на 0,4 кВ.

Модернізовані трансформатори дозволяють економити до 1 500 кВт·год на рік на апараті та значно зменшують капітальні витрати порівняно з новими.

Економічний ефект від масової модернізації 10 тис. трансформаторів 63–250 кВА протягом 25 років може перевищити 250 млн грн.

Нормативне забезпечення:

Розробка пропозицій щодо внесення змін до нормативних та розпорядчих документів, що регулюють втрати холостого ходу та короткого замикання, кількість ПБЗ, опір нульової послідовності та рекомендовані схеми обмоток.

Узгодження вхідних і вихідних опор різних секцій мережі для оптимальної роботи системи.

Висновки до розділу 2

Категорії заходів для зниження втрат електроенергії:

1. Зменшення втрат можна організувати за чотирма напрямками: оптимізація роботи мереж через регулювання режимів; автоматизація управління мережею для підвищення ефективності; модернізація або реконструкція мережевих елементів; покращення обліку споживаної електроенергії для зменшення комерційних втрат.

2. Регулювання напруги та компенсуючі пристрої: компенсуючі установки насамперед впроваджуються для мінімізації втрат. Додатково вони можуть підвищувати пропускну здатність мережі або виправляти відхилення напруги. Ефективність оцінюється шляхом порівняння втрат до і після їх введення.

3. Монтаж технічного обліку. Обладнання для обліку енергії встановлюють на відгалуженнях від розподільчих пунктів у мережах 35–110 кВ, 6–10 кВ та 0,4 кВ. Це дозволяє визначати реальні дисбаланси, точніше оцінювати технологічні втрати та виявляти несанкціоноване споживання.

4. Інтерпретація розрахункових показників втрат. середні розрахункові значення відображають математичну середину і можуть виявитися більшими або меншими за фактичні показники з ймовірністю 50%. Гарантовані показники встановлюють з 95%-ю ймовірністю, що втрати і резерви їх зменшення не будуть нижчими, а нормативні обмеження не перевищуватимуть гарантованих значень.

3 РЕКОНСТРУКЦЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 10 КВ ХМЕЛЬНИЦЬКОЇ ОБЛАСТІ

3.1 Характеристика об'єкту проектування

Кваліфікаційна робота передбачає модернізацію повітряної лінії 10 кВ шляхом заміни окремих ділянок одноколового виконання на двоколове та встановлення нових опор по всій трасі, що забезпечить зниження втрат електроенергії в розподільній мережі.

АТ «Хмельницькобленерго» стало одним із перших енергопостачальних підприємств України, яке реалізувало масштабний проєкт оновлення мереж із переходом робочого класу напруги з 10 кВ на 20 кВ, упроваджуючи європейські стандарти ефективності та надійності.

Вінковецький район було визначено пріоритетною зоною завдяки сукупності чинників: значній протяжності мережі (до 60 км), підвищеним втратам електроенергії, регулярним зверненням споживачів щодо якості електропостачання, незадовільному технічному стану обладнання та потребі у створенні нового джерела живлення на півдні району.

У 2019 році стартувало спорудження трансформаторної підстанції 110/20 кВ «Калюсик»: була підготовлена територія та необхідні комунікації, у 2020 році змонтовано основне обладнання, а в 2021 році проведено комплексні випробування та введення об'єкта в експлуатацію. Паралельно здійснено повний перехід районних мереж на робочу напругу 20 кВ.

Досягнуті результати проєкту включають:

зниження втрат електроенергії до 4,5%;

підвищення рівня надійності та безпеки електропостачання;

скорочення середньої тривалості відключень (SAIDI) з 1400 до 265 хвилин та зменшення кількості перерв у живленні (SAIFI) з 11 до менш ніж 5;

покращення умов життя споживачів.

Основні завдання кваліфікаційної роботи передбачають:

облаштування додаткової комірки в РУ-10 кВ;

реконструкцію повітряної лінії 10 кВ;

будівництво двоколової та одноколової ділянок ПЛ-10 кВ;
установлення лінійного роз'єднувача на наявній опорі.

3.2 Комплексна якісна оцінка ПЛ-10 кВ

Енергетична дільниця входить до складу Віньковецького РЕМ АТ «Хмельницькобленерго».

Повітряна лінія 10 кВ отримує електроживлення від підстанції 35/10 кВ. Її загальна довжина, без урахування відгалужень, становить приблизно 10,3 км. Схему підключення та детальний розрахунок втрат електроенергії для цієї лінії наведено відповідно на рисунку 3.1 та в таблиці 3.2. Вихідні дані, необхідні для комплексного аналізу, узагальнено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Основні відомості для комплексної оцінки ПЛ-10 кВ

Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ								
ПЛ-10 кВ ПС 35/10								
Опори ЛЕП, шт			Ізолятори, шт			ПЛ 10 кВ, км		
	Всього	Дефектні		Всього	Дефектні		Всього	Дефектні
Дерев'яні опори	5	5	Ізолятори	600	168	ПЛ 10 кВ	10,3	8,35
З/б опори	194	52						

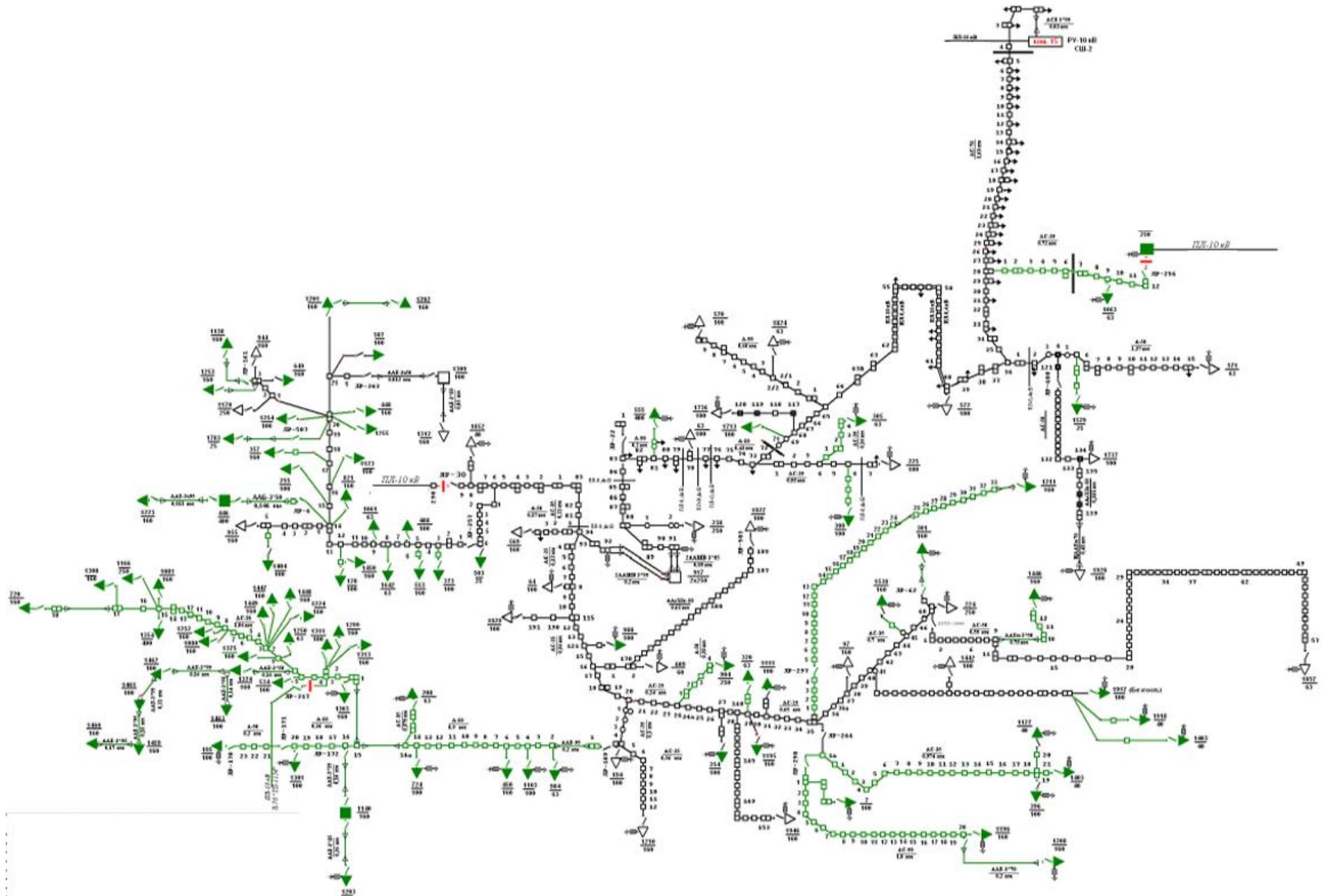


Рисунок 3.1 – Поопорна схема ПЛ-10 кВ ПС 35/10 кВ

Таблиця 3.2 – Прорахунок втрат ПЛ-10 кВ ПС 35/10 кВ

Результати розрахунків																	
Нормальний режим живлення ПЛ10кВ ПС 35/10 кВ														I _{макс} = 232,12		А	
початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	cosφ	Встановлен а п-ть, кВА	Встановлен а п-сть, А	Сумарна потужніс ні в кВА	Акт.пот. P _i , кВт	Реакт.пот. Q _i , кВар	Струм, А	Допуст. довготри в. Струм, А	Актив.опір. r, Ом/км	Індукт.опір. x, Ом/км	Марка пров.,каб.	Довжина L _i ,км	Втрати по ділянкам Δu _i ,%	Втрати в мер Δu _i ,%	
ПС	1	0,2806	0,92	0	872,7	15098	3902,1	1662,3	244,9	192,0	0,32	0,08	АСБ-95	0,030	0,04	0,04	
1	25	0,2806	0,92	63	872,7	15098	3902,1	1662,3	244,9	265,0	0,43	0,31	АС-70	1,260	2,76	2,80	
25	31	0,2806	0,92	288	869,1	15035	3885,8	1655,4	243,9	265,0	0,43	0,31	АС-70	0,370	0,81	3,61	
31	37	0,2806	0,92	0	852,4	14747	3811,4	1623,7	239,2	210,0	0,59	0,32	А-50	0,070	0,19	3,80	
37	41	0,2806	0,92	100	852,4	14747	3811,4	1623,7	239,2	210,0	0,59	0,32	А-50	0,095	0,26	4,06	
41	64а	0,2806	0,92	163	846,6	14647	3785,6	1612,6	237,6	210,0	0,59	0,32	А-50	0,960	2,63	6,70	
64а	67	0,2806	0,92	0	837,2	14484	3743,4	1594,7	234,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,140	0,38	7,08	
67	69	0,2806	0,92	100	837,2	14484	3743,4	1594,7	234,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,140	0,38	7,46	
69	70	0,2806	0,92	100	831,4	14384	3717,6	1583,7	233,3	210,0	0,59	0,32	А-50	0,070	0,19	7,64	
70	71	0,2806	0,92	263	825,7	14284	3691,7	1572,7	231,7	210,0	0,59	0,32	А-50	0,130	0,35	7,99	
71	74	0,2806	0,92	0	810,5	14021	3623,8	1543,7	227,4	210,0	0,59	0,32	А-50	0,180	0,47	8,47	
74	76	0,2806	0,92	100	810,5	14021	3623,8	1543,7	227,4	210,0	0,59	0,32	А-50	0,235	0,62	9,08	
76	77	0,2806	0,92	400	804,7	13921	3597,9	1532,7	225,8	210,0	0,59	0,32	А-50	0,165	0,43	9,51	
77	81	0,2806	0,92	250	781,6	13521	3494,5	1488,7	219,3	210,0	0,59	0,32	А-50	0,480	1,22	10,73	
81	89	0,2806	0,92	0	767,1	13271	3429,9	1461,1	215,2	210,0	0,59	0,32	А-50	0,130	0,32	11,05	
89	90	0,2806	0,92	500	767,1	13271	3429,9	1461,1	215,2	275,0	0,16	0,08	ААШВ-185	0,050	0,03	11,09	
90	ТП-917	0,2806	0,92	0	738,2	12771	3300,7	1406,1	207,1	275,0	0,16	0,08	ААШВ-185	0,200	0,13	11,21	
ТП-917	93	0,2806	0,92	4386	738,2	12771	3300,7	1406,1	207,1	210,0	0,59	0,32	А-50	0,035	0,08	11,35	
93	95	0,2806	0,92	100	484,7	8385	2167,1	923,2	136,0	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,320	0,65	12,01	
95	7	0,2806	0,92	260	478,9	8285	2141,3	912,2	134,4	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,210	0,42	12,35	
7	113	0,2806	0,92	100	463,9	8025	2074,1	883,6	130,2	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,210	0,41	12,77	
113	122	0,2806	0,92	160	458,1	7925	2048,2	872,5	128,5	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,140	0,27	13,03	
122	16	0,2806	0,92	5039	448,8	7765	2006,9	854,9	125,9	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,185	0,35	13,38	
16	21	0,2806	0,92	250	157,6	2726	704,5	300,1	44,2	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,240	0,16	13,54	
21	25	0,2806	0,92	100	143,1	2476	639,9	272,6	40,2	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,200	0,12	13,65	
25	27	0,2806	0,92	160	137,3	2376	614,1	261,6	38,5	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,100	0,06	13,71	
27	141	0,2806	0,92	223	128,1	2216	572,7	244,0	35,9	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,050	0,03	13,74	
141	30	0,2806	0,92	100	115,2	1993	515,1	219,4	32,3	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,100	0,05	13,79	
30	32	0,2806	0,92	760	109,4	1893	489,3	208,4	30,7	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,200	0,09	13,88	
32	35	0,2806	0,92	160	65,5	1133	292,8	124,7	18,4	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,200	0,05	13,93	
35	38	0,2806	0,92	180	56,2	973	251,5	107,1	15,8	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,150	0,04	13,97	
38	41	0,2806	0,92	160	45,8	793	205,0	87,3	12,9	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,200	0,04	14,01	
41	45	0,2806	0,92	410	36,6	633	163,6	69,7	10,3	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,150	0,02	14,03	
45	49	0,2806	0,92	160	12,9	223	57,6	24,6	3,6	210,0	0,60	0,32	АС-50	0,550	0,02	14,05	
49	8	0,2806	0,92	0	3,6	63	16,3	6,9	1,0	210,0	0,60	0,32	АС-50	1,000	0,01	14,06	
8	26	0,2806	0,92	63	3,6	63	16,3	6,9	1,0	210,0	0,60	0,32	АС-50	1,350	0,02	14,08	
26	ТП-1857	0,2806	0,92	63	3,6	63	16,3	6,9	1,0	210,0	0,60	0,32	АС-50	1,350	0,02	14,08	

Технічний стан опор повітряних ліній (ПЛ) напругою 6-20 кіловольт визначається оцінкою показника, що зветься коефіцієнт дефектності стовпів (КДО). Цей коефіцієнт дає змогу об'єктивно встановити ступінь недоліків або зносу опор у межах певної повітряної лінії електропередач. Завдяки такому підходу можна забезпечити контроль за надійністю конструкцій, які впливають на сталість та безпеку функціонування електромережі. У процесі визначення беруться до уваги як загальний стан опор, так і виявлені хиби, що дозволяє об'єктивно оцінювати рівень їх подальшої експлуатаційної придатності.

$$КДО = (0,87ОДД + ОДЗ) / (0,87ОУД + ОУЗ) \cdot 100 \quad (3.1)$$

Обсяг некондиційної енергодеревини та зіпсованих залізобетонних стійок високовольтних ліній електропередачі з номінальною напругою 6-20 кВ визначають на підставі зареєстрованої кількості несправних частин цих ліній станом на 31 грудня звітного року. Показник браку об'єктів зазначеної повітряної лінії (ПЛ) є головним критерієм для аналізу технічного стану та визначення потреби у заходах ремонту та відновлення.

$$ОДД = \sum_i^l n_{Di}^D \cdot V_{Di} = 5 \cdot 0,4082 = 2,04; \quad (3.2)$$

$$ОДЗ = \sum_j^m n_{zj}^D \cdot V_{zj} = 52 \cdot 0,374 = 19,45. \quad (3.3)$$

Обсяг змонтованої енергодеревини та число залізобетонних опор на повітряних лініях електропередачі класу напруги 6–20 кВ визначаються за фактичною кількістю елементів, наявних на цих лініях станом на 31 грудня звітного року.

$$ОУД = \sum_i^l n_{Di}^Y \cdot V_{Di} = 5 \cdot 0,4082 = 2,04; \quad (3.4)$$

$$ОУЗ = \sum_j^m n_{zj}^Y \cdot V_{zj} = 194 \cdot 0,374 = 72,56. \quad (3.5)$$

Технічний стан ізоляторів окремої ПЛ напругою 6–20 кВ визначає на основі коефіцієнта дефектності ізоляторів (КДІ), розрахованого для цієї

лінії.

$$KDI = \frac{n_1^D}{n_1^Y} \cdot 100 = \frac{168}{600} \cdot 100 = 28. \quad (3.6)$$

Технічний стан проводів однієї ПЛ напругою 6-20 кВ встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності проводів КДП даної ПЛ:

$$KDP = \frac{L_{II}^I}{L_{II}^Y} \cdot 100 = \frac{8,35}{10,3} \cdot 100 = 81,07. \quad (3.7)$$

Технічний стан опор однієї ПЛ напругою 6-20 кВ встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності опор КДО даної ПЛ :

$$\begin{aligned} KDO &= (0,87O_{DD} + O_{DZ}) / (0,87O_{UD} + O_{UZ}) \cdot 100 = \\ &= \frac{(0,87 \cdot 2,04 + 19,45)}{(0,87 \cdot 2,04 + 72,56)} \cdot 100 = 28,55. \end{aligned} \quad (3.8)$$

Комплексна якісна оцінка технічного стану однієї ПЛ напругою 6-20 кВ встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності КДВ даної ПЛ:

$$\begin{aligned} KDV &= 0,48KDO + 0,07KDI + 0,45KDP = 0,48 \cdot 28,55 + 0,07 \cdot 28 \\ &+ 0,45 \cdot 81,07 = 52,15. \end{aligned} \quad (3.9)$$

На основі отриманого значення коефіцієнта дефектності для конкретної ПЛ визначають комплексну якісну оцінку її технічного стану відповідно до критеріїв, наведених у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ 6–20 кВ.

Значення коефіцієнта дефективності КДВ, %	Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ 6 – 20 кВ і її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
0	Добрий	ТО	1	0
Менше 25	Задовільний	КР	2	0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6

Комплексна якісна оцінка технічного стану сукупності ПЛ напругою 6-20 кВ встановлюється на підставі комплексних якісних оцінок кожної з вхідних у дану сукупність ПЛ:

$$KDCB = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \cdot 100, \quad (3.10)$$

Стан повітряної лінії напругою 10 кВ Л наведено в таблиці 3.4:

Таблиця 3.4 – Стан проводів ПЛ-10 кВ

Стан ліній електропередач		Довжина, км
Добрий	L1	0
Задовільний	L2	1,91
Незадовільний	L3	5,73
Непридатний	L4	2,65
Всього		10,3

$$K_{ДСВ} = \frac{0 \cdot 0 + 0,1 \cdot 1,91 + 0,3 \cdot 5,73 + 0,6 \cdot 2,65}{0 + 1,91 + 5,73 + 2,65} \cdot 100 = 34,01. \quad (3.11)$$

Повітряна лінія 10 кВ перебуває у незадовільному та небезпечному для подальшої експлуатації стані, що підтверджено результатами всебічного технічного обстеження. Зафіксовано, що фактичні втрати електроенергії істотно перевищують нормативні значення, установлені Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ). Основні конструктивні елементи лінії значно зношені та потребують повної заміни для забезпечення належної надійності й безпеки електропостачання.

Крім того, для поглибленої оцінки впливу природно-кліматичних умов на роботу лінії в таблиці 3.5 наведено характеристику погодних умов даного енергетичного району, зокрема інформацію про можливе утворення ожеледі та параметри вітрових навантажень.

Таблиця 3.5 – Характеристика кліматичних умов

Назва характеристики	Показник кількості
- район по ожеледі	2
- нормативна стінка ожеледі, мм	10
- район по вітру	2
- швидкість вітру при ожеледі, м/с	18
- середньорічна температура, °С	7,1
- максимальна температура, °С	36
- мінімальна температура, °С	-37

Повітряна лінія електропередачі напругою 35 кВ виконує функцію фідера і подає електроенергію на трансформацію до рівня 10 кВ. Однак у сучасній практиці дедалі ширше застосовується принцип глибокої трансформації, коли перетворення напруги здійснюється з 10 кВ безпосередньо до 0,4 кВ, що значно спрощує підключення споживачів.

Для забезпечення роботи підстанцій і їх взаємодії з енергосистемою використовуються повітряні лінії напругою 35 та 110 кВ. Лінії ж класів 220 і 330 кВ обслуговують великі промислові території та виконують функцію міжсистемних зв'язків. Передача електроенергії на значні відстані з мінімальними втратами здійснюється за допомогою ліній напругою 500 і 750 кВ. Усі елементи мережі побудовані на основі стандартного серійного обладнання без залучення інноваційних технічних рішень. Основу конструкцій становлять залізобетонні опори та лінійна арматура виробництва підприємства «Ампер і Я».

Мережева інфраструктура розташована в селищі Вінківці Хмельницького району Хмельницької області. Зростання електроспоживання в регіоні зумовило необхідність реконструкції лінії. Додатковим чинником модернізації є значне старіння обладнання, яке вже не відповідає сучасним технічним вимогам і може створювати ризики для людей, що проживають або перебувають поблизу об'єкта. Повітряна лінія 10 кВ відповідно до чинних нормативних документів класифікується за рівнем відповідальності як СС1.

У процесі аналізу встановлено, що лінія проходить через житлову забудову, що підвищує потенційний рівень небезпеки. Зафіксовано наявність щонайменше 12 житлових будинків у безпосередній близькості до підстанції 10 кВ. Визначення кількості людей, які перебувають у зоні впливу постійно чи тимчасово, підтвердило віднесення об'єкта до класу наслідків СС1. На об'єкті постійно працює шість працівників.

Згідно з чинними регламентами та нормативними актами (посилання [17]), категорія складності визначається з урахуванням проектної документації на ремонт або модернізацію, і не залежить від загальної складності об'єкта. Це положення застосовується у випадках модернізації або капітального ремонту

без повного виведення об'єкта з експлуатації. Оцінювання можливих збитків здійснюється відповідно до методик і формул, наведених у нормативних документах.

$$\Phi = 0,225 \cdot \sum_{i=1}^n P_i \quad (3.12)$$

Отже, визначаємо прогнозовані збитки:

$$\Phi = 0,225 \cdot 1890,715 = 425,411 \text{ тис.грн.} \quad (3.13)$$

Можливі економічні втрати від мінімальної заробітної плати є:

$$\frac{425,411}{5} = 85,082 \text{ м.р.з.п.} \quad (3.14)$$

На основі проведених розрахунків встановлено, що повітряна лінія 10 кВ (ПЛЗ) належить до об'єктів із класом наслідків (відповідальності) СС1. Оскільки цей об'єкт не відноситься до сфери охорони культурної спадщини, його будівництво та подальша експлуатація не регламентуються вимогами щодо захисту пам'яток історико-культурного значення. Лінія не є окремим об'єктом культурної цінності і не потребує спеціальних заходів охорони.

Дана інфраструктура функціонує на рівні локального енергопостачання й відповідно до норм ДСТУ-Н Б.В.1.2-16:2013 класифікується як об'єкт класу наслідків СС1. Відповідно до пунктів 4.1 і 4.4 цього стандарту, категорія наслідків визначається на підставі максимальних потенційних ризиків та можливих негативних впливів, що встановлюються за результатами розрахункового аналізу.

Отже, повітряні лінії 10 кВ, згідно з виконаними дослідженнями, однозначно підпадають під категорію СС1, що відповідає їх технічному рівню та ступеню відповідальності. Крім того, строки проведення будівельно-монтажних робіт на окремих ділянках визначаються за допомогою спеціалізованих методик і формул, що дає змогу точно розрахувати тривалість виконання кожного етапу.

$$T_6 = \frac{T_c \cdot K_1 \cdot K_2}{K_3}, \quad (3.15)$$

де T_c – середній показник тривалості будівництва, 1;

K_2 – коефіцієнт, що враховують загальні конструктивні характеристики будівлі, 1;

K_3 – коефіцієнт, який з урахуванням прийнятих організаційно-технічних заходів, що впливають на тривалість будівництва, 1,1;

K_1 – коефіцієнт, що враховує конкретну сукупність умов будівництва об'єктів, визначається за такою формулою:

$$K_1 = K_{11} \cdot K_{12} \cdot K_{13}, \quad (3.16)$$

де K_{11} – коефіцієнт, при будівництві в нормальних інженерно-геологічних умовах, 1;

K_{12} – Коефіцієнт для будівництва в умовах сейсмічної небезпеки становить, 1,1;

K_{13} – коефіцієнт, що відображає вплив умов ущільненої забудови на термін будівництва, визначається за такою формулою:

$$K_{13} = 1 + (P_1 + P_2 + P_3), \quad (3.17)$$

де P_1 – коефіцієнт, що враховує стислі умови зберігання матеріалу або неможливість забезпечення матеріалом нормального постачання робочого місця на будівельному майданчику, 0,6;

P_2 – коефіцієнт, що враховує наявність інженерних мереж в межах об'єкта будівництва, 0,15;

P_3 – коефіцієнт, що враховують інтенсивність руху та пішохідного руху поблизу ділянки, 0,25;

$$K_{13} = 1 + (0,6 + 0,15 + 0,25) = 2 \quad (3.7)$$

$$K_1 = 1 \cdot 1,1 \cdot 2 = 2,2 \quad (3.8)$$

$$T_6 = \frac{1 \cdot 2,2 \cdot 1}{1,1} = 2 \text{ міс. трив. буд.} \quad (3.9)$$

3.3 Підвищення надійності мережі

Повітряні лінії електропередач складаються з кількох ключових елементів: проводів, що передають електроенергію; опор, які утримують їх на визначеній висоті; ізоляторів, що відокремлюють дроти від конструкцій; арматури для кріплення; а також грозозахисних тросів (для ліній 110 кВ і вище). Для ліній напругою 35 кВ та нижчих захисні троси зазвичай не застосовуються. Відстані між опорами, стріла провисання проводів та габарити лінії залежать від напруги, географічних умов і щільності забудови.

Елементи ПЛ повинні витримувати механічні та кліматичні навантаження, різкі температурні зміни та корозійний вплив довкілля. Найпростішими за конструкцією є лінії до 1 кВ, тоді як із зростанням напруги підвищуються вимоги до матеріалів і конфігурації. Лінії 10 кВ використовуються для подачі електроенергії від підстанцій до трансформаторних пунктів і є важливою частиною системи розподілу.

Найпоширенішим типом опор для мереж 6–20 кВ є залізобетонні. Вони міцні, надійні та потребують мінімального догляду, хоча й мають значну масу та схильні до утворення тріщин. Для захисту від вологи їх покривають бітумними матеріалами. У разі ушкодження ізоляції можливе прогорання бетону, тому всі металеві елементи опори повинні бути заземлені. Норми опору заземлення залежать від типу території — у містах він має становити 10–30 Ом.

Металеві опори застосовуються рідше через корозію та потребу в регулярному фарбуванні, проте вони встановлюються на спеціальні фундаменти та використовуються для окремих типів прольотів — кутових, перехідних, анкерних тощо.

Двоколові лінії зручні для складного рельєфу та густонаселених районів, оскільки їх будівництво економічніше, ніж спорудження двох окремих ПЛ. У межах проекту така лінія забезпечує можливість резервного живлення від різних трансформаторів ПС 35/10 кВ.

Основний тип опор, що застосовується для цієї лінії, — проміжні, які встановлюються на прямолінійних відрізках і не сприймають поздовжніх навантажень. Їхня частка у складі ПЛ становить до 90%, тому вони є найбільш

масовим та економічно значущим елементом. Закріплення проводів виконується за допомогою ізоляторів ШФ20Г1 та спеціальних діелектричних спіральних в'язок, які забезпечують надійну фіксацію та запобігають локальному посиленню електричного поля.

Деталізація кріплення проводу на проміжній опорі наведена у графічному матеріалі рисунка 3.2.

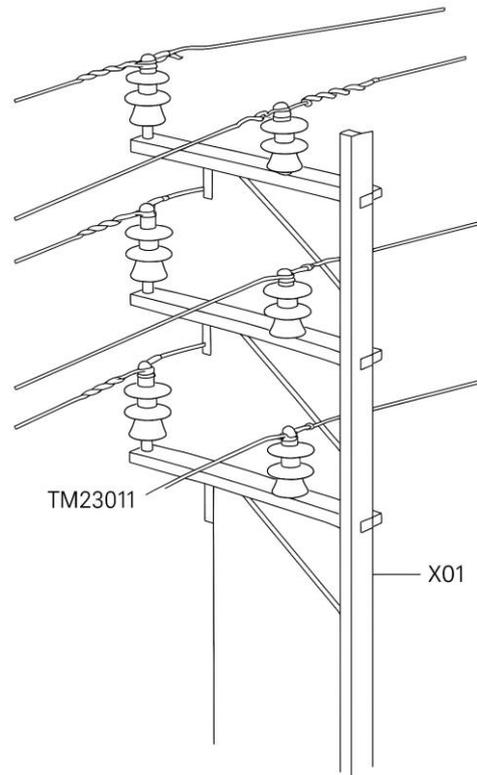


Рисунок 3.2 – Креслення кріплення проводу на проміжній опорі
двоколової лінії електропередачі 10 кВ

Анкерні опори призначені для надійного фіксування проводів і сприйняття значних однобічних розтягувальних зусиль. У ситуації обриву проводу саме ці опори беруть на себе основне навантаження, запобігаючи перенавантаженню проміжних опор, конструкція яких не передбачає таких впливів. Кріплення проводів на анкерних ділянках здійснюється за рахунок анкерних кремпільів, до яких провід приєднується спеціальними кліпсами або через пару штирьових ізоляторів на кожну фазу. Якщо ж на лінії застосовані підвісні ізолятори, провід фіксують за допомогою двох підвісних гірлянд на фазу, що працюють як продовження провідника. В кінці тягової петлі встановлюється кільце, яке зв'язує її з однофазним проводом сусіднього

прольоту і розташоване під поперечною балкою.

На анкерних, анкерних кутових і кутових опорах з'єднання проводів виконують герметичним проколюючим затискачем TTDC28401. Для забезпечення повної герметизації лінії у межах будівельної довжини застосовують два захисні ковпачки. Монтаж передбачає обов'язкове затягування обох болтів затискача до моменту спрацьовування зривних головок.

Для анкерного кріплення проводів на двоколових ПЛ 10 кВ із застосуванням захищеного ізольованого проводу використовують анкерні затискачі типу RA28120 з додатковою опцією Р. Наявність опції Р дає змогу з'єднати металеву частину затискача безпосередньо з жилою проводу, що гарантує відсутність різниці потенціалів між елементами з'єднання. Завдяки цьому ізоляційний шар проводу та клиновидні частини затискача не піддаються впливу підвищених електричних напружень, що суттєво знижує ризик електричної ерозії й утворення струмопровідних треків. Кріплення анкерних затискачів до траверс виконують через полімерні ізолятори типу PSI15CC. Схему вузла кріплення проводу на анкерній опорі представлено на рисунку 3.3.

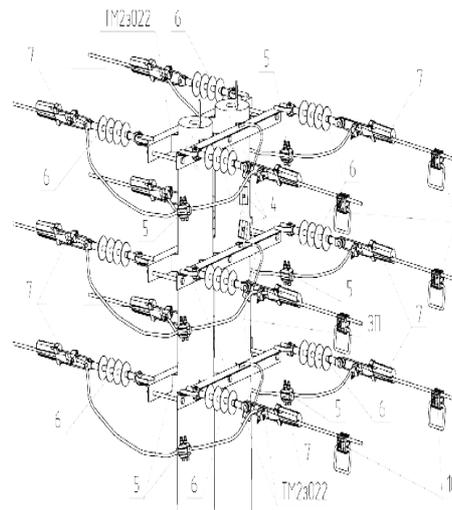


Рисунок 3.3 – Схема кріплення проводу на анкерній опорі двоколової ПЛ 10 кВ.

До типу анкерних опор належать кінцеві опори, які встановлюються на ділянках між повітряною лінією та розподільчим обладнанням. Вони постійно сприймають одностороннє навантаження, оскільки натяг проводів, що

виходять із розподільчого пристрою, залишається мінімальним. Схему кріплення проводу на кінцевій опорі наведено на рисунку 3.4.

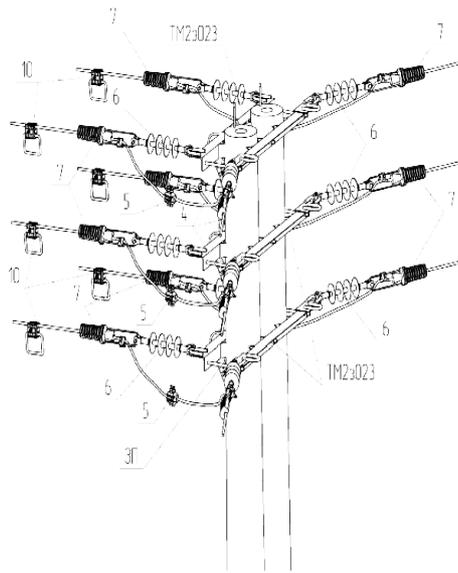


Рисунок 3.4 – Схема кріплення проводу на кінцевій опорі двоколової ПЛ 10 кВ.

Повітряні лінії зазвичай обходять населені пункти, аеропорти, болотисті ділянки та інші перешкоди, через що їхня траса виходить криволінійною. На поворотах встановлюють кутові опори, кут яких визначається як доповнення внутрішнього кута до 180° . Провод на згині постійно натягується вздовж бісектриси кута. Для великих поворотів (понад $10\text{--}20^\circ$) застосовують спеціальні кутові анкери з діагональними розкосами або брекетами, що сприймають розтягувальні та стискальні зусилля. У таких конструкціях тягове навантаження часто компенсують сталевими тросами-натягувачами. Якщо ж кут менший за 20° і траса має плоский профіль, можна використовувати проміжні опори замість кутових. Приклад кріплення проводів до кінцевої опори наведено на рисунку 3.5.

Кінцеві опори, на яких відбувається перехід захищеної повітряної лінії (ПЛЗ) у кабельну лінію (КЛ), зазвичай встановлюють поблизу виходу з розподільчої підстанції. Для кріплення проводів застосовують герметичні проколюючі затискачі ТТDC28401, а для повної герметизації лінії використовують два захисні ковпачки. Кабельна лінія фіксується за допомогою кремпільів КРО21, КРО23 і КРО24, а з'єднання ПЛЗ із КЛ виконують через кінцеву кабельну муфту ЕЗУЕТН 24.

Для захисту від перенапруг усі кабельні ділянки обладнують обмежувачами типу AZBD 150, що встановлюються на опорах. Технічне креслення кріплення проводу на кінцевій опорі при переході ПЛЗ у КЛ напругою 10 кВ наведено на рисунку 3.6.

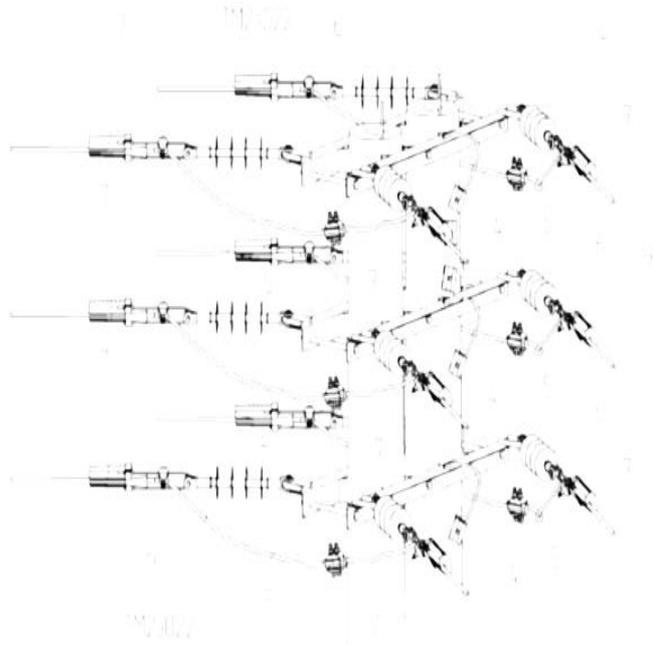


Рисунок 3.5 – Схема кріплення проводу на кутовій анкерній опорі двофазової ПЛ 10 кВ.

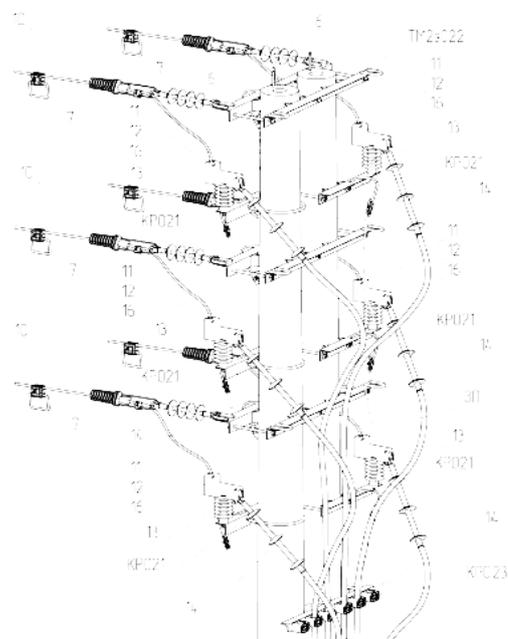


Рисунок 3.6 – Креслення кріплення проводу на кінцевій опорі з переходом ПЛЗ в КЛ напругою 10 кВ

Відгалужувальні опори використовують для глухого відгалуження від лінії. Креслення кріплення проводу на відгалужувальній напругою 10 кВ

наведено на рисунку 3.7.

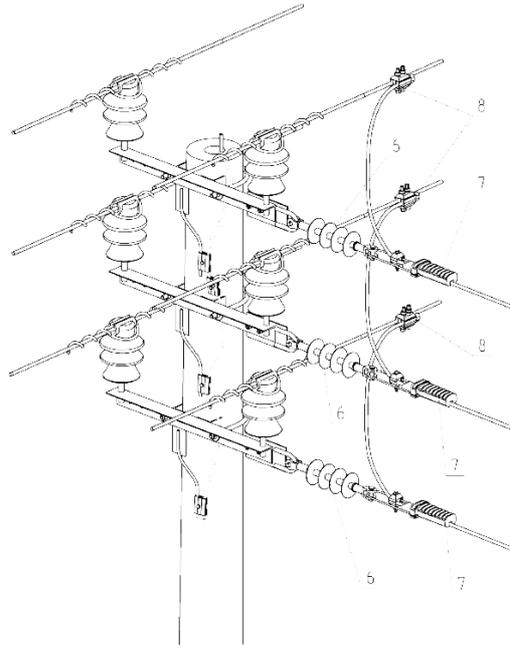


Рисунок 3.7 – Креслення кріплення проводу на відгалужувальній опорі напругою 10 кВ

Ізолятори призначені для надійного відокремлення проводів повітряних ліній від опор і їх конструкцій. Основними матеріалами виготовлення є порцеляна та загартоване скло, які поєднують високу міцність і відмінні ізоляційні властивості. Скло дозволяє легко виявляти дефекти та визначати місце пошкодження при електричних пробоях.

Ізолятори поділяються на штифтові та підвісні. Штифтові використовують для ліній до 35 кВ, підвісні – для більш високих напруг і провідників із великим перетином ($>50 \text{ мм}^2$). Штифтові ізолятори мають монолітну конструкцію з канавками для проводу та отвором для кріплення на штир чи гак. Для ліній 6–10 кВ зазвичай застосовують порцелянові типів RF, RFO, TF або їх скляні аналоги NS; для 10–20 кВ – ШФ-20Г1, а для металевих та залізобетонних опор – ШФ-35. Підвісні ізолятори ПФ та ПС використовуються для ліній напругою від 35 кВ і більше та встановлюються гірляндами відповідно до номінальної напруги і типу опори.

Проводи на ізоляторах фіксують за допомогою кліпс та затискачів: дріт укладають у канавки гірлянди та закріплюють притискними пластинами і гвинтовими механізмами. Для натяжних гірлянд використовують спеціальні натяжні затискачі.

При перетині ліній електропередач дотримуються мінімальних відстаней: до 1 кВ – 1 м, 6–10 кВ – 2 м, 35 кВ – 3 м. Для ліній різної напруги відстань визначається за нормами для лінії з більшою напругою. Розрахунок дистанцій між проводами на одній лінії враховує довжину прольоту, габарити лінії, напругу, тип опори та рельєф місцевості. Типові довжини прольотів для різних напруг наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Параметри повітряних ліній електропередач різних класів напруги

Напруга, кВ	Довжина прольоту, м	Відстань між проводами, м	Найменша відстань проводу від землі, м
До 1	30...50	0,2...0,4	6
6–10	50...100	0,8...1,5	6...7
35	150...200	3...3,5	6...7
110	170...250	4...5	6...7
220	250...350	5...8	7...8
330	300...400	6...12,8	7,5...8

3.4 Заземлення, захист від перенапруги та захист від трекінг-ефекту

Відповідно до пункту 2.5.127 Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), на повітряних лініях 10 кВ обов'язкове заземлення всіх залізобетонних опор. Для цього рекомендується використовувати сталевий круг діаметром 10 мм, що відповідає ДСТУ 4738.2007 «Прокат сортовий сталевий гарячекатаний круглий».

Крім опор, заземленню підлягають усі металеві елементи, які не проводять струм у нормальному режимі, але можуть опинитися під напругою в аварійних ситуаціях. З'єднання опор і лінійної арматури зі системою заземлення виконують алюмінієвими провідниками перетином 16 мм², підключаючи їх до верхніх роз'ємів опор або кремпільвів.

Опір заземлювальних пристроїв має відповідати пунктам 2.5.127 та 2.5.130 ПУЕ і не перевищувати 10 Ом. Якщо питомий опір ґрунту більше 100 Ом·м, допустиме збільшення опорів до 10 разів при коефіцієнті 0,01. Нормативний опір слід підтримувати протягом року.

Заземленню підлягають:

кремпіљи з грозозахисними тросами та обладнанням блискавкозахисту;
залізобетонні та металеві опори ліній 3–35 кВ;
кремпіљи для силових і вимірювальних трансформаторів,
роз'єднувачів, запобіжників та іншого обладнання.

Деталі організації грозозахисту, заземлення та місця встановлення пристроїв наведені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Граничне значення питомого еквівалентного опору ґрунту

Питомий еквівалентний опір ґрунту ρ , Ом·м	Найбільший опір заземлювального пристрою, Ом
До 100	10
Більше 100 до 500	15
Більше 500 до 1000	20
Більше 1000 до 5000	30

Згідно з пунктом 2.5.116 ПУЕ, на повітряних лініях 10 кВ необхідно встановлювати захисні апарати (ЗА) для запобігання перекриттю ізоляторів під час грозових перенапруг. У проєкті передбачено використання апаратів AZB 3X 150, розташованих із інтервалом не більше 2 км, що забезпечує надійний захист від індукованих перенапруг і підвищує безперебійну роботу лінії.

Особливу увагу приділено трекінг-ефекту, який може виникати на провідниках та арматурі через забруднення, підвищену вологість та кліматичні умови. Трекінг призводить до руйнування ізоляції проводу та пластикових елементів кріплення.

Для запобігання цьому явищу застосовуються:

діелектричні полімерні в'язки на проміжних точках кріплення, що самостійно протидіють трекінгу;

анкерні затискачі типу РА з опцією «Р», які вирівнюють потенціали металевих елементів та знижують ризик пошкоджень.

Ці заходи забезпечують довговічну та безпечну експлуатацію повітряних ліній 10 кВ за специфічних умов їх роботи.

3.5 Будівельні рішення по повітряній лінії 10 кВ

При проходженні повітряних ліній 10 кВ (ПЛЗ) над вулицями, будівлями чи спорудами мінімальні відстані визначаються залежно від типу проводів і умов місцевості:

Для відгалужень до входів у будівлі мінімальна вертикальна відстань від СП до тротуару або узбіччя – 3,5 м; при неможливості дотримання цієї вимоги встановлюють додаткові опори.

Для неізольованих проводів вертикальна відстань до землі або дороги: 6 м у населених та ненаселених місцях, у важкодоступних ділянках – 3,5 м, на схилах і скелях – 1 м.

Горизонтальні відстані до балконів, терас або вікон – мінімум 1 м, до глухих стін – 0,15 м.

При проходженні над дахами виробничих або малих споруд відстань до СП становить 2,5 м (для малих будівель – 0,5 м; перебування людей на даху заборонене).

Горизонтальна охоронна зона для неізольованих проводів – 2 м; при розміщенні будівель у зоні – мінімум 1,5 м до відкритих елементів, 1 м до глухих стін.

При перетині державних доріг і залізничних колій відстані визначаються за нормами таблиці 2.5.46 та враховують температурні та механічні навантаження. Опори, розташовані ближче 4 м від краю проїзної частини, захищаються дорожніми огорожами I класу.

Перед будівництвом проводиться підготовка траси: розчищення від дерев, обрізання гілок, демонтаж перешкод. Вантажно-розвантажувальні роботи та транспортування обладнання виконуються залученими організаціями або автотранспортом. Місцеві матеріали не використовуються.

Будівельно-монтажні роботи тривають близько 2 місяців, включаючи 0,5 місяці підготовчого періоду. Підключення ЛЕП до існуючих мереж виконує господарський персонал після завершення монтажу та налагодження. Для комфортної роботи використовуються пересувні будівельні споруди для персоналу та організацій, залучених до будівництва.

3.6 Розрахунок втрат напруги на ділянках ПЛ-10 кВ

Електричні споживачі працюють коректно лише при подачі напруги, що відповідає їх розрахунковим параметрам. Під час передачі електроенергії через лінії частина напруги втрачається через опір провідників, через що напруга на споживацькій ділянці знижується порівняно з початковим рівнем. Таке падіння напруги може негативно впливати на роботу як силових установок, так і освітлювальних приладів.

Тому при проектуванні ЛЕП важливо забезпечити, щоб відхилення напруги не перевищувало нормативних значень. Лінії розраховують з урахуванням струму навантаження та теплових характеристик, а також перевіряють на втрати напруги. Втрати визначають як різницю між напругою на початку і кінці лінії або її сегмента і зазвичай виражають у відсотках від номінальної напруги. Для цього використовуються спеціальні аналітичні формули.

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l}{U_{ном}} \quad (3.10)$$

де P — активна потужність, кВт,

Q — реактивна потужність, кВАр,

r_0 — активне опір лінії, Ом/км,

x_0 — індуктивний опір лінії, Ом/км,

l — довжина лінії, км,

$U_{ном}$ — номінальна напруга, кВ.

Значення активного та індуктивного опорів (Ом/км) для повітряних ліній, виконаних проводом марки AAsXNs дано в довідкових таблицях. Активний опір 1 км алюмінієвих (марки А) і сталюалюмінієвих (марки АС) провідників можна визначити також за формулою:

$$R_0 = \frac{32}{F} \quad (3.11)$$

де F — поперечний переріз алюмінієвого дроту або алюмінієвої частини проводу АС, мм² (провідність сталевих частин не береться до уваги).

Згідно з ПУЕ, допустиме відхилення напруги у силових мережах не перевищує $\pm 5\%$. Для освітлювальних мереж промислових і громадських будівель норма становить від $+5$ до $-2,5\%$, а для житлових будівель і зовнішнього освітлення — $\pm 5\%$. При проєктуванні електромереж враховують допустимі втрати напруги:

Низьковольтні лінії (від шин трансформаторної підстанції до найдалшого споживача) — до 6% , розподіляються так:

від підстанції до вводу в приміщення — $3,5-5\%$ залежно від щільності навантаження;

від вводу до найбільш віддаленого споживача — $1-2,5\%$.

Високовольтні мережі — у нормальному режимі: кабельні до 6% , повітряні до 8% ; в аварійному — кабельні до 10% , повітряні до 12% .

Трифазні трипровідні лінії $6-10$ кВ зазвичай працюють із рівномірним розподілом навантаження по фазах. У низьковольтних мережах через освітлювальні споживання складніше забезпечити баланс, тому застосовують чотирипровідну систему $380/220$ В. Вона дозволяє підключати електродвигуни між фазами, а освітлення — між фазами та нульовим проводом, вирівнюючи навантаження на трьох фазах.

Розрахунки виконують як за заданими потужностями, так і за струмами, що їм відповідають. Для довгих ліній 6–10 кВ слід враховувати індуктивний опір проводів, що збільшує втрати напруги. Для мідних і алюмінієвих проводів індуктивний опір становить приблизно 0,32–0,44 Ом/км: нижче — при близькому розташуванні проводів (500–600 мм) і великому перерізі (понад 95 мм²), вище — при більшій відстані (до 1000 мм) і малих перерізах (10–25 мм²).

Втрати напруги в кожному проводі трифазної лінії з урахуванням індуктивного опору обчислюються за спеціальною формулою.

$$\Delta U = P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \quad (3.12)$$

$$\frac{\quad}{U_{ном}} \quad \frac{\quad}{U_{ном}}$$

де перший член у правій частині являє собою активну, а другий — реактивну складову втрати напруги.

Розрахунок втрати напруги у лінії до та після реконструкції наведені у таблицях 3.4, 3.5 та 3.6.

Таблиця 3.4 – Розрахунок втрат лінії електропередачі напругою 10 кВ до проведення реконструкції

Результати розрахунків																	
Нормальний режим живлення ПЛ10кВ Л-29														Imax=	242,12	A	
початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	cosφ	Встановлен а п-ть, кВА	Встановлен а п-ть, А	Сумарна потужніс ні в кВА	Акт.пот . Pі, кВт	Реакт.пот. Qі, кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.оп ір.г, Ом/км	Індукт.оп ір.х, Ом/км	Марка пров.,каб.	Довжина Лі,км	Втрати по ділянка м Δuі,%	Втрати в мер Δuі,%	
ПС	1	0,2900	0,94	10	1023,5	15500	3750,2	1480,5	220,7	180,0	0,35	0,07	АСБ-95	0,040	0,05	0,03	
1	25	0,2900	0,94	70	1005,8	14900	3665,3	1532,8	215,0	260,0	0,45	0,28	АС-70	1,220	2,90	2,85	
25	31	0,2900	0,94	320	995,0	14800	3590,1	1475,9	210,0	250,0	0,40	0,25	АС-70	0,380	0,85	3,90	
31	37	0,2900	0,94	0	964,3	14250	3480,5	1400,2	205,3	220,0	0,55	0,30	А-50	0,060	0,17	4,10	
37	41	0,2900	0,94	120	964,3	14250	3480,5	1400,2	205,3	220,0	0,55	0,30	А-50	0,100	0,23	4,30	
41	64а	0,2900	0,94	180	940,1	14000	3350,0	1300,4	200,0	210,0	0,60	0,32	А-50	1,050	2,50	5,50	
64а	67	0,2900	0,94	0	920,6	13850	3300,2	1250,1	195,0	215,0	0,60	0,32	А-50	0,140	0,38	6,20	
67	69	0,2900	0,94	120	920,6	13850	3300,2	1250,1	195,0	215,0	0,60	0,32	А-50	0,140	0,38	6,30	
69	70	0,2900	0,94	120	910,2	13700	3250,0	1200,0	190,0	210,0	0,60	0,32	А-50	0,060	0,15	6,50	
71	74	0,2900	0,94	300	895,1	13500	3200,8	1150,5	185,0	210,0	0,60	0,32	А-50	0,130	0,36	6,90	
74	76	0,2900	0,94	0	870,4	13000	3100,4	1100,2	180,0	200,0	0,60	0,32	А-50	0,180	0,47	7,10	
76	77	0,2900	0,94	120	870,4	13000	3100,4	1100,2	180,0	200,0	0,60	0,32	А-50	0,230	0,62	7,40	
77	81	0,2900	0,94	500	860,5	12850	3050,0	1050,1	175,0	200,0	0,60	0,32	А-50	0,150	0,43	7,60	
81	89	0,2900	0,94	300	839,4	12500	3000,1	1000,0	170,0	190,0	0,60	0,32	А-50	0,470	1,20	8,00	
89	90	0,2900	0,94	0	818,2	12250	2950,0	950,2	165,0	190,0	0,60	0,32	А-50	0,120	0,31	8,20	
90	ТП-917	0,2900	0,94	550	818,2	12250	2950,0	950,2	165,0	275,0	0,15	0,07	ААШВ-185	0,050	0,03	8,30	
ТП-917	93	0,2850	0,91	0	720,0	12600	3300,0	1410,0	210,0	275,0	0,17	0,09	ААШВ-185	0,190	0,14	11,22	
93	95	0,2850	0,91	4300	730,0	12700	3290,0	1400,0	205,0	210,0	0,58	0,31	А-50	0,038	0,09	11,33	
95	7	0,2850	0,91	90	470,0	8200	2150,0	930,0	130,0	180,0	0,80	0,34	АС-35	0,330	0,66	11,95	
7	113	0,2850	0,91	250	460,0	8100	2120,0	900,0	125,0	185,0	0,81	0,35	АС-35	0,200	0,41	12,39	
113	122	0,2850	0,91	90	450,0	7900	2050,0	870,0	120,0	180,0	0,82	0,36	АС-35	0,200	0,40	12,80	
122	16	0,2850	0,91	150	440,0	7800	2000,0	850,0	115,0	175,0	0,83	0,37	АС-35	0,140	0,28	13,05	
16	21	0,2850	0,91	5000	420,0	7700	1950,0	820,0	110,0	170,0	0,84	0,38	АС-35	0,180	0,34	13,39	
21	25	0,2850	0,91	240	150,0	2700	700,0	310,0	45,0	170,0	0,79	0,34	АС-35	0,230	0,16	13,56	
25	27	0,2850	0,91	90	140,0	2450	635,0	275,0	40,0	165,0	0,80	0,35	АС-35	0,190	0,12	13,67	
27	141	0,2850	0,91	150	130,0	2300	620,0	260,0	35,0	160,0	0,81	0,36	АС-35	0,090	0,06	13,73	
141	30	0,2850	0,91	210	120,0	2200	580,0	250,0	30,0	155,0	0,83	0,37	АС-35	0,050	0,03	13,76	
30	32	0,2850	0,91	90	110,0	2100	540,0	230,0	28,0	150,0	0,85	0,38	АС-35	0,090	0,05	13,81	
32	35	0,2850	0,91	700	100,0	2000	510,0	220,0	25,0	145,0	0,87	0,39	АС-35	0,190	0,09	13,89	
35	38	0,2850	0,91	150	65,0	1100	290,0	125,0	18,0	140,0	0,88	0,40	АС-35	0,190	0,05	13,94	
38	41	0,2850	0,91	170	55,0	950	250,0	110,0	15,0	135,0	0,90	0,41	АС-35	0,140	0,04	13,98	
41	45	0,2850	0,91	150	45,0	800	210,0	90,0	12,0	130,0	0,92	0,42	АС-35	0,190	0,04	14,02	
45	49	0,2850	0,91	400	35,0	700	170,0	70,0	10,0	120,0	0,94	0,43	АС-35	0,140	0,02	14,04	
49	8	0,2850	0,91	150	13,0	220	60,0	25,0	4,0	190,0	0,65	0,33	АС-50	0,540	0,02	14,06	
8	26	0,2806	0,92	0	3,6	63	16,3	6,9	1,0	210,0	0,60	0,32	АС-50	1,000	0,01	14,06	
26	ТП-1857	0,2806	0,92	63	3,6	63	16,3	6,9	1,0	210,0	0,60	0,32	АС-50	1,350	0,02	14,08	

Таблиця 3.5 – Розрахунок втрат лінії електропередачі напругою 10 кВ після реконструкції

Результати розрахунків

Норм. реж. жив. після розклуч. на оп. №18 та після заміни проводу к. 15 - опора №24 ПЛ10кВ Л-25

I_{макс} = 118,22

А

початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	cosφ	Встановлен а п-ть, кВА	Встановлен а п-сть, А	Сумарна поужнісні в кВА	Акт.пот. P _i , кВт	Реакт.пот. Q _i , кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.опір, Ом/км	Індукт.опір, Ом/км	Марка пров.,каб.	Довжина L _i ,км	Втрати по ділянкам Δu _i ,%	Втрати в мер Δu _i ,%
ПС	1	0.294	0.896	0.0	396.774	6712.677	1891.289	809.422	118.956	323.273	0.329	0.146	XRUHAKX S 1x120/	0.04	0.029	0.031
1	25	0.288	0.896	0.0	387.607	6906.685	1816.087	798.459	115.906	407.748	0.243	0.08	3AAsXSн-120	1.539	0.851	0.872
25	31	0.292	0.946	0.0	405.482	6776.355	1799.734	772.551	117.687	402.273	0.248	0.081	3AAsXSн-120	0.456	0.24	01.Гру
31	37	0.297	0.903	0.0	400.493	6827.357	1870.792	812.157	116.579	204.22	0.607	0.329	А-50	0.07	0.091	1.208
37	41	0.303	0.904	102.145	386.974	6971.366	1855.563	807.537	113.276	203.966	0.6	0.318	А-50	0.092	0.132	1.298
41	64а	0.294	0.944	165.169	397.723	6568.711	1797.523	778.407	112.777	205.354	0.591	0.328	А-50	0.945	Січ.28	2.538
64а	67	0.295	0.942	0.0	377.804	6419.873	1765.194	778.921	115.102	208.59	0.606	0.316	А-50	0.141	0.175	2.721
67	69	0.291	0.939	100.819	378.989	6458.616	1754.687	746.372	113.371	204.424	0.597	0.322	А-50	0.142	0.183	2.885
69	70	0.288	0.899	98.994	382.764	6576.77	1726.038	759.648	113.154	211.592	0.596	0.319	А-50	0.072	0.092	3.133
71	74	0.287	0.947	256.103	359.222	6389.694	1683.797	732.952	109.097	204.122	0.574	0.324	А-50	0.129	0.159	3.146
74	76	0.288	0.947	0.0	360.723	6250.512	1630.757	687.402	101.64	208.853	0.573	0.315	А-50	0.181	0.227	3.335
76	77	0.302	0.9	100.645	352.932	6201.271	1689.484	721.199	102.339	215.041	0.601	0.319	А-50	0.235	0.283	3.695
77	81	0.291	0.93	396.895	346.572	5900.18	1599.208	698.962	99.437	208.133	0.602	0.317	А-50	0.168	0.194	4.014
81	89	0.287	0.936	255.312	319.33	5486.612	1486.022	632.826	93.751	212.258	0.597	0.323	А-50	0.486	0.516	4.548
89	90	0.293	0.911	0.0	300.27	5401.863	1485.886	604.639	92.054	207.701	0.589	0.326	А-50	0.132	0.144	4.454
90	ТП-917	0.299	0.917	502.212	311.256	5380.521	1459.343	622.638	90.388	271.471	0.163	0.078	ААШЬ-185	0.049	0.01	4.699
ТП-917	92	0,2950	0,92	0	280,1	4846	1316,9	561,0	82,6	275,0	0,16	0,08	ААШЬ-185	0,200	0,05	4,64
92	94	0,2950	0,92	620	280,1	4846	1316,9	561,0	82,6	210,0	0,59	0,32	А-50	0,700	0,67	5,31
94	6	0,2950	0,92	40	244,3	4226	1148,4	489,2	72,1	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,165	0,18	5,49
6	6	0,2950	0,92	25	242,0	4186	1137,5	484,6	71,4	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,165	0,17	5,66
6	3	0,2950	0,92	100	240,5	4161	1130,7	481,7	71,0	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,165	0,17	5,83
3	5	0,2950	0,92	160	234,7	4061	1103,6	470,1	69,3	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,165	0,17	6,00
5	6	0,2950	0,92	100	225,5	3901	1060,1	451,6	66,5	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,165	0,16	6,17
6	8	0,2950	0,92	63	219,7	3801	1032,9	440,0	64,8	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,165	0,16	6,33
8	9	0,2950	0,92	63	216,1	3738	1015,8	432,7	63,7	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,165	0,16	6,48
9	12	0,2950	0,92	260	212,4	3675	998,7	425,4	62,7	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,165	0,15	6,64
12	14	0,2950	0,92	980	197,4	3415	928,0	395,3	58,2	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,130	0,11	6,75
14	15	0,2950	0,92	100	140,8	2435	661,7	281,9	41,5	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,063	0,04	6,79
15	16	0,2950	0,92	160	135,0	2335	634,5	270,3	39,8	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,070	0,04	6,83
16	17	0,2950	0,92	160	125,7	2175	591,1	251,8	37,1	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,070	0,04	6,87
17	20	0,2950	0,92	1125	116,5	2015	547,6	233,3	34,4	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,200	0,10	6,97
20	1	0,2950	0,92	250	51,4	890	241,9	103,0	15,2	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,020	0,00	6,97
1	3	0,2950	0,92	480	37,0	640	173,9	74,1	10,9	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,130	0,02	6,99
3	944	0,2950	0,92	160	9,2	160	43,5	18,5	2,7	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,005	0,00	6,99

Таблиця 3.6 – Розрахунок втрат лінії електропередачі Л-проект. напругою 10 кВ

Результати розрахунків

Нормальний режим живлення ПЛ10кВ Л-проект.

I_{макс} = 130,12

А

початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	cosφ	Встановлен а п-ть, кВА	Встановлен а п-сть, А	Сумарна потужнісі в кВА	Акт.пот. P _i , кВт	Реакт.пот. Q _i , кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.опір л, Ом/км	Індукт.опір л, Ом/км	Марка пров.каб.	Довжина L _i ,км	Втрати по ділянкам Δu _i ,%	Втрати в мер Δu _i ,%
ПС	1	0,2687	0,92	0	478,4	8276	2048,3	872,6	128,5	318,0	0,32	0,15	XRUNAКXS 1x120	0,040	0,03	0,03
1	28	0,2687	0,92	63	478,4	8276	2048,3	872,6	128,5	410,0	0,25	0,08	3АAsXSn-120	1,584	0,93	0,96
28	36	0,2687	0,92	0	474,7	8213	2032,7	865,9	127,6	410,0	0,25	0,08	3АAsXSn-120	0,436	0,25	1,22
36	4	0,2687	0,92	88	474,7	8213	2032,7	865,9	127,6	210,0	0,60	0,32	AC-50	0,120	0,18	1,40
4	134	0,2687	0,92	100	469,7	8125	2010,9	856,6	126,2	210,0	0,60	0,32	AC-50	0,700	1,03	2,43
134	139	0,2687	0,92	0	463,9	8025	1986,1	846,1	124,6	205,0	0,64	0,10	3АAsXSn-50	0,181	0,25	2,68
139	1928	0,2687	0,92	160	463,9	8025	1986,1	846,1	124,6	162,0	0,42	0,09	ААВл-70	0,430	0,39	3,07
1928	04-18-0730 (13)	0,2687	0,92	100	454,6	7865	1946,5	829,2	122,2	270,0	0,44	0,09	3АAsXSn-70	0,528	0,49	3,56
04-18-0730 (13)	48	0,2687	0,92	633	448,8	7765	1921,8	818,7	120,6	270,0	0,44	0,09	3АAsXSn-70	0,271	0,25	3,81
48	45	0,2687	0,92	160	412,3	7132	1765,1	751,9	110,8	175,0	0,79	0,33	AC-35	0,220	0,36	4,17
45	41	0,2687	0,92	180	403,0	6972	1725,5	735,1	108,3	175,0	0,79	0,33	AC-35	0,260	0,42	4,59
41	37	0,2687	0,92	160	392,6	6792	1681,0	716,1	105,5	175,0	0,79	0,33	AC-35	0,230	0,36	4,95
37	35	0,2687	0,92	760	383,4	6632	1641,4	699,2	103,0	175,0	0,79	0,33	AC-35	0,154	0,24	5,19
35	31	0,2687	0,92	100	339,4	5872	1453,3	619,1	91,2	175,0	0,79	0,33	AC-35	0,330	0,45	5,63
31	29	0,2687	0,92	223	333,6	5772	1428,5	608,6	89,6	175,0	0,79	0,33	AC-35	0,106	0,14	5,77
29	140	0,2687	0,92	160	320,8	5549	1373,3	585,0	86,2	175,0	0,79	0,33	AC-35	0,075	0,10	5,87
140	27	0,2687	0,92	100	311,5	5389	1333,8	568,2	83,7	175,0	0,79	0,33	AC-35	0,100	0,12	5,99
27	24	0,2687	0,92	250	305,7	5289	1309,0	557,6	82,1	175,0	0,79	0,33	AC-35	0,420	0,51	6,51
24	20	0,2687	0,92	0	291,3	5039	1247,1	531,3	78,3	175,0	0,79	0,33	AC-35	0,320	0,37	6,88
20	4	0,2687	0,92	260	291,3	5039	1247,1	531,3	78,3	175,0	0,79	0,33	AC-35	0,150	0,17	7,05
4	2	0,2687	0,92	63	276,2	4779	1182,8	503,9	74,2	192,0	0,31	0,08	ААВл-95	0,035	0,01	7,07
2	4	0,2687	0,92	100	272,6	4716	1167,2	497,2	73,2	210,0	0,59	0,32	А-50	0,140	0,12	7,18
4	6	0,2687	0,92	160	266,8	4616	1142,4	486,7	71,7	210,0	0,59	0,32	А-50	0,140	0,12	7,30
6	14	0,2687	0,92	100	257,6	4456	1102,8	469,8	69,2	210,0	0,59	0,32	А-50	0,553	0,44	7,74
14	14а	0,2687	0,92	63	251,8	4356	1078,1	459,3	67,7	210,0	0,59	0,32	А-50	0,070	0,05	7,80
14а	15	0,2687	0,92	520	248,2	4293	1062,5	452,6	66,7	192,0	0,31	0,08	ААВл-95	0,035	0,01	7,81
15	1	0,2687	0,92	160	218,1	3773	933,8	397,8	58,6	192,0	0,31	0,08	ААВл-95	0,035	0,01	7,82
1	3	0,2687	0,92	420	208,8	3613	894,2	380,9	56,1	210,0	0,59	0,32	А-50	0,070	0,05	7,87
3	5	0,2687	0,92	100	184,6	3193	790,3	336,6	49,6	210,0	0,59	0,32	А-50	0,070	0,04	7,91
5	5а	0,2687	0,92	2313	178,8	3093	765,5	326,1	48,0	210,0	0,59	0,32	А-50	0,035	0,02	7,93
5а	ТП-1374	0,2687	0,92	260	45,1	780	193,0	82,2	12,1	192,0	0,31	0,08	ААВл-95	0,160	0,01	7,94
ТП-1374	ТП-1462	0,2687	0,92	100	30,1	520	128,7	54,8	8,1	192,0	0,31	0,08	ААВл-95	0,160	0,01	7,94
ТП-1462	ТП-1461	0,2687	0,92	100	24,3	420	103,9	44,3	6,5	192,0	0,31	0,08	ААВл-95	0,210	0,01	7,95
ТП-1461	ТП-1459	0,2687	0,92	160	18,5	320	79,2	33,7	5,0	192,0	0,31	0,08	ААВл-95	0,100	0,00	7,95
ТП-1459	ТП-1460	0,2687	0,92	160	9,2	160	39,6	16,9	2,5	192,0	0,31	0,08	ААВл-95	0,170	0,00	7,96

3.7 Техніко-економічне обґрунтування реконструкції електричної мережі 10 кВ

Типова форма техніко-економічного обґрунтування (ТЕО), викладена у розгорнутому вигляді та затверджена ДБН А.2.2-3-2004, є обов'язковим документом при плануванні інвестицій у будівництво нових об'єктів або реконструкцію існуючих. Вона призначена для комплексної оцінки технічної доцільності, економічної ефективності та потенційних ризиків реалізації проєкту. ТЕО містить низку розділів, які забезпечують системний підхід до розробки проєктної документації:

Вихідні положення – описують технічну можливість реалізації проєкту, економічну доцільність будівництва або реконструкції, а також основні техніко-економічні умови, вихідні дані та нормативи, на які спирається проєктування. У цьому розділі визначаються цілі проєкту, його завдання та критерії ефективності.

Обґрунтування проєктних потужностей і продукції – аналізуються плановані обсяги виробництва, види продукції, попит на неї, механізми збуту та маркетингові аспекти реалізації. Розглядаються також перспективи розвитку ринку та потреба в нових технологіях.

Аналіз місця розташування об'єкта – включає вибір оптимальної території для будівництва або реконструкції, оцінку транспортної доступності, наявності інженерних мереж, соціальної інфраструктури та інших факторів, що впливають на ефективність експлуатації об'єкта.

Відомості щодо інженерно-пошукових робіт – описують проведені геодезичні, геологічні, гідрологічні та інші дослідження, необхідні для обґрунтування будівництва або реконструкції.

Оцінка впливу проєкту на навколишнє середовище – аналізуються потенційні екологічні наслідки, визначаються заходи щодо їх мінімізації та дотримання нормативних вимог.

Схеми генерального плану – демонструють розташування будівель, інженерних мереж, транспортних під'їздів та зон безпеки.

Рішення щодо підготовки території та захисту об'єкта – включають планування робіт із розчищення ділянки, заходи з запобігання природним та техногенним ризикам.

Технічні, будівельні та архітектурно-планувальні рішення – містять опис основних конструктивних елементів, типів будівельних матеріалів, технологій і методів будівництва.

Показники енергоефективності та ресурсозбереження – порівняльний аналіз варіантів, використання вторинних і відновлюваних ресурсів, питання охорони праці та безпеки виробництва.

Прогнозовані строки реалізації будівельних робіт – визначають очікуваний термін виконання всіх етапів проєкту, включно з підготовчими роботами та монтажем обладнання.

Організація процесу будівництва – планування робіт, логістика, забезпечення будівельними матеріалами та технікою, організація трудових ресурсів.

Техніко-економічні показники – включають обчислення капітальних витрат, собівартості продукції, рентабельності та інших фінансово-економічних параметрів.

Кожен із цих розділів тісно взаємопов'язаний із іншими, і їх послідовність відповідає логіці етапів розробки проєкту. За потреби ТЕО може бути складене в скороченій або спрощеній формі, якщо завдання полягає лише в обґрунтуванні окремих техніко-технологічних рішень у порівнянні з альтернативами.

Додатково структура ТЕО передбачає: обґрунтування необхідності розширення потужностей, модернізації технологій та зміни виробничих схем; обґрунтування вибору обладнання, технологій і будівельних рішень; розрахунок потреби у матеріалах, енергоносіях і ресурсах; економічні та фінансові оцінки; висновки щодо загальної доцільності та перспективності реалізації проєкту.

Таблиця 3.7 – Економічне обґрунтування виконання проєкту

Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Кільк.	Ціна з ПДВ	Вартість з ПДВ
Будівництво ПЛ 10 кВ				
Кабельно-провідникова продукція				
Провід самоутримний ізольований, 10 кВ	АAsXSn 1x70	1878	38,41	72 133,98
Провід самоутримний ізольований, 10 кВ	АAsXSn 1x120	12758	55,92	713 427,36
Залізобетонні елементи				
Стійка	СВ105-5	13	3 695,30	48 038,90
Стійка	СК120-10	45	13 165,68	592 455,60
Стійка	СК120-15	45	15 808,11	711 364,95
Сталеві конструкції				
Шина алюмінієва	80x8 Шина алюм.	6	459,60	2 757,60
Вал приводу	ВП1	2	1 126,10	2 252,20
Кремпіль	КР2	2	343,40	686,80
Кремпіль	КР4	1	300,30	300,30
Кремпіль	КР10	1	516,50	516,50
Кремпіль	КР010	8	725,00	5 800,00
Кремпіль	КР021	7	909,10	6 363,70
Кремпіль	КР023	3	1 534,60	4 603,80
Кремпіль	КР024	2	4 123,40	8 246,80
Кремпіль	КР 5	1	1 800,80	1 800,80

Продовження таблиці 3.7

Поперечина	ТМ2з011	96	602,50	56 092,80
Поперечина	ТМ2з022	48	1 388,90	65 660,20
Поперечина	ТМз11	6	1 251,20	6 190,50
Поперечина	ТМз12	4	1 437,00	5 750,00
Поперечина	ТМз15	1	738,00	738,00
Поперечина	ТМз022	6	1 579,20	9 474,60
Поперечина	ТМз032	6	1 749,00	10 494,00
Кремпіль	У 1	4	581,20	2 324,80
Хомут	Х 1	9	108,00	970,80
Хомут	Х 01	96	278,10	26 671,20
Лінійна арматура		6	549,50	3 297,00
Затискач апаратний	75-12-2А G28	12	445,20	5 342,40
Затискач натяжний	AD15AL	7	2 703,50	18 920,40
ОПН 10 кВ	AZBD150	21	3 505,00	73 605,00
Обмежувач перенапруг	AZC 150	4	525,30	2 101,20
Утримувач для кабелю	BS 35-50 MB	31	13,00	403,00
Скріпа 20 мм	CF 20	28	364,50	10 218,00
Затискач апаратний	CNA 75 G28	1	7 405,50	7 405,50
Кінцева кабельна муфта	E3UETH 24__	1	7 620,80	7 620,80
Кінцева термоусаджувальна муфта EUETH ТрРС зовнішнього встановлення для трижильного кабелю у паперовій ізоляції зі спільним екраном, 12 кВ, з наконечниками	EUETH ТрРС 12 50-120 1200 CM	1	32 255,50	32 255,50
Відгалужувальна заливна муфта DTIM PS3 для трижильного кабелю у паперовій ізоляції	DTIM PS3	1	806,00	806,00
Захисна накладка для кабелю	GPC 60-60	31	53,20	1 650,80

Продовження таблиці 3.7

Індикатор струму витоку	MX 482	8	497,50	3 980,00
Затискач односторонньо-проколюючий	NTDC28401AFA	12	659,90	7 918,80
Затискач натяжний	PA2870P	15	741,50	11 122,50
Затискач натяжний	PA28120P	166	1 641,00	272 317,00
	PGA101	266	100,00	26 495,00
Спиральна вязка	PLCDT3 R	168	641,50	107 674,50
Спиральна вязка	PLDT2 R	30	641,50	19 245,00
Спиральна вязка	PLDT3 R	12	741,50	8 894,00
Ізолятор натяжний	PSI15CC	36	1 041,00	37 470,00
Ізолятор натяжний	PSI 15 CE	154	1 041,00	160 275,00
Затискач для підключення переносних заземлень	TNDC28401 BI 95	50	813,00	40 650,00
Затискач проколюючий	TTDC28401FA	108	741,50	79 973,00
Захисний кожух ОПН	Захисний кожух ОПН	7	38,50	269,50
Ковпачок	К6	2	4,20	8,40
Ковпачок ТУ 3493-170-00111120-2000	К-6	208	4,20	873,60
Ланка проміжна вивернута	ПРВ-7-1	12	63,00	756,00
Привід роз'єднувача	ПРЗ-10У1	1	907,50	907,50
Роз'єднувач лінійний з заземляючими ножами	РЛНДз-10/400У1	1	7 590,00	7 590,00
Ізолятор	ШФ-20Г1	7	91,00	637,00
Ізолятор	ШФ 20-Г1	23	91,00	2 093,00
Металопрокат				
Штаба сталева гарячекатана, ДСТУ 4747:2007	5x100	1.63	34,00	55,22
Сталь кругла d10 мм, ДСТУ 4738:2007	d10	147.8	22,00	3 250,00
Сталь кругла оцинкована відповідно ДСТУ Б В.2.6-193:2013	d10 (цинк)	50.3	110,00	5 530,00
Сталь кругла оцинкована відповідно ДСТУ Б В.2.6-193:2013	d16 (цинк)	1,78	158,50	283,00
Стандартні вироби				

Болт М12х40, ДСТУ ГОСТ 7798: 2008	Болт М12х40	6	12,50	75,00
Гайка М12, ДСТУ ГОСТ 5915:2008	Гайка М12	13	4,60	59,80
Шайба	Шайба 12	13	3,00	39,00
Інше				
Болт 12х28	Болт 12х28	7	29,50	205,50
<u>Будівництво КЛ 10-20 кВ</u>				
Кабельно-провідникова продукція				
Кабель силовий	ХРУНАКXS 1х120	88	529,50	46 565,00
Алюмінієвий кабель з ізоляцією із просоченого паперу, бронєю із двох сталевих пластин в алюмінієвій оболонці	ААБл 3х70-10	42	225,50	9 460,50
Матеріали				
Пісок для будівельних робіт, ГОСТ 8736-2014	Пісок	10,7	425,50	4 543,50
<u>Роботи по лінії електропередачі</u>				
Реконструкція ПЛЗ-10 кВ		2138	281,50	600 789,00
Будівництво ПЛЗ-10 кВ		528	190,00	100 080,00

Висновки до розділу 3

У цьому розділі наведено технічні рішення щодо реконструкції електричної мережі напругою 10 кВ. Розглянуто основні компоненти двокової лінії електропередачі, зокрема:

- лінійну арматуру для надійного кріплення проводів;
- типи опор, що застосовуються на лінії;
- систему заземлення опор повітряних ліній;
- заходи захисту від перенапруг;
- заходи запобігання трекінг-ефекту на провідниках та арматурі.

У межах цього розділу розроблено будівельні та конструктивні рішення для проектування різних типів ліній електропередачі 10 кВ, включаючи кабельні лінії, повітряні неізольовані та повітряні захищені лінії. Для кожного типу лінії складено специфікацію обладнання та лінійної арматури, а також підготовлено техніко-економічне обґрунтування.

Крім того, виконано розрахунки втрат напруги для існуючої мережі до реконструкції та після її проведення. Результати показали, що після модернізації значення втрат напруги перебувають у межах допустимих норм, встановлених ПУЕ, що забезпечує стабільну та надійну роботу електрообладнання споживачів.

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС РЕКОНСТРУКЦІЇ ПЛ 10 КВ

4.1 Загальні відомості

Через високу напругу повітряні лінії електропередачі є зонами підвищеної небезпеки, тому дотримання правил техніки безпеки під час реконструкції є обов'язковим для забезпечення безпечних умов праці.

Мета цього розділу полягає у розробці заходів, спрямованих на запобігання та мінімізацію впливу шкідливих і небезпечних виробничих факторів на персонал під час реконструкції лінії електропередачі напругою 10 кВ.

Об'єктом дослідження є лінія електропередачі 10 кВ, що проходить у межах населеного пункту Вишеньки Бориспільського району Київської області. Лінія забезпечує електроживлення трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, які постачають електроенергію споживачам у зазначеному населеному пункті. Предметом аналізу є існуюча повітряна лінія 10 кВ, яка потребує уваги щодо безпеки та надійності експлуатації.

Заходи безпеки розробляються на основі чинних нормативних актів, інструкцій з охорони праці для енергетичних підприємств та вимог до експлуатації електроустановок, що забезпечує відповідність робіт стандартам і законодавчим нормам.

4.2 Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів

Фізичні фактори виробничого середовища включають:

роботу на висоті 2–12 м (монтаж проводів на кріпільях, прокладання відгалужень);

електромагнітне навантаження, пов'язане з високою напругою та струмом, що створює ризик ураження електричним струмом.

До інших негативних чинників належать:

фізичне навантаження на опорно-руховий апарат під час підйому та монтажу важких конструкцій;

інтенсивна та монотонна праця, що впливає на центральну нервову систему, органи чуття та емоційну сферу;

ризик падіння інструментів та матеріалів з висоти;

небезпека від рухомих механізмів і техніки (автокрани, маніпулятори).

Особливу увагу слід приділяти заземленню: опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати 10 Ом. Якщо питомий опір ґрунту перевищує 100 Ом·м, допускається його збільшення на коефіцієнт 0,01, але не більше ніж у 10 разів від нормативного значення. Нормативні величини повинні забезпечуватися незалежно від пори року, з урахуванням змін вологості та температури ґрунту.

Вибір та розрахунок системи заземлення є критичними для безпечної експлуатації ЛЕП. Для опор повітряних ліній 10 кВ параметри заземлення передбачені відповідно до креслення «Заземлення опор ЛЕП-10 кВ». Розрахунок опору заземлюючого провідника з круглого сталевого прутка виконується з урахуванням матеріалу та умов прокладання контуру, що гарантує стабільну роботу системи електробезпеки.

$$R_{np} = \frac{L_M}{S_M \cdot \rho} + \frac{l_{II}}{S_{II} \cdot \rho} = 1,83413 \text{ Ом} \quad (4.1)$$

де, l - довжина заземлюючого провідника, см;

$\rho = 31,5$ – питома провідність матеріалу;

S - переріз, мм².

$$R_{np} = \frac{3000}{31,5 \cdot 35} + \frac{0,27}{28 \cdot 70} = 1,83413 \text{ Ом}$$

Технічні заходи для захисту обладнання забезпечують безпеку як персоналу, так і самої електроустановки [22]. Для захисту від атмосферних та комутаційних перенапруг використовуються нелінійні обмежувачі перенапруг типу AZBD 150. Запобігання впливу статичної електрики на зовнішні пристрої здійснюється шляхом підключення металевого корпусу обладнання до

заземлювального контуру.

Організаційні заходи з безпеки робіт у електроустановках включають: затвердження переліку робіт згідно з наказами та встановленою послідовністю; призначення відповідальних осіб за безпеку робочих процесів; виконання робіт відповідно до затвердженого порядку; підготовку робочого місця; видачу наряду-допуску на роботи терміном до 15 діб; постійний контроль за виконанням робіт; можливість тимчасового переведення працівників на інші ділянки; документальне оформлення перерв та їх завершення.

Перед знеструмленням робочого місця необхідно виконати такі технічні заходи: відключити ділянку та забезпечити захист від випадкової подачі електроенергії (вимикачі перевести у положення «вимкнено», встановити ізоляційні розриви, вивісити попереджувальні плакати); розмістити заборонні знаки на приводах та ключах дистанційного керування («Не вмикати – працюють люди», «Заземлено»); перевірити відсутність напруги на струмопровідних елементах та наявність заземлення; забезпечити надійне заземлення за допомогою стаціонарного або переносного заземлювача з обох боків ділянки; встановити вказівники з написом «Заземлено».

Усі працівники, задіяні в експлуатації та технічному обслуговуванні, повинні бути забезпечені спеціальним одягом, взуттям та іншими засобами індивідуального захисту, згідно з таблицею 4.1.

Таблиця 4.1 – Засоби індивідуального захисту

Вид захисту	Тип
Запобіжний пояс для виконання робіт на висоті	СВ221а
Окуляри захисні від механічних пошкоджень	OZON 7-014
Захисний одяг	Еп-4
Каска	PW97
Рукавиці від механічних ушкоджень	DF132
Взуття	S031 S1
Показник напруги	УВНУ-500 СЗИП

Роботи на повітряних лініях дозволяється виконувати лише із застосуванням засобів індивідуального захисту та тільки на ділянках, що перебувають у стані знеструмлення.

4.3 Вибір заходів і засобів безпеки у надзвичайних ситуаціях

Кожен працівник, залучений до експлуатації та монтажу електроустановок, зобов'язаний не лише знати, а й беззаперечно виконувати правила пожежної безпеки, здійснювати контроль за їх дотриманням іншими особами, а також систематично перевіряти наявність, справність та функціональну придатність первинних засобів пожежогасіння та вміти ефективно ними користуватися у разі виникнення надзвичайної ситуації. Особа, відповідальна за пожежну безпеку на об'єкті, щоденно перед початком робочого процесу повинна здійснювати комплексну перевірку стану електрообладнання, повноту та готовність до використання протипожежного інструменту й устаткування, а також забезпечувати наявність на робочому місці пожежного щита або стаціонарного поста із повним набором засобів пожежогасіння, до яких має бути гарантовано безперешкодний доступ у будь-який час доби.

У процесі монтажних робіт на повітряних лініях електропередачі потенційно можуть виникати надзвичайні ситуації, до яких належать: розрив строп через перенавантаження розтяжок опори, виривання анкерів із ґрунту, руйнування гірлянд ізоляторів, обрив провідників лінії, падіння опор та ураження блискавкою. Аналіз аварійної статистики свідчить, що обриви алюмінієвих та сталевих провідників із алюмінієвою жилою у приблизно 60% випадків призводять до виходу з ладу проміжних опор, що обумовлює необхідність впровадження комплексних заходів протидії механічним і електричним ризикам.

Для запобігання зазначеним аварійним ситуаціям впроваджуються наступні технічні та організаційні заходи:

Антивібраційний захист – реалізується шляхом оптимізації

аеродинамічних характеристик поверхні проводу та підвищення його механічної стійкості до крутильних, розгойдувальних та вертикальних коливань (галопування). У мережах низької та середньої напруги застосовуються механічні гасителі коливань, тоді як у високовольтних лініях використовуються внутрішньофазні дистанційні розпірки, що збільшують відстань між провідниками розщепленої фази та зменшують довжину прольоту.

Захисне автоматичне відключення – передбачає швидкодійну (до 200 мс) ізоляцію всіх фазних провідників і, при необхідності, нульового робочого провідника у разі порушення ізоляції або виникнення інших аварійних умов, що становлять ризик ураження електричним струмом.

Організація робіт поблизу діючих ПЛ – потребує суворого дотримання нормативних безпечних відстаней від проводів до робочих механізмів та машин, забезпечення надійного заземлення та реалізації додаткових заходів електробезпеки.

Запобігання розгойдуванню проводів – передбачає застосування спеціальних технічних рішень під час прокладання або монтажу провідників у зонах, де поруч діють під напругою лінії, що виключає можливість їхнього небезпечного коливання.

Відключення лінії – у випадках неможливості дотримання нормативних відстаней до електропроводів робочої техніки обов'язковим є відключення відповідних електроустановок або ділянок лінії від напруги та їх заземлення, що забезпечує мінімізацію ризиків для персоналу та обладнання.

Висновки до розділу 4

У рамках проведеного розділу здійснено детальний аналіз технічних і організаційних заходів безпеки, можливих аварійних ситуацій та профілактичних дій при реконструкції повітряних ліній електропередач напругою 10 кВ. Встановлено комплекс факторів ризику, що впливають на стан здоров'я та безпеку працівників, обґрунтовано підбір засобів індивідуального захисту, таких як страховочні пояси для робіт на висоті, захисні окуляри, спеціальний одяг та взуття, рукавички. Розглянуто систему організаційних заходів безпеки та технічних рішень, що забезпечують ефективний контроль над робочими процесами та мінімізують ймовірність виникнення надзвичайних ситуацій на ділянках реконструкції лінії.

ВИСНОВКИ

Стратегія технологічного розвитку Акціонерного товариства «Хмельницькобленерго» визначає єдиний комплекс технічних стандартів, управлінських рішень та нормативних вимог, спрямованих на забезпечення надійного, безпечного та ефективного функціонування розподільних електричних мереж (РМ) у сучасних умовах розвитку енергетичної системи та відповідно до положень національної енергетичної стратегії.

У процесі розподілу, постачання та споживання електроенергії неминуче виникають небаланси, обумовлені сукупністю технічних, організаційних та природних факторів. Допустимий небаланс електроенергії визначається як нормативний рівень відхилень між фактичним споживанням, обсягами генерації або поставок та плановими показниками, закріпленими у договорах чи проєктній документації, який не перевищує встановлених нормативів.

Комерційні втрати, що виникають унаслідок несанкціонованого споживання електроенергії, розглядаються як соціально-економічна проблема, пов'язана з рівнем забезпеченості населення, і не повинні розцінюватися як виключне навантаження на споживачів мереж 0,4 кВ.

Заходи щодо зменшення втрат електроенергії можуть бути класифіковані за чотирма основними напрямками, кожен з яких оперує специфічними механізмами досягнення ефекту:

Оптимізація режимів функціонування електричних мереж;

Автоматизація процесів управління режимами енергомереж;

Модернізація та реконструкція існуючих електричних мереж;

Підвищення точності обліку спожитої електроенергії та контроль за її розподілом.

Встановлення компенсуючих пристроїв і апаратів для регулювання напруги здійснюється, як правило, з пріоритетом на зниження втрат електроенергії, хоча додатковими цілями можуть бути підвищення пропускної

здатності мережі або приведення відхилень напруги у відповідність до нормативних значень. Ефективність застосованих заходів оцінюється шляхом порівняння втрат електроенергії до та після їх впровадження.

При розрахунку очікуваних показників втрат напруги використовуються математичні середні величини, що з імовірністю 50% можуть бути як більшими, так і меншими від фактичних. Гарантовані значення визначаються з імовірністю 95% та інтерпретуються як такі, що з високою ймовірністю не будуть перевищені, а резерви зменшення втрат забезпечать нормативні параметри безпечної експлуатації мережі.

У межах розробки технічних рішень здійснено комплексний аналіз реконструкції електричної мережі 10 кВ, включаючи основні компоненти двокової лінії електропередачі: лінійну арматуру для кріплення проводу, різновиди опор, системи заземлення повітряних ліній, заходи захисту від перенапруг, а також засоби протидії трекінг-ефекту.

Розроблено будівельні рішення для проектування кабельних ліній, повітряних неізолюваних та повітряних захищених ліній електропередачі напругою 10 кВ, а також підготовлено специфікацію повітряних ліній та техніко-економічне обґрунтування. Виконано розрахунок втрат напруги до та після реконструкції, який показав задовільні результати: величини втрат не перевищують нормативів, встановлених Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ).

Окрім технічних аспектів, проведено аналіз умов праці на ділянках реконструкції, ідентифіковано фактори ризику, що можуть негативно впливати на здоров'я персоналу, та здійснено підбір засобів індивідуального захисту, включаючи страхувальні пояси для робіт на висоті, захисні окуляри, спецодяг, взуття та рукавички. Додатково опрацьовано комплекс організаційних та технічних заходів безпеки, що забезпечують ефективний контроль над робочими процесами та мінімізацію ймовірності виникнення аварійних ситуацій на реконструйованих ділянках мережі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Железко, Ю. С. Оцінка втрат електроенергії, обумовлених інструментальними похибками виміру [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №10. — С. 185-189.
2. Железко, Ю.С. Систематичні і випадкові похибки методів розрахунку втрат навантажень електроенергії [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №12. — С. 158-163.
3. Железко, Ю.С. Визначення інтегральних характеристик графіків навантаження для розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №11. — С. 153-168.
4. Железко, Ю.С. Принципи нормування втрат електроенергії в електричних мережах і програмне забезпечення розрахунків [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2001. — №9. — С. 133-142.
5. Железко, Ю.С. Розрахунок нормативних характеристик технічних втрат електроенергії [Текст] / Ю. С. Железко // Електричні станції — Вінниця : ВНТУ, 2002. — №2. — С. 189-196.
6. Железко, Ю.С. Розрахунок втрат електроенергії в енергосистемах з реверсивними міжсистемними зв'язками [Текст] / Ю. С. Железко // Електрика — Вінниця : ВНТУ, 1996. — №7. — С. 125-138.
7. Технічна політика АТ «Хмельницькобленерго» в сфері побудови електромереж 110-04 кВ, затверджено: Протоколом Технічної ради АТ «Хмельницькобленерго» № 4 від 23 жовтня 2025 року. Хмельницьк, 2025 – 39 с.
8. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. — Київ, 2017. — 617 с.
9. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила / Видавництво: ДП "НТУКЦ" АсЕлЕнерго, Київ, 2003 р. – 612с.

10. ДБН А.2.2-3-2004 - «Проектування. Порядок розробки, погодження та затвердження проектної документації для будівництва».

11. СН 174-75 - «Вказівки щодо проектування електропостачання промислових підприємств».

12. Нізімов В.Б., Нізімов Р.В. Порівняльна оцінка впливу спрощених систем пуску синхронних двигунів на пускові характеристики. Електродинаміка, 2003, № 3, с. 34-37.

13. Вагін Г.Я., Головки Н.М. та ін. Методика технічного та економічного обґрунтування впровадження ресурсо- та енергозберігаючих технологій і устаткування в промисловість// Промислова енергетика, 2005, № 6, с. 8-13.

14. Луговий А.В., Чорний А.П. Питання практичного енергозбереження промислових підприємств. наукові праці ХДПІ. – Т. 1 / 1998. – Кременчук: КГПІ, 1998, с. 5-13.

15. Прайс-лист від 01.06.2006 ВАТ "Південний електромашинобудівний завод" (м. Нова Каховка).

16. Жидицький В.Ц., Джигерей В.С., Мельников А.В. Основи охорони праці. Підручник. – Редакція 2-а, доповнена. - Львів: Афіша. 2000. – 351 с.

17. Жежеленко, І. В. Вища якість електричної енергії та її економічна ефективність: монографія. 2-ге вид. Київ: Техніка, 1999. 372 с.

18. Бараненко, Т. С., Назаров, В. В. Електричні мережі та системи. Київ: Вища школа, 2005. 415 с.

19. Сагайдак, В. І., Щербаков, В. С. Основи теорії електричних мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2008. 408 с.

20. Щербаков, В. С. Методи зниження втрат потужності в розподільчих електричних мережах. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2005. 320 с.

21. Букетов, А. В., Верещака, С. М. Аналіз та оптимізація режимів роботи розподільчих електричних мереж 6–35 кВ. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2021. № 1. С. 60–67.

22. Кулініч, Г. К. Вдосконалення методів розрахунку економічно доцільного перерізу проводів повітряних ліній 10 кВ з урахуванням втрат потужності і напруги. Електричні мережі та системи. 2019. № 4. С. 110–116.

23. Саєнко, Ю. Л., Недашковська, О. С. Використання регулювання напруги під навантаженням трансформаторів для зниження втрат в електричних мережах 10 кВ. Технічна електродинаміка. 2020. № 6. С. 28–35.

24. Касіянчук, О. В. Реконструкція сільських електричних мереж 10 кВ з використанням самонесучих ізольованих проводів (СІП): монографія. Львів: Магнолія, 2018. 210 с.