

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання
(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

В.о. завідувача кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

« ____ » _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
спеціалізації Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: «Розвиток та реконструкції розподільних мереж напругою 10/0,4
кВ Київської області»

Виконав : студент II курсу, групи ОЕ-11мп

_____ Карнаух Олексій Васильович _____
(прізвище, ім'я по батькові) (підпис)

Науковий керівник к.т.н., доц. Калінчик Василь Прокопович _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Консультант _____
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент (-ка) _____

Київ – 2022 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені
Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

В.о. завідувача кафедри

_____ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«__» _____ 20__ р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Карнауху Олексію Васильовичу**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації « Розвиток та реконструкції розподільних мереж напругою 10/0,4 кВ Київської області »

науковий керівник дисертації к.т.н., доц. Калінчик Василь Прокопович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від 09 листопада 2022 р. №4127-с

2. Строк подання студентом дисертації 15 грудня 2022 року

3. Об'єкт дослідження електрична мережа напругою 10 кВ

4. Предмет дослідження метод реконструкції та розвитку розподільної мережі ліній електропередачі напругою 10 кВ, а саме побудова проектної документації, розрахунки втрат напруги, специфікація обладнання та відомості робіт

5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1) Проаналізувати літературу для виконання магістерської дисертації. 2) Комплексне обстеження ЛЕП 10 кВ Київської області 3) Провести аналіз встановленого обладнання на підстанції напругою 35/10 кВ. 4) Реконструкція повітряної лінії напругою кВ. 5) Вибір обладнання та перевірка повітряної лінії напругою 10 кВ. 6) Описати охорону праці та техніку безпеки під час реконструкції повітряної лінії 10 кВ. 6) Розробити стартап проєкт.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. План реконструкції електричної мережі Л-29 «Вишеньки». Фрагмент 1. 2. План реконструкції

електричної мережі Л-29 «Вишеньки». Фрагмент 2. 3. План реконструкції електричної мережі Л-29 «Вишеньки». Фрагмент 3. 4. План будівництва електричної мережі Л-проект. 5. Поопорна схема мережі напругою ПЛ-10 кВ Л-29 «Вишеньки» та ПЛ-10 кВ Л-проект. ПС 35/10 кВ «Роща». 6. Однолінійна схема підстанції напругою 35/10 кВ «Роща». 7. Специфікація обладнання, виробів і матеріалів для реконструкції ПЛ-10 кВ Л-29 «Вишеньки». 8. Специфікація обладнання, виробів і матеріалів для будівництва ПЛ-10 кВ Л-проект.. 9. Заземлення опор ЛЕП-10 кВ. 10. Мінімальний вигин при прокладанні кабелю. 10. Прокладання кабелю в землі. 11. Вертикальний переріз прокладання кабельних ліній в траншеї.

7.Орієнтовний перелік публікацій

8.Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

Прокопенко І.Д.

9.Дата видачі завдання 30 травня 2022 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1.	Аналіз літератури по вибраній темі		
2.	Комплексне обстеження ЛЕП 10 кВ		
3.	Перевірка обладнання ПС 35/10 кВ «Роща»		
4.	Реконструкція ПЛ 10 кВ		
5.	Вибір обладнання та перевірка ПЛ 10 кВ		
6.	Охорона праці та техніка безпеки під час реконструкції ПЛ 10 кВ		
6.	Розробка стартап проекту		
7.	Оформлення дисертації		
8.	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування		
9.	Передзахист МД		
10.	Захист дисертації		

Студент

(підпис)

О.В. Карнаух

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

В.П. Калінчик

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 138 сторінках формату А4, яка включаєв себе 37 таблиць, 16 рисунків та 23 джерела використаної літератури. Графічна частина містить 12 аркушів технічних креслень форматом А3.

Актуальність теми: Електромережа є важливою частиною енергосистеми. Сучасна електроенергетична система України – це група генеруючих станцій і підстанцій, ліній електропередачі і споживачів, об'єднаних майже одночасними процесами виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії. Тому будівництво повітряних ліній є єдиним найбільш раціональним способом електропостачання віддалених населених пунктів і промислових об'єктів, а їх реконструкція – невід'ємним процесом експлуатації ліній, під час якого здійснюється модернізація морально та фізично застарілого обладнання. ідеальна мережа і загальний режим роботи системи. Витрати на електроенергію можна скоротити, використовуючи більш сучасне обладнання.

Мета магістерської дисертації: реконструкція електричної мережі 10 кВ для зниження втрат напруги.

Об'єкт дослідження: електрична мережа 10 кВ.

Предмет дослідження: реконструкція повітряної лінії електропередачі напругою 10 кВ.

Методи дослідження: основу роботи складає проектування місцевої електричної мережі 10 кВ.

РЕКОНСТРУКЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ПІДСТАНЦІЯ, ВТРАТИ
НАПРУГИ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ПОВІТРЯНА ЗАХИЩЕНА
ЛІНІЯ, НАПРУГА, СТРУМ, ПОТУЖНІСТЬ, НАВАНТАЖЕННЯ.

ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 122 pages of A4 format, which includes 37 tables, 16 figures and 23 sources of used literature. The graphic part contains 12 sheets of technical drawings in A3 format.

Relevance of the topic: The power grid is an important part of the energy system. The modern electric power system of Ukraine is a group of generating stations and substations, power transmission lines and consumers, united by almost simultaneous processes of production, transmission, distribution and consumption of electric energy. Therefore, the construction of overhead lines is the only most rational way of supplying electricity to remote settlements and industrial facilities, and their reconstruction is an integral process of line operation, during which modernization of morally and physically outdated equipment is carried out. ideal network and general mode of operation of the system. Energy costs can be reduced by using more modern equipment.

The purpose of the master's thesis: reconstruction of the 10 kV electrical network to reduce voltage losses.

Object of research: 10 kV electrical network.

The subject of the study: reconstruction of an overhead power line with a voltage of 10 kV.

Research methods: the basis of the work is the design of a local 10 kV electrical network.

RECONSTRUCTION, ELECTRICAL NETWORK, SUBSTATION, VOLTAGE LOSS, POWER TRANSMISSION LINE, OVERHEAD PROTECTED LINE, VOLTAGE, CURRENT, POWER, LOAD.

ЗМІСТ

РЕФЕРАТ	6
ABSTRACT	7
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	8
ВСТУП.....	9
1 ОГЛЯД ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ ТА ЇЇ СКЛАДОВИХ	10
1.1 Стан об'єднаної енергосистеми України	10
1.2 СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ЇЇ СКЛАДОВІ	13
1.3 УЗАГАЛЬНЕНА СТРУКТУРА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	15
1.4 ВИМОГИ ДО СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	18
1.5 ТЕХНІЧНИЙ СТАН РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ УКРАЇНИ	19
1.6 ПРОБЛЕМНІ ПИТАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	21
Висновки до розділу 1	22
2 КОМПЛЕКСНЕ ОБСТЕЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ КИЇВСЬКОЇ ОБЛАСТІ	23
2.1 Стан розподільних мереж Київської області	23
2.2 ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ.....	23
2.3 СКЛАДОВІ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ	24
2.4 ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	28
2.5 КОМПЛЕКСНА ЯКІСНА ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 КВ КИЇВСЬКОЇ ОБЛАСТІ	30
2.5.1 КОМПЛЕКСНА ЯКІСНА ОЦІНКА ПЛ-10 КВ Л-29 «ВИШЕНЬКИ»	36
2.5.2 КОМПЛЕКСНА ЯКІСНА ОЦІНКА ПЛ-10 КВ Л-40 «ІНКУБАТОРНА».....	42
2.5.3 КОМПЛЕКСНА ЯКІСНА ОЦІНКА ПЛ-10 КВ Л-7 «РОГОЗІВ»	45
2.5.4 КОМПЛЕКСНА ЯКІСНА ОЦІНКА ПЛ-10 КВ Л-170 «ПРОЛІСКИ»	48
2.6 ЗАГАЛЬНІ ДАНІ ПІДСТАНЦІЇ НАПРУГОЮ 35/10 КВ «РОЩА»	51
2.6.1 ПЕРЕВІРКА ЗАВАНТАЖЕНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ	51
2.6.2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	53
2.7 ПЕРЕВІРКА ОБЛАДНАННЯ ВСТАНОВЛЕНОГО НА СТОРОНІ ВИСОКОЇ НАПРУГИ ТА НИЗЬКОЇ НАПРУГИ	59
2.7.1 ПЕРЕВІРКА ОБЛАДНАННЯ НА СТОРОНІ 35 КВ.....	59
2.7.2 ПЕРЕВІРКА ОБЛАДНАННЯ НА СТОРОНІ 10 КВ.....	67
Висновки до розділу 2	75
3 ОСОБЛИВОСТІ РЕКОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 10 КВ КИЇВСЬКОЇ ОБЛАСТІ.....	76
3.1 ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ОБ'ЄКТУ ПРОЄКТУВАННЯ	76
3.1.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ПРОЄКТУВАННЯ.....	76
3.1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЕНЕРГЕТИЧНОГО РАЙОНУ ОБ'ЄКТУ ПРОЄКТУВАННЯ....	76
3.1.4 ВИЗНАЧЕННЯ КЛАСУ НАСЛІДКІВ ОБ'ЄКТА БУДІВНИЦТВА	78
3.1.5 ОБ'ЄГ ДОПУСТИМОГО ЕКОНОМІЧНОГО ЗБИТКУ	78

3.1.6	Визначення тривалості виконання робіт по реконструкції об'єкта	79
3.2	Технічна реалізація проєкту з підвищення надійності мережі	81
3.3	Ізоляція та лінійна арматура	93
3.4	Заземлення, захист від перенапруги та захист від трекінг-	94
3.4.1	Заземлення елементів повітряної лінії (ПЛЗ) 10 кВ	94
3.4.2	Захист елементів повітряної лінії (ПЛЗ) 10 кВ від перенапруги.....	96
3.4.3	Захист елементів повітряної лінії (ПЛЗ) 10 кВ від трекінг-ефекту .	96
3.5	Будівельні рішення по повітряній лінії (ПЛЗ) 10 кВ.....	97
3.6	Розрахунок втрат напруги на ділянках ПЛ-10 кВ.....	105
3.7	Техніко-економічне обґрунтування реконструкції електричної мережі 10 кВ	112
3.8	Охорона праці та безпеки під час реконструкції ПЛЗ 10 кВ.....	118
3.8.1	Загальні відомості	118
3.8.2	Технічні характеристики і місце розміщення нового енергетичного устаткування.....	118
3.8.3	Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів.....	119
3.8.4	Вибір і розрахунок технічних засобів і заходів безпеки	120
3.8.5	Вибір заходів і засобів безпеки у надзвичайних ситуаціях	123
	Висновки до розділу 3	125
4	СТАРТАП ПРОЄКТ «ЯКІСНА ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СКЛАДОВИХ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ»	126
	Висновки до розділу 4	130
	ВИСНОВКИ	131
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	132

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ВН – висока напруга;

КЗ – коротке замикання;

НН – низька напруга;

ОПН – обмежувач перенапруги;

ПЛ – повітряна лінія;

ПЛІ – повітряна лінія ізольована;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ОЕС – об'єднана енергосистема;

СЕП – система електропостачання;

РП(РУ) – розподільчий пристрій;

ПС – підстанція;

РП – розподільчий пристрій;

ТМ – трьох фазний трансформатор;

ТП – трансформаторна підстанція;

ЛЕП – лінія електропередачі;

КЛ – кабельна лінія;

ТС – трансформатор струму;

ТН – трансформатор напруги;

РЗА – релейний захист і автоматика.

ВСТУП

Проектування енергосистеми – складне і відповідальне завдання. Прийняття проектних рішень безпосередньо впливає на завантаженість і трудомісткість монтажних робіт, зручність і безпеку експлуатації електрообладнання.

Основним завданням електроенергетики є забезпечення надійного постачання електроенергії та високого рівня якості електроенергії споживачам. Виконання цих завдань було б неможливим без постійної модернізації мережі та підстанцій, зумовленої постійно зростаючим споживчим навантаженням та старінням робочого обладнання.

Вибір місць опор для ЛЕП і підвіски самоізолюваних повітряних ліній від ПС 35/10 кВ до ТП 10/0,4 кВ. Вибрати переріз дроту лінії електропередачі і провести розрахунок втрат напруги проєктованої лінії електропередачі. Тому під час проектування необхідно провести детальний аналіз співвідношення «витрати-вигоди» проєктного рішення та режиму роботи всіх елементів системи електропостачання.

У дипломному проєкті була передбачена реконструкція одноколової неізолюваної мережі 10 кВ на двоколову повітряну лінію, виконану захищеним проводом напругою 10 кВ. Реконструкції пов'язані з підвищенням електричних навантажень і заміною ліній з втратами, що перевищують нормативи та стандарти ПУЕ.

Завданням дипломного проєкту є вирішення основних питань, пов'язаних з реконструкцією мережі, підвищенням надійності та пропускну здатності.

1 ОГЛЯД ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ ТА ЇЇ СКЛАДОВИХ

1.1 Стан об'єднаної енергосистеми України

Основу енергетики становить ОЕС України[1], яка забезпечує централізоване електропостачання побутових споживачів, взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. Вона об'єднує генеруючі потужності, розподільні мережі регіонів України, з'єднані між собою системоутворюючими лініями електропередачі напругою 220-750 кВ. Централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергосистемами інших держав здійснює державне підприємство НЕК «Укренерго» (функції НЕК «Укренерго» згідно з Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України»).

На кінець 2022 року загальна встановлена потужність ОЕС України становитиме приблизно 54,8 тис. МВт, з яких 51,5% складатимуть теплові електростанції, 25,5% атомні електростанції, 11,6% електростанції, 11,4% - відновлювані джерела енергії. Структура встановленої потужності ОЕС України наведена на круговій діаграмі на Рис. 1.1.

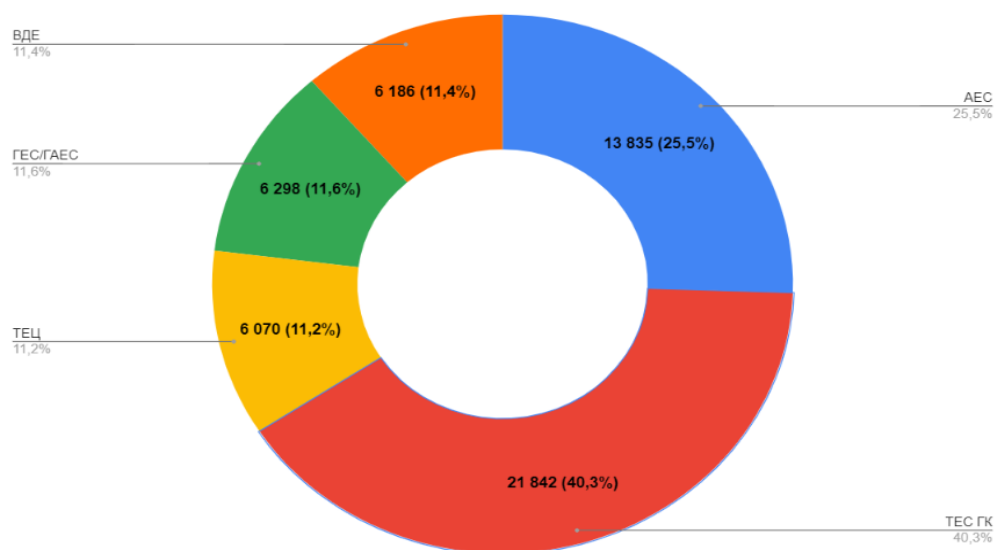


Рис. 1.1 – Структура встановленої потужності ОЕС України

Основні генеруючі потужності[2] ОЕС України зосереджені в: - п'яти енергетичних компаніях - ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «Донбасенерго», ПАТ «Центренерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго», ПАТ «ДТЕК Східенерго», які сумарно експлуатують 14 ТЕС з блоками блочної потужності 150, 200, 300 і 800 МВт і в трьох великих ТЕЦ-5, Київ-5 і 6 з блоками 100 (120) МВт і 250 (300) МВт інших компаній. Загальна кількість енергоблоків ТЕЦ становить 106 одиниць, в тому числі блоки потужністю: 100 (120) МВт - 4, 150 МВт - 6, 200 МВт - 42, 250 МВт - 5, 300 МВт - 42,8 тис. МВт - 7 од.; - ДП «Енергоатом НАЕК», на чотирьох АЕС працює 15 енергоблоків, з них 13 з реакторами ВВЕР-1000 потужністю 1000 МВт і 2 з реакторами ВВЕР-440 потужністю 415 і 420 МВт. Крім того, на балансі підприємства перебувають Ташлицька ТЕЦ, яка зараз експлуатує два водоблоки, та Олександрівська ТЕЦ (2 водоблоки). - ПАТ «Укргідроенерго», до складу якого входять каскади гідроелектростанцій на річках Дніпро та Дністер із загальною кількістю 103 ГЕС. Магістральні та міждержавні електромережі ОЕС України мають протяжність 23 тис. км. 0,7 тис км - напругою 35-110 кВ, а також 137 підстанцій загальною трансформаторною потужністю 78,6 тис. МВА.

Розподільні мережі включають близько 1 млн. км повітряних і кабельних ліній електропередачі напругою 0,4-150 кВ і близько 200 тис. трансформаторних станцій напругою 6-150 кВ. Згідно з [2] станом на кінець 2021 року більшість генеруючих активів, а також магістральні та міждержавні електромережі зношені та вийшли з ладу: - 83% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ відпрацювали понад 200 тис. годин. години. морально застарілі та потребують реконструкції чи заміни. Зношеність обладнання призводить до перевитрати палива, зниження працездатності та погіршення екологічних показників. Станом на 31 грудня 2021 року 13 енергоблоків загальною потужністю 6,6 тис. тисячі МВт, запланованих до виведення з експлуатації блоків МВт, АЕС добігають кінця свого проектного ресурсу: 9 атомних блоків вимагатимуть продовження терміну експлуатації протягом наступних 10 років. Для забезпечення змінної частини графіка навантаження енергосистеми

використовуються енергоблоки ТЕС, призначені для роботи в основному режимі; - більше 90% ліній електропередачі напругою 220 кВ і вище і 55% основного обладнання електростанції відпрацювали розрахунковий технічний ресурс (25 років), а 56% ліній електропередачі і 17% електростанцій відслужили більше. понад 40 років експлуатації. Серйозні проблеми в ОЕС України виникають через недостатню пропускну спроможність ліній електропередачі для забезпечення потужністю АЕС та передачі енергії до центрів споживання; недостатній рівень надійності енергопостачання багатьох регіонів країни (південь Одеської області, Чернівецька область, м. Київ та Київська область), з відсутністю компенсації реактивної потужності мережі та складністю забезпечення стандартної якості напруги.

Українська розподільна мережа напругою 0,4...35 кВ є останньою ланкою системи електропостачання споживачів. Вони безпосередньо взаємодіють зі споживачами та місцевою та електромережею. Таким чином, стан і функціональність розподільчої електричної мережі може впливати на показники надійності, якості та ефективності Об'єднаної енергетичної системи України. Протяжність електричних мереж класів напруги в Україні на сьогодні становить: 0,4 кВ - 449832 км; 6-10 кВ - 332 568 км і має щорічну тенденцію до зростання.

На даний час існує об'єктивна потреба у розв'язанні проблем удосконалення правил побудови топології мереж за класами напруги та типами виконання, оптимізації режимів роботи з метою підвищення надійності та ефективності мережі та забезпечення нормативних показників якості електроенергії з урахуванням територіальних та адміністративні умови, інвестиційна політика, яка має забезпечити ефективне управління, модернізацію та динамічний розвиток електромереж з урахуванням світових тенденцій.

1.2 Система електропостачання та її складові

Електропостачання[3] – це процес постачання електроенергії для електрифікованої життєдіяльності людини. При цьому її необхідно, як мінімум, виробити, передати та розподілити серед електроприймачів. Цей процес реалізується сукупністю електротехнічних пристроїв, які називають автономною системою електропостачання, якщо у власності її є джерело електроенергії.

В даний час виробництво електроенергії доцільно здійснювати на високотехнологічних установках, що працюють у спільній електричній мережі, що з'єднують їх між собою. Така адміністративно-технічна освіта називається електроенергетичною системою (ЕЕС), яку при електропостачанні споживачів називають централізованим джерелом електроенергії. В електроенергетичній системі, що обслуговує великі території електрифікованої життєдіяльності людини, неможливо обійтися без перетворення електричної енергії на високі напруги для її передачі на великі відстані. Це дозволяє підвищити межу потужності, що передається, і знизити втрати електроенергії в лініях електропередачі. Найчастіше за цих умов доведення електроенергії до електроприймачів покладається на систему електропостачання (СЕР), яка з певних причин перебуває у власності споживача.

Наведена взаємопов'язана сфера життєдіяльності людини, спрямована на виробництво електроенергії у великих кількостях, її перетворення, передачу та розподіл серед електроприймачів називається електроенергетикою, структурна схема якої представлена на Рисунок 1.1.

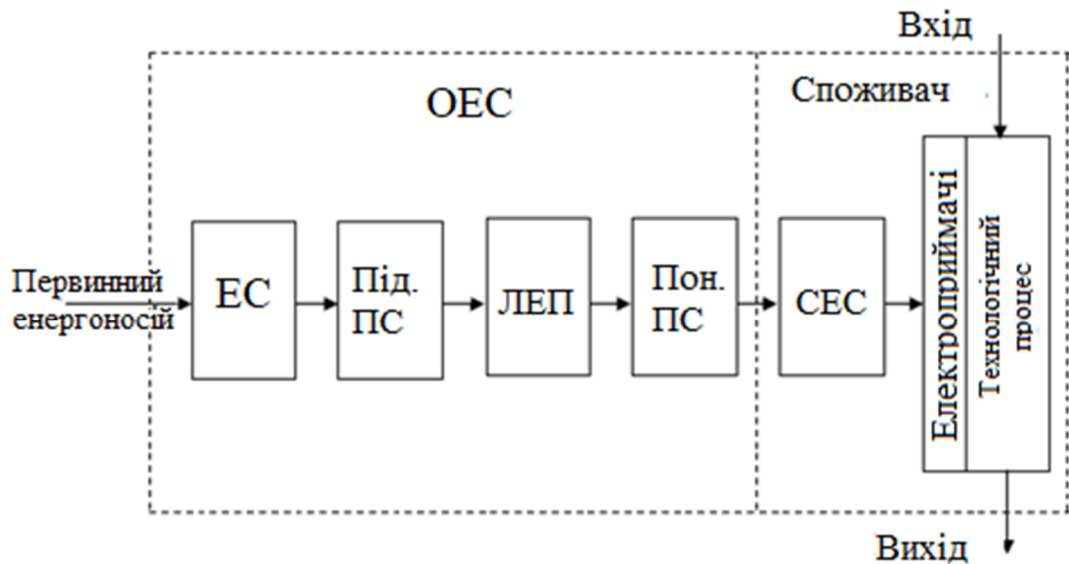


Рис. 1.2 – Структурна схема електроенергетики Об’єднаної енергетичної системи України

ЕС – електричні станції; Під. ПС – підвищувальні підстанції; ЛЕП – лінії електропередачі; Пон. ПС – понижуючі підстанції.

Таким чином, від електроенергетичної системи отримують електроенергію безліч систем електропостачання, що перетворюють її, що передають і розподіляють серед електроприймачів різноманітних структур електрифікованої життєдіяльності людини, таких як промислові підприємства, сільське господарство, житлово-комунальне господарство, транспорт, нафтогазовидобуток і т.д.

У такій структурі електроенергетики на електроенергетичну систему покладається завдання забезпечення потенційної здатності виробництва електроенергії тоді, коли цю умову створить споживач.

Отже, в розглянутих умовах систему електропостачання можна визначити, як сукупність електротехнічних пристроїв (трансформаторів, ліній електропередачі, електричних апаратів, збірних шин), призначених для

перетворення, передачі та розподілу електроенергії серед електроприймачів електрифікованої життєдіяльності людини.

1.3 Узагальнена структура системи електропостачання

Структури систем електропостачання мають деяку різноманітність, що визначається характером споживача та джерела електроенергії, а також ступенем віддаленості їх один від одного. Проте, можливо уявити якусь узагальнену структуру СЕП, показану на Рис.1.3.

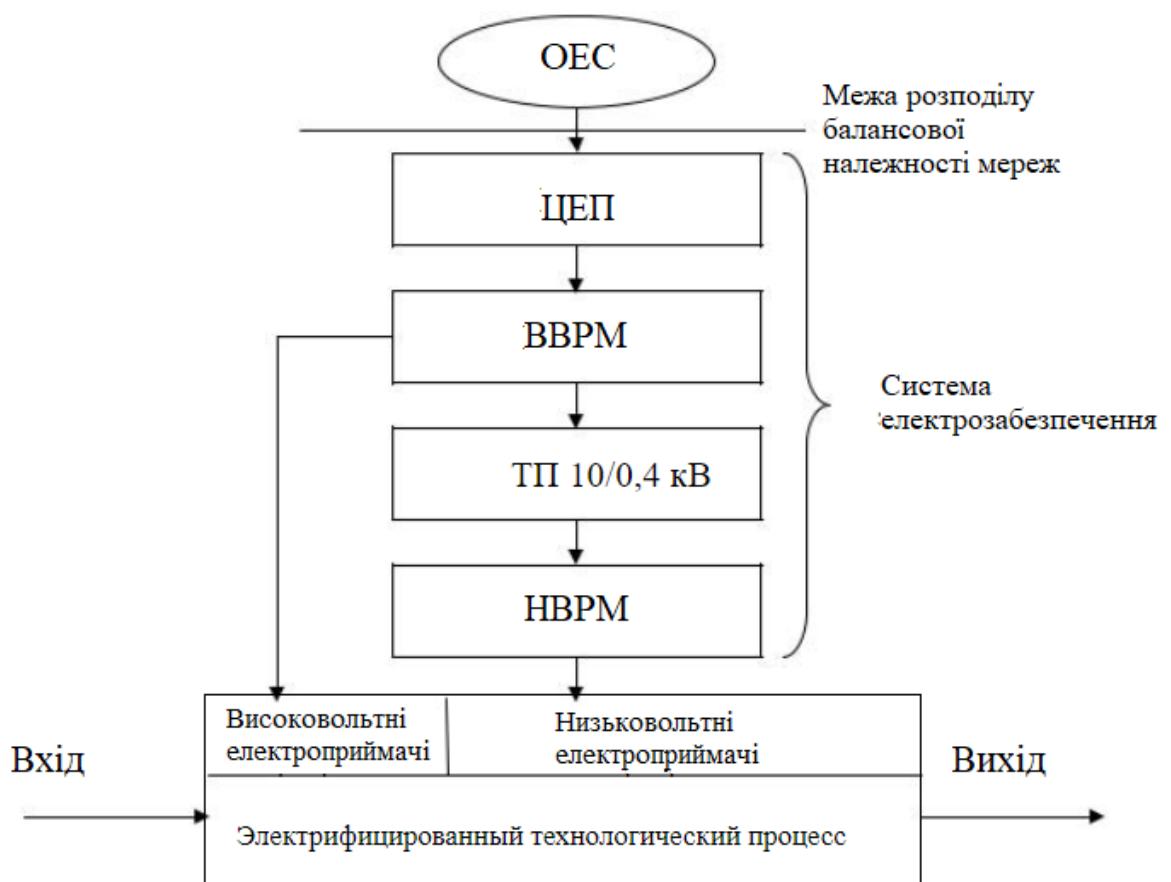


Рис. 1.3 – Узагальнена структура системи електропостачання

Центром електричного живлення (ЦЕП) може бути головна низька підстанція (ГНП), якщо електроенергія від ОЕС передається по напрузі 35, 110, 220 кВ, або центральний розподільний пункт (ЦРП), якщо електроенергія передається на напрузі 10 кВ. Головна низька підстанція виконує дві функції: перетворює електроенергію на напругу 10 кВ і розподіляє електроенергію

високовольтну розподільну мережу. Центральний розподільчий пункт виконує лише одну функцію – розподілення електроенергії.

Високовольтна розподільна мережа (ВВРМ) виконує функцію передачі та розподілу електроенергії від ЦЕП до підстанцій 10/0,4 кВ та високовольтних електроприймачів (ЕПв), якщо такі є у споживача.

Трансформаторні підстанції (ТП) 10/0,4 кВ перетворюють електроенергію, отриману від ВВРС, на напругу 0,4 кВ і розподіляють її на низьковольтну розподільчу мережу.

Низьковольтна розподільча мережа (НВРМ) виконує функцію передачі та розподілу електроенергії серед найбільшої кількості електроприймачів у споживача на напругу 380/220 В.

З електроенергетичної системи, як централізованого джерела живлення, система електропостачання споживача може отримувати електроенергію кількома варіантами. Це може бути лінія електропередачі 10, 35, 110 або 220 кВ, що приходить від трансформаторної підстанції районної енергосистеми (РТП), або відпаювання від проходить повз споживача повітряної лінії електропередачі 110, 220 кВ, що з'єднує між собою підстанції енергосистеми розподільного пристрою генераторної напруги електричної станції. При цьому в договорі між ОЕС, як енергопостачальною організацією та споживачем вказується точка електричної мережі, що розділяє власність – межа розділу балансової належності мереж (МРБНМ).

Іноді сукупність електротехнічних пристроїв, що належать до системи електропостачання споживача, називають системою внутрішнього електропостачання, а частина мережі енергосистеми, що забезпечує передачу електроенергії до центру електричного живлення від точки приєднання до ОЕС, – системою зовнішнього електропостачання.

При високій щільності навантаження електрифікованого технологічного процесу підприємства його електропостачання може бути реалізовано за

принципом глибокого введення, коли електроенергія з енергосистеми на напрузі 35 кВ і вище доводиться до підстанцій глибокого введення (ПГВ), завдання яких полягає у виключенні одного або декількох ступенів трансформації, чим істотно скорочуються втрати електроенергії.

Підстанції глибокого введення можуть виключити в системі електропостачання центр електричного живлення або можуть реалізовуватися спільно з ним.

У загальному випадку проектування та реконструкція систем електропостачання базується на таких принципах їх побудови:

1. Живлення від електроенергетичних систем, як централізованих джерел енергії, що забезпечує більш високу надійність електропостачання, кращу якість електроенергії та менші витрати порівняно з автономними системами електропостачання;
2. Електропостачання кількох споживачів (різної відомчої належності та різних форм власності), що призводить до формування так званих субабонентів та до появи додаткових меж розділу балансової приналежності електричних мереж;
3. Взаємне резервування елементів СЕП, що забезпечує підвищення надійності електропостачання;
4. Автоматичний захист усіх без винятку елементів СЕП, що забезпечує необхідний рівень безпеки та надійності електропостачання;
5. Застосування закритого та захищеного від випадкового або несанкціонованого доступу електроустаткування, що забезпечує підвищення безпеки та надійності електропостачання;
6. Повсюдне застосування комплектного електроустаткування (КРУ, КСВ, КТП, ШМА, ШРА тощо), що підвищує безпеку, надійність та економічність СЕП;
7. Централізація управління та його автоматизація, що призводять до вищої ефективності функціонування системи електропостачання.

1.4 Вимоги до систем електропостачання

Аналіз перерахованих особливостей СЕП дозволяє сформулювати такі основні вимоги до них[4]:

1. **Безпека.** Системи електропостачання та всі без винятку їх елементи (включаючи електроприймачі) повинні бути побудовані та виконані таким чином, щоб вони не створювали будь-якої небезпеки для життя та здоров'я людей (робітників у цехах промпідприємств, мешканців міст та сіл, працівників тваринницьких ферм та ін.).);
2. **Екологічність.** У різних режимах (нормальних, аварійних) та під час проведення різних робіт (будівельних, монтажних, ремонтно-відновлювальних) СЕП та їх обладнання не повинні викликати забруднення навколишнього середовища;
3. **Надійність.** Найбільш високі вимоги до надійності СЕП у промисловості. На деяких підприємствах є такі електроприймачі, раптова перерва електроживлення яких може призводити до виникнення небезпеки для життя та здоров'я людей, наприклад, до вибухів та пожеж. Тут вимоги до надійності є максимальними. На більшості підприємств вимоги до надійності є нижчими. Але у разі необхідний рівень надійності СЕП визначається необхідним рівнем надійності електроживлення електроприймачів. Відповідно до ПУЕ всі електроприймачі поділяються на три категорії. Кожна категорія формулює свої вимоги щодо надійності;
4. **Економічність.** Для заданого рівня безпеки, надійності та екологічності система електропостачання повинна мати мінімальні витрати на спорудження, монтаж та експлуатацію;
5. **Забезпечення електромагнітної сумісності (ЕМС).** Усі елементи системи електропостачання та електроприймачі електрифікованого технологічного процесу не повинні надавати один на одного заважаючих впливів, які могли б призвести до порушення їх функціонування або значного погіршення їх техніко-економічних показників. Наприклад, якість напруги на затискачах

електроприймачів значною мірою визначає ефективність процесу перетворення енергії в електроприймачах, тобто. ефективність роботи технологічних агрегатів загалом;

6. Можливість розвитку у часі. Наприклад, у цехах промислових підприємств у зв'язку з реконструкцією технологічного процесу можливе перестановлення технологічного обладнання, що не повинно викликати серйозних перебудов СЕП.

7. Зручність експлуатації та управління. Усі необхідні властивості СЕП (безпека, надійність, економічність та інших.) підтримуються у процесі експлуатації з допомогою управління у сенсі: ремонту, обслуговування, модернізації та інших. Системи електропостачання мають бути пристосовані щодо таких робіт;

8. Естетичність. При проектуванні та побудові систем електропостачання необхідно враховувати «вписування» елементів СЕП в архітектурний вигляд будівель та споруд.

1.5 Технічний стан розподільних мереж України

На сьогодні стан розподільних електричних мереж України характеризується наступними показниками [2]:

1. понад 6,6% ліній електропередачі напругою 35-110(150) кВ та 11,5% ліній електропередачі напругою 0,4 - 10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан і потребують значних щорічних зростаючих витрат на технічне обслуговування та ремонт;

2. близько 22,3% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни;

3. фактичні витрати електричної енергії в електричних мережах в середньому складають 12,1%, а в мережах окремих компаній сягають 18%;

4. внаслідок змін в структурі споживання електричної енергії, а саме: зростання навантажень в містах та зменшення їх в сільській місцевості – електричні мережі значних і найзначніших міст вимагають збільшення пропускної здатності та спорудження додаткових ПС 110 (150) кВ.

Витрати на ремонт електричних мереж з роками зменшилися і складають близько 60% від необхідних витрат, зазначених в Правилах технічної експлуатації електричних мереж.

Сьогодні єдиним механізмом управління розвитком електромереж є інвестиційні програми[5]. Обсяг фінансування інвестиційних програм у 2013 році становив 3,772 мільярдів гривень, у 2014 році - 2,023 мільярдів гривень, у 2015 році - 2,347 мільярдів гривень, , у 2016 році - 4,131 мільярд гривень, у 2017 році – 6,584 мільярдів гривень, у 2018 році – 6,435 мільярдів гривень, у 2019 році – 7,758 мільярдів гривень, у 2020 році – 8,631 мільярдів гривень, у 2021 році – 10,073 мільярдів гривень, у 2022 році – 11,487 мільярдів гривень.

Загальна кількісна характеристики існуючих електричних мереж 0,4 – 110 (150) кВ енергопостачальних компаній наведена в таблиці 1.1 [6].

Кількість	Напруга, кВ					Питома вага к загальній кількості, %
	110(150)	35	10(6)	0,4	Всього	
Лінії електропередачі						
Довжина ЛЕП, км	34823,5	55810,8	292123,6	413453,7	796211,6	100
ПЛ	34803,2	55380	253705,8	383550,6	727439,6	91,4
КЛ	20,3	430,8	38417,8	29903,1	68772,0	8,6
Питома вага у загальній кількості, %	11,4		88,6		100	
Підстанції						
Кількість ПС, од.	1312	3412	182243		186967	
Питома вага у загальній кількості, %	2,5		97,5		100	

Продовження таблиці 1.1

Сумарна потужність трансформаторів, МВА	48244	19615	37486	105345	
Питома вага у загальній кількості, %	64,4		35,6	100	

Таблиця 1.1 – Загальна кількісна характеристика існуючих електричних мереж 0,4 – 110(150) кВ

Згідно [6] стосовно співвідношення розвиненості мережі 0,4-110(150) кВ операторів системи розподілу, то довжина ліній 35-110(150) кВ в одноколовому обчисленні становить 11,4% від загальної довжини мереж 0,4 – 110(150) кВ, кількість підстанцій 35-110(150) кВ складає 2,5%, а їх трансформаторна потужність – 64,4% від сумарної потужності трансформаторів 0,4-110(150) кВ. Серед ліній електропередачі (далі – ЛЕП) 0,4-10(6) кВ кількість КЛ 0,4-10(6) кВ становить 10%.

На сьогодні понад 12% ліній електроживлення напругою 35-110 (150)кВ та 12% ліній електропередачі напругою 0,4-10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан, близько 25% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 16% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни [6].

1.6 Проблемні питання розподільних електричних мереж

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ є кінцевою ланкою в системі електропостачання споживачів. Вони знаходяться в безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і з місцевими та магістральними електричними мережами. Отже, стан та функціонування розподільних електромереж впливає на показники надійності, якості та ефективності об'єднаної енергетичної системи України [7].

Сьогодні українська енергомережа базується на застарілому проєкті середини ХХ століття. Це одна з головних причин, чому важко масштабувати мережеву інфраструктуру для задоволення зростаючих потреб в енергії. За прогнозами, протягом наступного десятиліття попит на електроенергію зросте на 19%, тоді як існуюча мережева інфраструктура здатна підвищити продуктивність лише на 6% [8-10]. З цих причин відключення споживачів і припинення електропостачання є проблемою більшості електромереж.

Традиційні системи електропостачання мають ряд суттєвих недоліків, до яких можна віднести [8, 11, 12]:

- підвищення цін на електроенергію;
- моральне та фізичне старіння активів;
- зниження надійності електропостачання;
- обмеженість приєднання нових споживачів електроенергії;
- низька якість електроенергії;
- високий рівень втрат електроенергії в мережах;
- непрозорість і непослідовність регуляторної політики;
- надмірне адміністративне втручання в діяльність ринку і його суб'єктів;
- економічно необґрунтовані тарифи на виробництво й передачу рівня життя населення, захист навколишнього середовища та його збереження для наступних поколінь.

Висновки до розділу 1

За результатами аналізу технічного стану об'єктів енергетики можна зробити висновок, що стан незадовільний. Ключовою проблемою в електроенергетиці є високий рівень зношеності електрообладнання для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, основи та методи регулювання діяльності галузі не відповідають вимогам сьогодення та не створюють необхідних стимулів для інвестування в оновлення обладнання та розвиток галузі.

2 КОМПЛЕКСНЕ ОБСТЕЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ КИЇВСЬКОЇ ОБЛАСТІ

2.1 Стан розподільних мереж Київської області

На сьогодні стан розподільних електричних мереж Київської області характеризується наступними показниками: понад 12% ліній електроживлення напругою 35-110(150) кВ та понад 16% ліній електроживлення напругою 0,4-10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан і потребують значних щорічних зростаючих витрат на технічне обслуговування та ремонт; близько 25% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 17% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни; фактичні витрати електричної енергії в електричних мережах Київської області в середньому складають 12,1%. Стосовно співвідношення розвиненості мережі 0,4-110(150) кВ, то довжина ліній 35-110(150) кВ в одноколовому обчисленні становить 11,4% від загальної довжини мереж 0,4 – 110(150)кВ, кількість підстанцій 35-110(150)кВ складає 2,5%, а їх трансформаторна потужність – 64,4% від сумарної потужності трансформаторів 0,4-110(150) кВ. Серед ЛЕП 0,4-10(6) кВ, кількість КЛ 0,4-10(6) кВ становить 9,7%.

Ключові складові комплексного обстеження ліній електропередачі та їх виявлення:

1. Втрати електричної енергії в лініях електропередачі.
2. Комплексно якісна оцінка ліній електропередачі.
3. Конструктивна належність та стан фундаментальних складових ліній електропередачі.

2.2 Втрати електричної енергії в лініях електропередачі

Втрата напруги в лініях електропередачі[13] – різниця між потужністю, яку отримує мережа, та потужністю, що виділяється з мережі споживачам.

Насправді втрати можуть виникати як в елементах мережі, так і в самому обладнанні, тобто під час його роботи, помилки в приладах обліку електроенергії, крадіжки електроенергії. Тому ми розуміємо, що втрата є як фізичною, так і технічною. Фізичним втратами є крадіжка електроенергії, шляхом безпосереднього незаконного підключення до лічильника або до мережі, а також встановлення на приладах обліку магнітів.

Технічні збитки включають більше факторів, що впливають на збитки. Це втрата елемента, втрати для власних потреб підстанції.

Система обліку електричної енергії[14] складається з вимірювальних трансформаторів струму та напруги та засобів обліку електричної енергії. Негативні похибки в вимірювальних приладах, що призводять до зниження електроенергії, є об'єктивними і підтвердженими фізично законними властивостями, оскільки ці прилади можуть бути не ідеальними. Крім того, похибки обладнання фізично не змінюють кількість енергії, а лише неточно відображають її, але є елементами технологічного процесу. Тому зменшення обліку електроенергії через помилки в обладнанні системи обліку також є технічними втратами.

2.3 Складові втрат електричної енергії в лініях електропередачі

Фізична втрата характеризується:

Енерготехнічні втрати, зумовлені фізичними процесами, що відбуваються під час передачі електроенергії мережею, проявляються у вигляді перетворення частини електричної енергії в теплову енергію в елементах мережі. Технічні втрати можна теоретично виміряти, якщо на об'єкті буде встановлено належне обладнання для реєстрації подачі та виробництва електроенергії. На практиці оцінити їх фактичні значення з прийнятною точністю за допомогою засобів вимірювання неможливо. Для окремих елементів це можна пояснити відносно невеликими значеннями втрат в порівнянні з похибкою приладу обліку. Наприклад, вимірювання втрат в

лінії, де фактичні втрати енергії становлять 2%, за допомогою приладу з похибкою $\pm 0,5\%$ може призвести до результату від 1,5 до 2,5%. Для об'єктів з великою кількістю точок входу та виходу електроенергії (мережі) недоцільно (особливо для визначення втрат електроенергії) встановлювати спеціальне обладнання у всіх точках і знімати з них показання одночасно. У всіх цих точках лічильники встановлені, але ми не можемо сказати, що різниця в їх показаннях є справжньою величиною технічних втрат. Це пов'язано з тим, що так багато пристроїв розосереджена територіально, що неможливо забезпечити повний контроль над правильністю їх зчитування, і ніхто інший не має на них впливу. Різниця між показаннями цих приладів - це фактичні втрати, з яких слід вибирати необхідні компоненти. Тому можна сказати, що виміряти технічні втрати реальних об'єктів мережі неможливо. Їх значення можна отримати тільки шляхом розрахунку за відомими законами електротехніки;

Для забезпечення нормальної роботи підстанції, комфорту всього обладнання та обслуговуючого персоналу втрачається попит і на саму підстанцію. Обчисліть ці втрати за допомогою вимірювача приводу.

Слід зазначити, що втрати пов'язані з самою похибкою вимірювання. Втрати розраховуються виходячи з вимірюваних характеристик режиму роботи пристрою. Зазначені вище втрати враховуються на стадії розрахунку. А саме – це втрати для власних потреб електростанції та електроенергії, що виділяється з мережі.

Крадіжка електроенергії - це збиток для бізнесу. Серед збитків також неправильні показання лічильників та неповна оплата рахунків за електроенергію. Немає формули чи математики для втрати бізнесу. Тому цей розрахунок виконується для визначення різниці між поточними втратами та сумою перших трьох компонентів.

У загальному вигляді суму цих трьох складових можна назвати поняттям «технічний збиток». Оскільки вони визначаються технічним процесом

передачі електроенергії по мережі. Що стосується бізнесу, то це збитки людської діяльності, серед яких: помилкова передача показань лічильників, несвоєчасна оплата рахунків за електроенергію, часткова або неповна оплата, встановлення магнітів тощо. Згідно [15] на рисунку 2.1 графічно приведена структура втрат електроенергії. Кожен із критерій має своє обґрунтування.

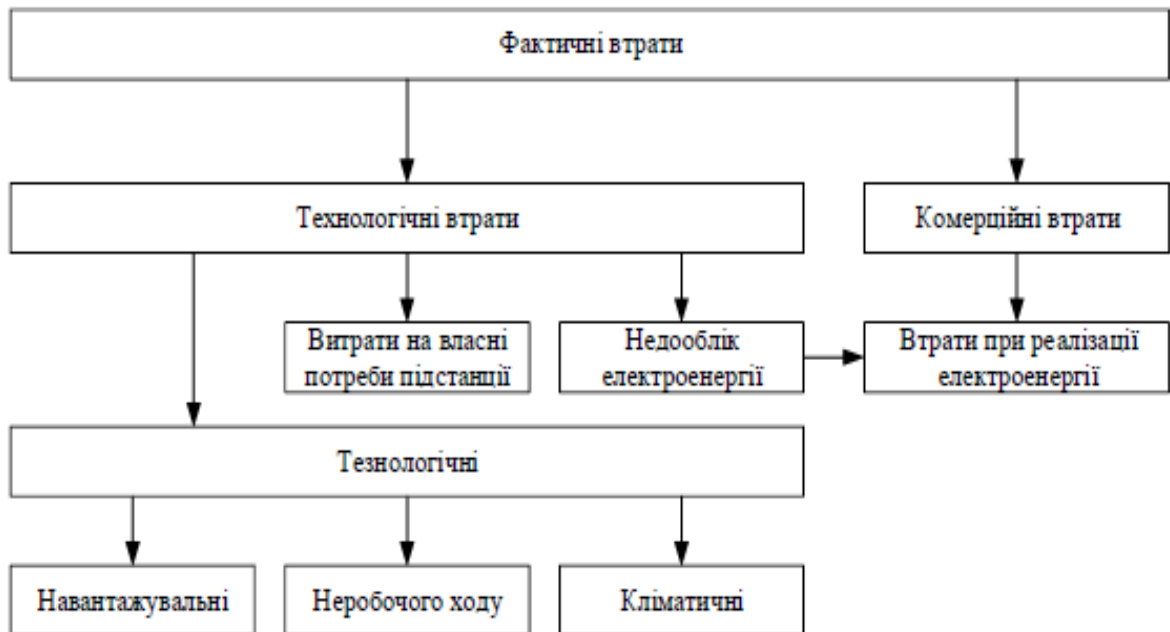


Рис. 2.1 – Структура фізичних втрат електричної енергії [15]

Навантажувальні втрати включають в себе втрати:

1. в кабельних лініях;
2. в силових трансформаторах і автотрансформаторах;
3. в струмообмежуючих реакторах;
4. в загороджувачі високочастотного зв'язку;
5. в трансформаторах струму;
6. в сполучних кабелях і шинах розподільних пристроїв підстанцій.

Втрати холостого ходу включають в себе постійні (не залежать від навантаження) втрати:

1. в силових трансформаторах (автотрансформаторах);

2. в компенсуючих пристроях (синхронних і тиристорних компенсаторах, батареях конденсаторів і шунтуючих реакторах);
3. в обладнанні системи обліку електроенергії (трансформаторах струму, трансформаторах напруги, лічильниках і сполучних кабелях);
4. в вентильних розрядниках і обмежувачах перенапруги; пристроях приєднання високочастотного зв'язку;
5. в ізоляції кабелів.

Втрати, зумовлені погодними умовами (кліматичні втрати) включають в себе три складові:

1. втрати на корону в повітряних лініях електропередачі 110 кВ і вище;
2. втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній;
3. витрата електроенергії на плавку ожеледі.

Витрати електроенергії на власні потреби підстанцій обумовлений режимами роботи різних типів електроприймачів. Ці витрати можна розбити на шість складових:

1. обігрів приміщень;
2. вентиляція і освітлення приміщень;
3. система управління підстанцією і допоміжні пристрої синхронних компенсаторів;
4. охолодження і обігрів обладнання;
5. робота компресорів повітряних вимикачів та пневматичних приводів масляних вимикачів;
6. поточний ремонт обладнання, пристрої регулювання напруги під навантаженням, дистилятори, вентиляція закритого розподільчого пристрою, обігрів і освітлення перепускного пункту.

Це не виключає, що розрахунок енергоспоживання самого обладнання є невірним. Це прилади, трансформатори струму і напруги або вимірювальні

трансформатори. В таблиці 2.1 представлено структуру втрат електроенергії в міських розподільних електричних мережах 6 – 10 кВ у відсотках.

Таблиця 2.1 – Структура втрат електричної енергії[15] в розподільній мережі напругою 6-10 кВ

Втрати на навантаження в лініях електропередачі, %	55%
Втрати на навантаження в трансформаторних підстанціях, %	15%
Втрати неробочого ходу в трансформаторних підстанціях, %	30%
Всього, %	100%

Проаналізувавши таке співвідношення втрат можемо сказати що на втрати в мережі впливає:

1. активна складова опору в лініях електропередачі більше ніж в трансформаторах;
2. високе завантаженням обладнання в самій мережі.

2.4 Заходи щодо зниження втрат електричної енергії

Заходи задля зниження втрат електричної енергії[15] - це практичні дії для справжнього зменшення втрат. За характеристиками досягнутого ефекту заходи зі зменшення втрат можна розділити на такі чотири категорії:

1. Заходи щодо покращення роботи мережі;
2. Впроваджені заходи з реконструкції мережі для зменшення втрат;
3. Заходи щодо вдосконалення системи обліку плати за електроенергію;

До заходів щодо покращення режимів електричної мережі відносяться:

1. Впровадити режим оптимізації напруги та реактивної потужності для закритих мереж 110 кВ і вище;
2. Монтаж та пусконаладжувальні роботи АРТ напруги відводного трансформатора та АРЕ реактивної потужності його джерела;

3. На підстанції встановлюється пристрій телеметрії параметрів мережевого режиму та пристрій АСКОЕ;
 4. Переведення невикористаних генераторів електростанції в режим синхронного компенсатора при недостатній реактивній потужності у вузлах мережі;
 5. Перемикання в схемі мережі для забезпечення зменшення втрат потужності за рахунок перерозподілу трафіку по лінії, в тому числі оптимізація холостого ходу за рахунок різної номінальної напруги ланцюгів;
 6. Здійснення регулювання напруги в центрах живлення радіальних мереж 6-110 кВ для забезпечення мінімальних втрат електроенергії в мережі при відхиленнях напруги, допущених споживачами електроенергії;
 7. Відключити лінії 10-35 кВ для двонаправленого електропостачання в місці, де забезпечено живлення споживачів і загальні втрати мінімальні;
- Електропостачання в мережах 10-35 кВ і вище та забезпечення необхідної надійності електропостачання.

До заходів з реконструкції електричної мережі відносяться:

1. Розбиття підстанцій, проектування додаткових ЛЕП і ТП для розвантаження завантажених ділянок розподільної мережі, заміна недовантажених трансформаторів на підстанціях (включаючи їх перенесення на інші ПС), введення додаткових розподільних пристроїв для забезпечення перемикання частин мережі на мережу. Можливість надходить з інших підстанцій;
2. Організація мережі підстанцій впроваджує компенсаційні пристрої;
3. Впровадити технічні засоби регулювання потужності по ЛЕП (трансформатори вертикального та горизонтального регулювання та додаткові трансформатори напруги).

Заходи щодо вдосконалення системи обліку електроенергії включають:

1. Замінити вимірювальний трансформатор на трансформатор, рівень точності та номінальні параметри якого відповідають фактичному навантаженню;
2. Замінити існуючий прилад обліку електроенергії на новий з покращеними характеристиками;
3. Встановити прилад технічного обліку електроенергії на відхідну лінію підстанції.

2.5 Комплексна якісна оцінка технічного стану повітряної лінії 10 кВ Київської області

Згідно з [16] на даний час вибір заходів щодо обслуговування електричних мереж здійснюється на основі якісної оцінки технічного стану об'єктів (ДСТУ 3429, «Правила улаштування електроустановок», «Методические указания по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей»). Для визначення технічного стану об'єкта використовуються такі якісні критерії оцінки:

1. добрий технічний стан;
2. підлягає капітальному ремонту;
3. підлягає реконструкції;
4. підлягає повній заміні.

На даний час основними при виборі показників для оцінки технічного стану об'єкта є наступні критерії експлуатаційної роботи, що проводиться об'єктом:

1. Об'єкти в технічно справному стані, в яких не виявлено дефектів або виявлені дефекти усунені шляхом виконання робіт, пов'язаних зі строком технічного обслуговування;
2. Базовому відновленню (у задовільному стані) амортизації підлягає об'єкт, якщо обсяг робіт з усунення виявлених недоліків входить у строк

базового відновлення і спрямований на збереження (відновлення) попередніх техніко-економічних характеристик об'єкта протягом обсяг обслуговування інфраструктури.

Об'єкт підлягає реконструкції (знаходиться в незадовільному стані) при:

1. Перевищення обсягів робіт задля ліквідування виявлених дефектів номенклатури обсягів робіт капітального ремонту, визначеної згідно з «Методическими указаниями по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-20 кВ трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов 6-20 кВ», що провадяться за рахунок амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт;
2. При виконанні різних видів робіт необхідно суттєво поліпшити основні техніко-економічні характеристики об'єкта, а якщо подальші маніпуляції з об'єктом технічно або економічно неможливі (недоцільні), то об'єкт підлягає повній заміні (в непридатний стан), оскільки потребує заміни основне обладнання, стан якого не відповідає вимогам нормативно-технічної документації, або заміни непридатних елементів конструкції. Трансформація ліній електропередач включає збільшення пропускної спроможності ліній електропередачі за допомогою збільшення поперечного перерізу провідників, додавання вторинних ланцюгів або переходу на кілька ланцюгів більш високого класу напруги, підвищення її механічної міцності (за рахунок установлення додаткових опор задля зменшення довжини прольотів тощо), а також оснащення лінії пристроями автоматики, телемеханіки і дистанційних визначень до місць пошкодження.

Реконструкція трансформаторної підстанції – включає модернізацію або заміну основного обладнання на обладнання більшої потужності або вищої номінальної напруги, зміни схем підстанції, розширення та роботи з оснащення підстанцій автоматикою та дистанційним механічним обладнанням Розглянемо наступні основні елементи підстанцій 6-20 кВ.

технічний стан підстанції: опори, ізолятори та провідники, для визначення комплексної якісної оцінки технічного стану підстанції 6-20кВ.

Технічний стан опор однієї ПЛ напругою 6-20 кВ установлюється на підставі коефіцієнта дефектності опор КДО даної ПЛ [16]:

$$КДО = (0,87ОДД + ОДЗ) / (0,87ОУД + ОУЗ) \cdot 100 \quad (2.1)$$

- де 0,87 коефіцієнт приведення обсягу енергодеревини до обсягу залізобетону;
- ОДД обсяг дефектної енергодеревини опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, $м^3$;
- ОДЗ обсяг дефектного З/Б опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, $м^3$;
- ОУД обсяг установленної енергодеревини опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, $м^3$;
- ОУЗ обсяг установленного З/Б опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, $м^3$.

Обсяги дефектних дерев'яних і залізобетонних опор ПЛ напругою 6-20 кВ визначаються виходячи з кількості дефектних елементів, зареєстрованих на даній ПЛ напругою 6-20 кВ за станом на 31 грудня звітного року:

$$\begin{aligned} ОДД &= \sum_i^l n_{Di}^D \cdot V_{Di}; \\ ОДЗ &= \sum_j^m n_{3j}^D \cdot V_{3j}, \end{aligned} \quad (2.2)$$

- де n_{Di}^D , n_{3j}^D - відповідно кількість дефектних дерев'яних (і) і залізобетонних (j) елементів опор ПЛ напругою 6-20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудню звітного року, шт;
- l і m – кількість дерев'яних (і) і залізобетонних (j) елементів у опорах ПЛ напругою 6-20 кВ;
- V_{Di}^D , V_{3j}^D - розрахунковий обсяг одного елемента опор напругою ПЛ 6-20 кВ, m^3 .

Розрахуємо обсяг дерев'яних і залізобетонних опор ліній електропередачі:

$$V_{Di}^D = \pi \cdot r^2 \cdot h = 3,14 \cdot 0,1^2 \cdot 13 = 0,4082 \text{ м}^3 \quad (2.3)$$

- r – радіус дерев'яної опори, $r = 0,1$ м.
- h – довжина дерев'яної опори, $h = 13$ м.

$$V_{3j}^D = a \cdot b \cdot h = 0,2 \cdot 0,17 \cdot 11 = 0,374 \text{ м}^3 \quad (2.4)$$

- a – довжина залізобетонної опори, $r = 0,2$ м.
- b – ширина залізобетонної опори, $b = 0,17$ м.
- h – довжина залізобетонної опори, $h = 11$ м.

Обсяги встановленої енергодеревини і встановленого З/Б опор напругою ПЛ 6-20 кВ визначаються на підставі кількості встановлених елементів на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року:

$$\begin{aligned} OUD &= \sum_i^l n_{Di}^y \cdot V_{Di}; \\ OUZ &= \sum_j^m n_{3j}^y \cdot V_{3j}, \end{aligned} \quad (2.5)$$

– де n_{Di}^D , n_{3j}^D - відповідно кількість дефектних дерев'яних (і) і залізобетонних елементів опор ПЛ напругою 6-20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудню звітного року, шт.

Технічний стан ізоляторів однієї ПЛ напругою 6-20 кВ встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності ізоляторів (КДІ) даної ПЛ:

$$КДІ = \frac{n_1^D}{n_1^Y} \cdot 100, \quad (2.6)$$

– де n_1^D - кількість дефектних ізоляторів ПЛ напругою 6-20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт. Перелік дефектів ізоляторів, за наявності яких ізолятор вважається дефектним;

– n_1^Y - кількість установлених ізоляторів ПЛ напругою 6-20 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт.

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

$$КДП = \frac{L_{II}^D}{L_{II}^Y} \cdot 100, \quad (2.7)$$

– де L_{II}^D - довжина дефектних проводів ПЛ напругою 6-20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км;

– L_{II}^y - довжина встановлених проводів ПЛ напругою 6-20 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км.

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

$$КДВ = 0,48КДО + 0,07КДИ + 0,45КДП, \quad (2.8)$$

– де 0,48; 0,07; 0,45 вагові коефіцієнти, що відбивають відповідно вплив технічного стану опор, ізоляторів і проводів на вартість ремонтних робіт із заміни всіх дефектних елементів ПЛ напругою 6-20 кВ справними елементами.

На підставі значення коефіцієнта дефектності даної ПЛ визначається комплексна якісна оцінка її технічного стану згідно з даними таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – 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		0
Менше 25	Задовільний	КР		0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція		0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна		0,6

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

$$K_{ДСВ} = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \cdot 100, \quad (2.9)$$

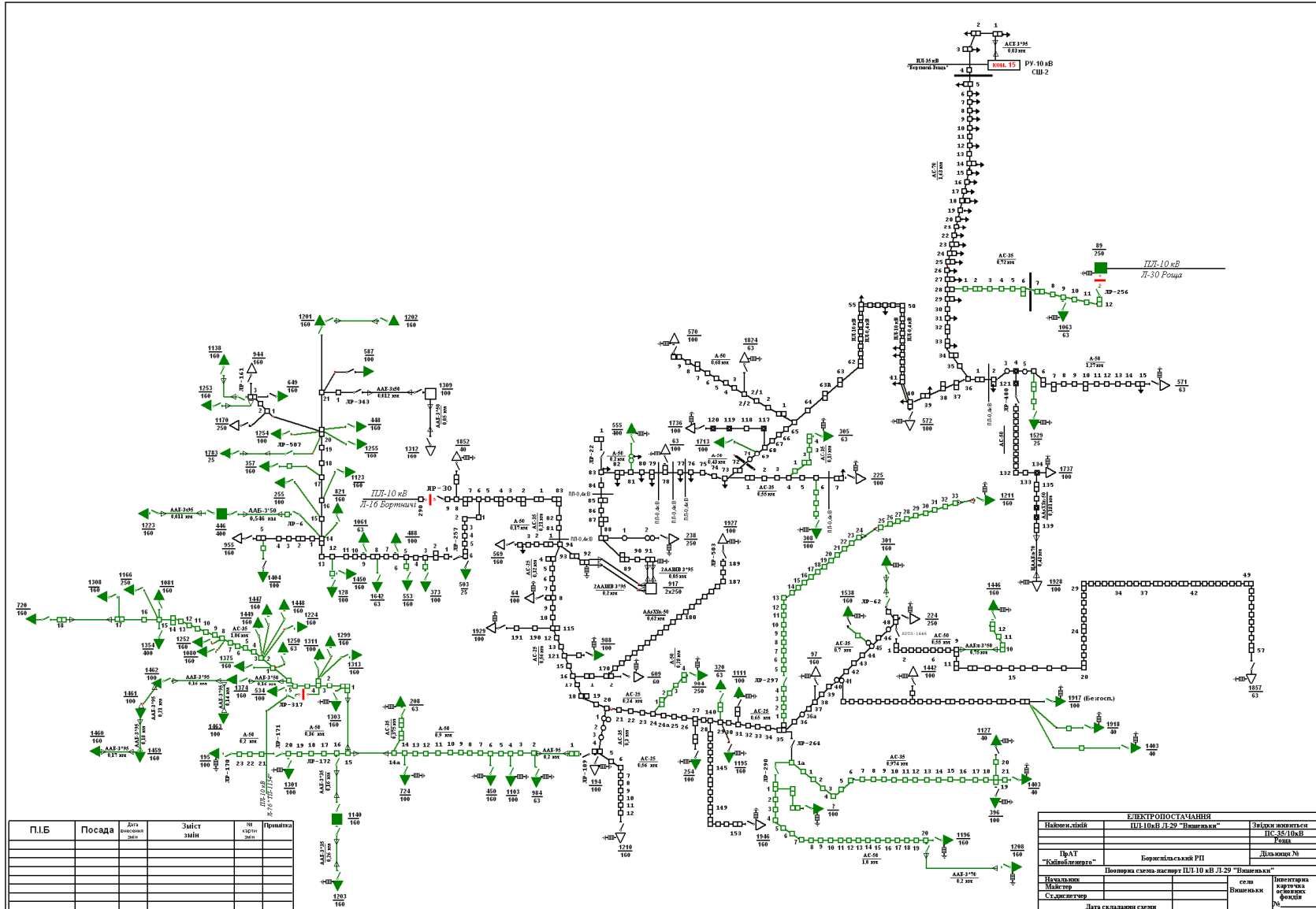
- де $L_1 + L_2 + L_3 + L_4$ сумарна довжина ПЛ напругою 6-20 кВ, що знаходяться відповідно в доброму, задовільному, незадовільному і непридатному технічному стані, км;
- 0; 0,1; 0,3; 0,6 вагові коефіцієнти комплексної оцінки технічного стану ПЛ напругою 6-20 кВ.

2.5.1 Комплексна якісна оцінка ПЛ-10 кВ Л-29 «Вишеньки»

Повітряна лінія Л-29 «Вишеньки» напругою 10 кВ. Лінія живиться від підстанції 35/10 кВ «Роца». Довжина лінії без відгалужень приблизно дорівнює 10,3 км. Поопрну схему та розрахунок втрат повітряної лінії наведено нижче Рисунок 2.2 та Таблиці 2.5. Основні відомості для комплексної оцінки заведемо до таблиці 2.4:

Таблиця 2.4 – Основні відомості для комплексної оцінки ПЛ-10 кВ Л-29 «Вишеньки»

Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ								
Назва ПЛ: ПЛ-10 кВ Л-29 "Вишеньки" ПС 35/10 "Роца"								
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						



П.І.Б.	Посада	Дата виконання	Зміст зміни	№ черт. змін	Примітка

ЕЛЕКТРОПОСТАЦІАННЯ		
Найменування	ПЛ-10 кВ Л-29 «Вишеньки»	Звідки живиться ПС-35/10 кВ
Вид	Борщівський РП	Комуна
Власник	Повторна система напруги ПЛ-10 кВ Л-29 «Вишеньки»	Державний №
Масштаб		
Стандарт		
Дата складання схеми		

Рис. 2.2 – Поопорна схема ПЛ-10 кВ Л-29 «Вишеньки» ПС 35/10 кВ

Результати розрахунків																
Нормальний режим живлення ПЛ10кВ Л-29 Вишеньки ПС Роца														I _{макс} = 244,88		А
початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	cosφ	Встановлен а п-ть, кВА	Встановлен а п-сть, А	Сумарна потужнісі в кВА	Акт.пот. Pі, кВт	Реакт.пот. Qі, кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.опір.г, Ом/км	Індукт.опір.х, Ом/км	Марка пров.каб.	Довжина Лі,км	Втрати по ділянкам Δuі,%	Втрати в мер Δuі,%
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	28	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
28	36	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
36	38	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
38	40	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
40	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	66	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
66	68	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
68	69	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
69	73	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
73	75	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
75	78	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
78	81	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
81	88	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
88	91	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
91	ПП-917	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
ПП-917	92	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
92	94	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	11,30
94	8	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	11,94
8	115	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	12,36
115	121	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
121	16	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
16	20	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
20	24	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
24	27	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
27	140	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
140	29	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
29	31	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
31	35	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
35	37	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
37	40	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
40	45	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
45	48	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
48	9	0,2806	0,92	160	12,9	323	57,6	24,6	3,6	210,0	0,60	0,32	АС-50	0,550	0,02	14,05
9	30	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
30	ПП-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
Сума														10,30		14,08

Таблиця 2.5 – Прорахунок втрат ПЛ-10 кВ Л-29 «Вишеньки» ПС 35/10 кВ «Роца»

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

$$KDO = (0,87OДД + OДЗ) / (0,87OУД + OУЗ) \cdot 100 \quad (2.10)$$

Обсяги дефектної енергодеревини і дефектного З/Б опор ПЛ напругою 6-20 кВ визначаються виходячи з кількості дефектних елементів, зареєстрованих на даній ПЛ напругою 6-20 кВ за станом на 31 грудня звітного року:

$$OДД = \sum_i^l n_{Di}^D \cdot V_{Di} = 5 \cdot 0,4082 = 2,04; \quad (2.11)$$

$$OДЗ = \sum_j^m n_{3j}^D \cdot V_{3i} = 52 \cdot 0,374 = 19,45. \quad (2.12)$$

Обсяги встановленої енергодеревини і встановленого З/Б опор напругою ПЛ 6-20 кВ визначаються на підставі кількості встановлених елементів на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року:

$$OУД = \sum_i^l n_{Di}^Y \cdot V_{Di} = 5 \cdot 0,4082 = 2,04; \quad (2.13)$$

$$OУЗ = \sum_j^m n_{3j}^Y \cdot V_{3i} = 194 \cdot 0,374 = 72,56. \quad (2.14)$$

Технічний стан ізоляторів однієї ПЛ напругою 6-20 кВ установлюється на підставі коефіцієнта дефектності ізоляторів (КДІ) даної ПЛ:

$$K_{ДІ} = \frac{n_1^Д}{n_1^У} \cdot 100 = \frac{168}{600} \cdot 100 = 28. \quad (2.15)$$

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

$$K_{ДП} = \frac{L_{П}^Д}{L_{П}^У} \cdot 100 = \frac{8,35}{10,3} \cdot 100 = 81,07. \quad (2.16)$$

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

$$\begin{aligned} K_{ДО} &= (0,87O_{ДД} + O_{ДЗ}) / (0,87O_{УД} + O_{УЗ}) \cdot 100 = \\ &= \frac{(0,87 \cdot 2,04 + 19,45)}{(0,87 \cdot 2,04 + 72,56)} \cdot 100 = 28,55. \end{aligned} \quad (2.17)$$

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

$$\begin{aligned} K_{ДВ} &= 0,48K_{ДО} + 0,07K_{ДІ} + 0,45K_{ДП} \\ &= 0,48 \cdot 28,55 + 0,07 \cdot 28 + 0,45 \cdot 81,07 = 52,15. \end{aligned} \quad (2.18)$$

На підставі значення коефіцієнта дефектності даної ПЛ визначається комплексна якісна оцінка її технічного стану згідно з даними таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – 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 устанавлюється на підставі комплексних якісних оцінок кожної з вхідних у дану сукупність ПЛ:

$$K_{ДСВ} = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \cdot 100, \quad (2.19)$$

Стан повітряної лінії напругою 10 кВ Л-29 «Вишеньки» наведено в таблиці 2.7:

Таблиця 2.7 – Стан проводів ПЛ-10 кВ Л-29 «Вишеньки»

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

$$K_{ДСВ} = \frac{0 \cdot 0 + 0,1 \cdot 1,91 + 0,3 \cdot 5,73 + 0,6 \cdot 2,65}{0 + 1,91 + 5,73 + 2,65} \cdot 100 = 34,01. \quad (2.20)$$

Висновок: Повітряна лінія напругою 10 кВ Л-29 «Вишеньки» має незадовільний стан за результатами комплексної оцінки лінії та потребує реконструкцію. З розрахунку втрат видно, що втрати перевищують норму,

згідно ПУЕ «Правил улаштування електроустановок». У незадовільному стані знаходяться основні складові лінії електропередачі та їх потрібно замінити.

2.5.2 Комплексна якісна оцінка ПЛ-10 кВ Л-40 «Інкубаторна»

Повітряна лінія Л-40 напругою 10 кВ. Лінія живиться від підстанції 35/10 кВ «Інкубаторна». Довжина лінії без відгалужень приблизно дорівнює 10,23 км. Поопрну схему та розрахунок втрат повітряної лінії наведено нижче Рис. 2.3 та Таблиці 2.9. Основні відомості для комплексної оцінки заведемо до таблиці 2.8:

Таблиця 2.8 – Основні відомості для комплексної оцінки ПЛ-10 кВ Л-40 «Інкубаторна»

Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ								
Назва ПЛ: ПЛ-10 кВ Л-40 ПС 35/10 "Інкубаторна"								
Опори ЛЕП, шт			Ізолятори, шт			ПЛ 10 кВ, км		
	Всього	Дефектні		Всього	Дефектні		Всього	Дефектні
Дерев'яні опори	0	0	Ізолятори	186	39	ПЛ 10 кВ	10,23	0
З/б опори	135	13						

Таблиця 2.9 – Прорахунок втрат ПЛ-10 кВ Л-40 ПС 35/10 кВ «Інкубаторна»

Результати розрахунків															
Нормальний режим живлення ПЛ10кВ Л-40 до ТП-186 ПС Інкубаторна													I _{макс} = 27		А
Розрахунок падіння напруги в лінії в нормальному режимі															
початок ділянки	кінець ділянки	Коеф.зав. ант.	cosφ	Встановлена пот., кВА	Встановлена пот., А	Сумарна потужність в кВА	Актив.пот. P _i ,кВт	Реакт.пот. Q _i ,кВар	Струм, А	Актив.опір.г, Ом/км	Індукт.опір.х, Ом/км	Марка пров.,каб.	Довжина L _i ,км	Втрати по ділянкам Δu _i ,%	Втрати в мер Δu _i ,%
ПС	14	0,1407	0,92	610	191,9	3320	430,2	183,3	27,0	0,32	0,32	А-95	1,20	0,23	0,23
14	29	0,1407	0,92	0	156,6	2710	351,2	149,6	22,0	0,31	0,30	А-95	1,20	0,18	0,42
29	42	0,1407	0,92	250	156,6	2710	351,2	149,6	22,0	0,31	0,30	А-95	0,90	0,14	0,56
42	56	0,1407	0,92	630	142,2	2460	318,8	135,8	20,0	0,31	0,30	А-95	1,00	0,14	0,70
56	89	0,1407	0,92	400	105,8	1830	237,2	101,0	14,9	0,31	0,30	А-95	2,45	0,25	0,95
89	93	0,1407	0,92	250	82,7	1430	185,3	78,9	11,6	0,31	0,30	А-95	0,28	0,02	0,97
93	108	0,1407	0,92	160	68,2	1180	152,9	65,1	9,6	0,31	0,30	А-95	1,00	0,07	1,04
108	125	0,1407	0,92	0	59,0	1020	132,2	56,3	8,3	0,31	0,30	А-95	1,19	0,07	1,11
125	128	0,1407	0,92	320	59,0	1020	132,2	56,3	8,3	0,31	0,30	А-95	0,20	0,01	1,12
128	133	0,1407	0,92	100	40,5	700	90,7	38,6	5,7	0,31	0,30	А-95	0,40	0,02	1,14
133	134	0,1407	0,92	100	34,7	600	77,8	33,1	4,9	0,31	0,30	А-95	0,08	0,00	1,14
134	1	0,1407	0,92	0	28,9	500	64,8	27,6	4,1	0,31	0,30	А-95	0,08	0,00	1,14
1	ТП-297	0,1407	0,92	500	28,9	500	64,8	27,6	4,1	0,31	0,08	ААБл-95	0,25	0,01	1,15
Сума				3320									10,23		1,15

Прорахунок результатів комплексного аналізу технічного стану ПЛ-10 кВ аналогічний для даного прорахунку. Результати зведемо до Таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Результати комплексного аналізу

Результати	
Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ	
Назва ПЛ: ПЛ-10 кВ Л-40 ПС 35/10 "Інкубаторна"	
Обсяг дефектних дерев'яних опор, ОДД	0,00
Обсяг дефектних З/Б опор, ОДЗ	4,86
Загальний обсяг дерев'яних опор, ОУД	0,00
Загальний обсяг З/Б опор, ОУЗ	50,49
Кількість дефектних опор, КДО	9,63
Кількість дефектних ізоляторів, КДІ	20,97
Кількість дефектних проводів, КДП	0,00
Комплексна якісна оцінка дефективності, КДВ	6,089964158
Комплексна якісна оцінка тех. стану ПЛ-10 кВ, КДВС	0

Висновок: Повітряна лінія напругою 10 кВ Л-40 ПС 35/10 «Інкубаторна» має задовільний стан за результатами комплексної оцінки лінії та не потребує реконструкцію. З розрахунку втрат видно, що втрати не перевищують норму, згідно ПУЕ «Правил улаштування електроустановок».

2.5.3 Комплексна якісна оцінка ПЛ-10 кВ Л-7 «Рогозів»

Повітряна лінія Л-7 «Рогозів» напругою 10 кВ. Лінія живиться від підстанції 110/35/10 кВ «Бориспіль». Довжина лінії без відгалужень приблизно дорівнює 8,25 км. Поопрну схему та розрахунок втрат повітряної лінії наведено нижче Рис. 2.4 та Таблиці 2.12. Основні відомості для комплексної оцінки заведемо до таблиці 2.11:

Таблиця 2.11 – Основні відомості для комплексної оцінки ПЛ-10 кВ Л-7 «Рогозів»

Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ								
Назва ПЛ: ПЛ-10 кВ Л-7 "Рогозів" ПС 110/35/10 "Бориспіль"								
Опори ЛЕП, шт			Ізолятори, шт			ПЛ 10 кВ, км		
	Всього	Дефектні		Всього	Дефектні		Всього	Дефектні
Дерев'яні опори	0	0	Ізолятори	393	63	ПЛ 10 кВ	8,25	0
З/б опори	135	21						

Прорахунок результатів комплексного аналізу технічного стану ПЛ-10 кВ аналогічний для даного прорахунку. Результати зведемо до Таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Результати комплексного аналізу

Результати	
Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ	
Назва ПЛ: ПЛ-10 кВ Л-7 "Рогозів" ПС 110/35/10 "Бориспіль"	
Обсяг дефектних дерев'яних опор, ОДД	0,00
Обсяг дефектних З/Б опор, ОДЗ	7,85
Загальний обсяг дерев'яних опор, ОУД	0,00
Загальний обсяг З/Б опор, ОУЗ	50,49
Кількість дефектних опор, КДО	15,56
Кількість дефектних ізоляторів, КДІ	16,03
Кількість дефектних проводів, КДП	0,00
Комплексна якісна оцінка дефективності, КДВ	8,588804071
Комплексна якісна оцінка тех. стану ПЛ-10 кВ, КДВС	8,654545455

Висновок: Повітряна лінія напругою 10 кВ Л-7 «Рогозів» ПС 110/35/10 «Бориспіль» має задовільний стан за результатами комплексної оцінки лінії та не потребує реконструкцію. З розрахунку втрат видно, що втрати не перевищують норму, згідно ПУЕ «Правил улаштування електроустановок».

2.5.4 Комплексна якісна оцінка ПЛ-10 кВ Л-170 «Проліски»

Повітряна лінія Л-170 «Проліски» напругою 10 кВ. Лінія живиться від підстанції 35/10 кВ «Новодарницька». Довжина лінії без відгалужень приблизно дорівнює 1,56 км. Поопрну схему та розрахунок втрат повітряної лінії наведено нижче Рис. 2.5 та Таблиці 2.15. Основні відомості для комплексної оцінки заведемо до таблиці 2.14:

Таблиця 2.14 – Основні відомості для комплексної оцінки ПЛ-10 кВ Л-170 «Проліски»

Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ								
Назва ПЛ: ПЛ-10 кВ Л-40 ПС 35/10 "Інкубаторна"								
Опори ЛЕП, шт			Ізолятори, шт			ПЛ 10 кВ, км		
	Всього	Дефектні		Всього	Дефектні		Всього	Дефектні
Дерев'яні опори	0	0	Ізолятори	186	39	ПЛ 10 кВ	10,23	0
З/б опори	135	13						

Таблиця 2.15 – Прорахунок втрат ПЛ-10 кВ Л-170 «Проліски» ПС 35/10 кВ «Новодарницька»

Результати розрахунків																		
Нормальний режим живлення ПЛ10кВ Л-170 Проліски ПС Новодарницька															I _{макс} = 35,7		А	
Розрахунок падіння напруги в лінії в нормальному режимі																		
Початок ділянки	Кінець ділянки	Коеф. завант.	cosφ	Встановлен а п-ть, кВА	Встановлен а п-сть, А	Сумарна потужність в кВА	Акт.пот. P _i , кВт	Реакт.пот. Q _i , кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.опір. r, Ом/км	Індукт.опір. x, Ом/км	Марка проводу, кабелю	Довжина L _i , км	Втрати по ділянкам Δu _i ,%	Втрати в мер Δu _i ,%		
ТП-3465	1	0,7504	0,92	100	47,6	823	568,9	242,3	35,7	134,0	0,59	0,09	ААБл-50	0,200	0,07	0,07		
1	3	0,7504	0,92	0	41,8	723	499,8	212,9	31,4	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,185	0,09	0,16		
3	6	0,7504	0,92	250	41,8	723	499,8	212,9	31,4	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,370	0,17	0,33		
6	8	0,7504	0,92	223	27,3	473	326,9	139,3	20,5	175,0	0,79	0,33	АС-35	0,185	0,06	0,39		
8	ТП-1675	0,7504	0,92	250	14,5	250	172,8	73,6	10,8	349,0	0,21	0,52	ЗхАПвЭраПу-10 1х150/50	0,620	0,05	0,43		
Всього				823										1,560		0,43		

Прорахунок результатів комплексного аналізу технічного стану ПЛ-10 кВ аналогічний для даного прорахунку. Результати зведемо до Таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Результати комплексного аналізу

Результати	
Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ	
Назва ПЛ: ПЛ-10 кВ Л-170 "Проліски" ПС 35/10 "Новодарницька"	
Обсяг дефектних дерев'яних опор, ОДД	0,00
Обсяг дефектних З/Б опор, ОДЗ	0,00
Загальний обсяг дерев'яних опор, ОУД	0,00
Загальний обсяг З/Б опор, ОУЗ	2,99
Кількість дефектних опор, КДО	0,00
Кількість дефектних ізоляторів, КДІ	0,00
Кількість дефектних проводів, КДП	27,72
Комплексна якісна оцінка дефективності, КДВ	12,47191011
Комплексна якісна оцінка тех. стану ПЛ-10 кВ, КДВС	11,38576779

Висновок: Повітряна лінія напругою 10 кВ Л-40 ПС 35/10 «Інкубаторна» має задовільний стан за результатами комплексної оцінки лінії та не потребує реконструкцію. З розрахунку втрат видно, що втрати не перевищують норму, згідно ПУЕ «Правил улаштування електроустановок».

2.6 Загальні дані підстанції напругою 35/10 кВ «Роща»

Дана підстанція напругою 35/10 кВ «Роща» живиться від двох повітряних ліній напругою 35 кВ, які підходять до шин 35 кВ. Від шин 10 кВ відходить дві лінії 10 кВ. На підстанції встановлено два трансформатори типу ТДНС-10000/35-У1. Максимальне навантаження на трансформатори 10 кВ в години денних максимумів дорівнює 12 564 кВт. Однолінійна схема підстанції наведена на кресленні (див. Креслення «Однолінійна схема підстанції 35/10 кВ "Роща"»).

2.6.1 Перевірка завантаженості трансформаторів

На ПС 35/10 «Роща» встановлено два трансформатори типу ТДНС 10000/35-У.

Трифазний двообмотувальний трансформатор ТДНС-10000/35-У1 працює на маслі з примусовим кругообігом повітря та природним охолодженням на трансформаторному маслі, з регулюванням напруги під навантаженням, діапазон його регулювання $\pm 8 \times 1,5\%$ призначений для того, щоб працювати в електричних мережах власних потреб електростанції.

В яких умовах можливо використовувати трансформатор:

- Можливо використовувати на висоті до 1000 м над рівнем моря.
- При температурі повітря від $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Примірна вологість повітря не повинна перебільшувати 80 % при температурі повітря $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Трансформатор може працювати в агресивній середі.

В нормальному режимі трансформатори будуть працювати с коефіцієнтом завантаженості:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр.}}}{2 \cdot S_{\text{н.тр.}}} = \frac{12564}{2 \cdot 10000} = 0,6282. \quad (2.21)$$

Перевіряєм можливість роботи трансформаторів ТДНС-10000/35-У1 при відключенні навантаження на один із них.

В аварійному режимі коефіцієнт завантаженості буде дорівнювати:

$$K_{3\text{ }AB} = \frac{S_{\text{розр.}}}{S_{\text{н.тр.}}} = \frac{12564}{10000} = 1,25. \quad (2.22)$$

$K_{3\text{ }AB} = 1,25$, коефіцієнт не перевищує максимальне значення, згідно

ПУЕ.

Враховуючи, що в цьому режимі постачання споживачів I категорії не порушується, а споживачі II та III категорії допускають перерву на деякий час, вважаємо, що встановленні трансформатори повністю забезпечують нормальну роботу ПС 35/10 кВ «Роща» та не потребують заміни.

Таблиця 2.17 – Параметри трансформатора ТДНС-10000/35-У1

Тип (Потужність)	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$P_{ХХ}$, кВт	$P_{КЗ}$, кВт	U_K %	$I_{ХХ}\%$
ТДНС 10000/35-У1.	35	11	6,7	36,850	7,5	0,83

2.6.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання проводим для перевірки встановленого обладнання. Для розрахунків струмів короткого замикання, необхідно скласти схему заміщення для першого джерела живлення. Схема заміщення наведена на рисунку 2.6.

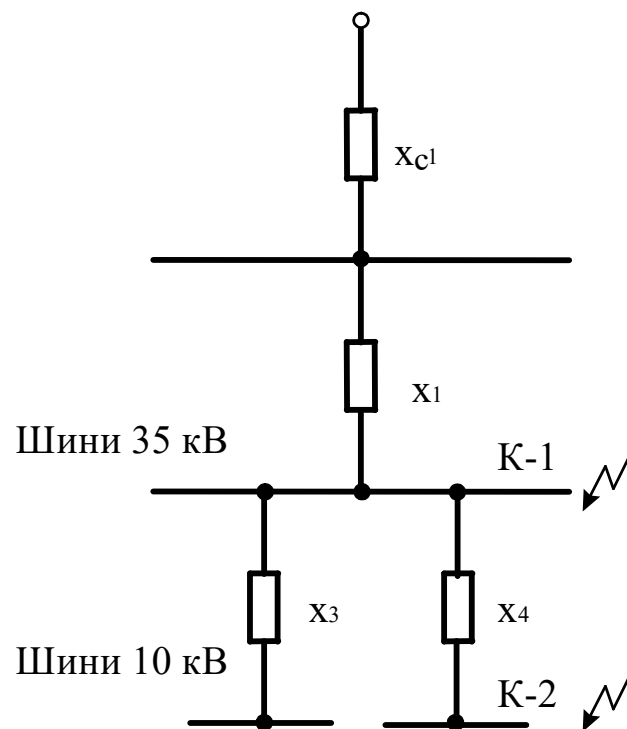


Рисунок 2.6 – Схема заміщення від енергосистеми першого джерела живлення

Потужність системи першого джерела живлення 80 МВА.

Визначимо опір схеми заміщення від ПС 35/10 кВ:

$$X_{C1} = \frac{U_{CP}^2}{S_C} = \frac{37^2}{80000} = 0,02 \text{ Ом, де} \quad (2.23)$$

- U_{CP} - середнє навантаження, $U_{CP} = 37 \text{ кВ}$;
- S_C - потужність системи, $S_C = 80000 \text{ кВА}$.

Визначимо опір повітряної лінії напругою 35 кВ:

$$X_1 = R_0 \cdot l = 0,24 \cdot 25,19 = 6 \text{ Ом, де} \quad (2.24)$$

- l – довжина повітряної лінії напругою 35 кВ, $l = 25,19 \text{ км}$.
- R_0 - опір для провoда АС-120, $R_0 = 0,24 \text{ Ом / км}$.

Визначимо опір трансформатора ТДНС 10000/35-У1:

$$X_3 = X_4 = \frac{U_{K\%}}{S_H} = \frac{7,5}{10000} = 7,5 \cdot 10^{-4} \text{ Ом, де} \quad (2.25)$$

- $U_{K\%} = 7,5$ – напруга короткого замикання трансформатора, %;
- $S_H = 10\ 000 \text{ кВА}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Розраховуємо струми короткого замикання для точки К-1.

Сумуємо опір системи і опір повітряної лінії.

$$X_{\Sigma 1} = X_{C1} + X_1 = 0,02 + 6 = 6,02 \text{ Ом.} \quad (2.26)$$

Визначимо струм короткого замикання на шинах 35 кВ в точці К-1:

$$I_{K.3.} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma 1}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 6,02} = 3,55 \text{ кА.} \quad (2.27)$$

Ударний струм короткого замикання в точці К-1:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 3,55 = 8,07 \text{ кА, де} \quad (2.28)$$

– $K_y = 1,608$ – ударний коефіцієнт.

Розраховуємо струми короткого замикання для точки К-2.

Сумуємо опір системи і опір повітряної лінії.

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_3 = 6,02 + 7,5 \cdot 10^{-4} = 6,02075 \text{ Ом.} \quad (2.29)$$

Визначимо струм короткого замикання на шинах 10 кВ в точці К-2 при $U_{CP} = 10,5 \text{ кВ}$:

$$I_{K.3.} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma 2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,02075} = 1 \text{ кА.} \quad (2.30)$$

Ударний струм короткого замикання в точці К-2:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 1 = 2,27 \text{ кА}, \text{ де} \quad (2.31)$$

– $K_y = 1,608$ – ударний коефіцієнт.

Складемо схему заміщення від системи енергозабезпечення другого джерела живлення, потужність якого складає 40 МВА. Схема заміщення наведена на Рисунку 2.7.

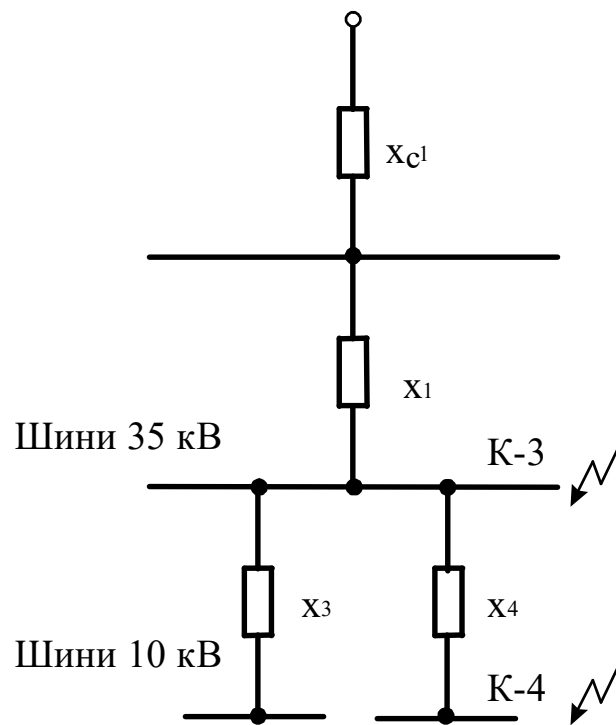


Рис. 2.7 – Схема заміщення від енергосистеми другого джерела живлення

Потужність системи другого джерела живлення 40 МВА.

Визначимо опір схеми заміщення від ПС 35/10 кВ:

$$X_{C2} = \frac{U_{CP}^2}{S_C} = \frac{37^2}{40000} = 0,034 \text{ Ом}, \text{ де} \quad (2.32)$$

- U_{CP} - середнє навантаження, $U_{CP} = 37$ кВ;
- S_C - потужність системи, $S_C = 40000$ кВА.

Визначимо опір повітряної лінії напругою 35 кВ:

$$X_2 = R_0 \cdot l = 0,24 \cdot 18,64 = 4,47 \text{ Ом, де} \quad (2.33)$$

- l – довжина повітряної лінії напругою 35 кВ, $l = 18,64$ км.
- R_0 - опір для провoda АС-120, $R_0 = 0,24$ Ом / км.

Опір трансформатора ТДНС-10000/35-У1:

$$X_3 = X_4 = 7,5 \cdot 10^{-4} \text{ Ом.} \quad (2.34)$$

Розраховуємо струми короткого замикання для точки К-3.

Сумуємо опір системи і опір повітряної лінії.

$$X_{\Sigma 3} = X_{C2} + X_2 = 0,034 + 4,47 = 4,5 \text{ Ом.} \quad (2.35)$$

Визначимо струм короткого замикання на шинах 35 кВ в точці К-3:

$$I_{K.3.} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma 2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 4,5} = 4,75 \text{ кА.} \quad (2.36)$$

Ударний струм короткого замикання в точці К-3:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 4,5 = 10,23 \text{ кА}, \text{ де} \quad (2.37)$$

– $K_y = 1,608$ – ударний коефіцієнт.

Розраховуємо струми короткого замикання для точки К-4.

Сумуємо опір системи і опір повітряної лінії.

$$X_{\Sigma 4} = X_{\Sigma 3} + X_4 = 4,5 + 7,5 \cdot 10^{-4} = 4,50075 \text{ Ом}. \quad (2.38)$$

Визначимо струм короткого замикання на шинах 10 кВ в точці К-4 при $U_{CP} = 10,5 \text{ кВ}$:

$$I_{K.3.} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma 2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,50075} = 1,35 \text{ кА}. \quad (2.39)$$

Ударний струм короткого замикання в точці К-4:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 1,35 = 3,06 \text{ кА}, \text{ де} \quad (2.40)$$

– $K_y = 1,608$ – ударний коефіцієнт.

2.7 Перевірка обладнання встановленого на стороні високої напруги та низької напруги

Надійна та економічна робота електричних апаратів і струмопровідних частот може бути забезпечена лише за їх правильного вибору за умовами роботи, як у тривалому (нормальному) режимі, так і в режимі короткого замикання.

2.7.1 Перевірка обладнання на стороні 35 кВ

Перевірка шин на стороні 35 кВ.

На стороні 35 кВ встановлено гнучку ошиновку марки АС-70 з $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ та перевіряємо її за такими умовами:

- 1) По максимальному струму:
- 2)

$$I_{\text{MAX}} \leq I_{\text{доп}}, \text{ де } I_{\text{MAX}} = \frac{P_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} = \frac{8772}{\sqrt{3} \cdot 35} = 147,53 \text{ А.} \quad (2.42)$$

$$147,53 \text{ А} \leq 265 \text{ А}$$

Гнучка ошиновка не перевищує максимальне значення при умові перевірки за максимальним струмом.

- 3) За термічною стійкістю:

Основною умовою перевірки гнучкої ошиновки на термічну стійкість є:

$$q_{\text{MIN}} \leq q, \text{ де} \quad (2.43)$$

- q_{MIN} – мінімальний переріз провідника на термічну стійкість;
- q – переріз встановленого провідника.

$$q_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \text{ де} \quad (2.44)$$

- C – коефіцієнт відповідний різниці тепла, що виділяється в провіднику до і після короткого замикання. Приймаємо коефіцієнт $C=91$;
- B_K – тепловий імпульс.

$$B_K = I_{П.О.}^2 \cdot (t_{відк.} + T_A) \quad (2.45)$$

- $I_{П.О.}$ – початкове значення періодичної складової струму короткого замикання;
- $t_{відк.}$ – час відключення при короткому замиканні;
- T_A – постійна часу затухання періодичної складової струму короткого замикання, $T_A = 0,115$ с.

$$I_{П.О.} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1} + X_1 + X_2)} \quad (2.46)$$

- $U_{НОМ}$ – номінальна напруга лінії, $U_{НОМ} = 37$ кВ;
- X_{Σ} – сумарний опір системи і повітряної лінії;
- X_{C1} – опір системи, Ом;
- X_1 – опір повітряної ліній від першого джерела живлення;
- X_2 – опір повітряної ліній від другого джерела живлення.

$$I_{П.О.} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1} + X_1 + X_2)} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot (0,02 + 6 + 4,47)} = 2 \text{ кА.} \quad (2.47)$$

$$t_{відкл.} = t_{P3} + t_{відкл.АВ.} = 0,1 + 0,14 = 0,24 \text{ с.}$$

- t_{P3} – час роботи основного релейного захисту даної ланцюга,
 $t_{P3} = 0,1$ с;
- $t_{відк. AB}$ – час спрацювання автоматичного вимикача, $t_{відк. AB} = 0,14$ с.

$$B_K = 2^2 \cdot (0,24 + 0,115) = 1,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$q_{MIN} = \frac{\sqrt{1,42}}{91} = 13 \text{ мм}^2. \quad (2.48)$$

$$13 \text{ мм}^2 < 13,5 \text{ мм}^2.$$

Переріз встановленої гнучкої ошиновки не перевищує граничні значення, тому гнучка ошиновка не потребує заміни та задовольняє потреби.

Перевірка обмежувачів перенапруги.

Обмежувач перенапруг перевіряємо за встановленою напругою,

На ПС 35/10 кВ «Роца» на стороні 35 кВ встановлено обмежувачі перенапруги типу ОПН-П1-35П УХЛ1.

Обмежувач перенапруги ОПН-П1–35П УХЛ1, призначений для захисту електрообладнання підстанцій та мережі на клас напруги 35 кВ із ізольованою нейтраллю змінного струму частоти 50 Гц від атмосферної та комутаційної перенапруги.

Основна умова перевірки ОПН:

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}, \text{ кВ}; \quad (2.49)$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

Обмежувач перенапруги задовольняє умови перевірки, тому ОПН не потребує заміни.

Перевірка роз'єднувача.

На ПС 35/10 кВ «Роца» на стороні 35 кВ встановлено роз'єднувачі типу РГ-35/1000 УХЛ1 з номінальним струмом 1000 А. Характеристика роз'єднувач типу РГ-35/1000 УХЛ1 наведена в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Характеристика роз'єднувач типу РГ-35/1000 УХЛ1

Номінальний струм	Напруга установки	Струм електродинамічної стійкості	Струм термічної стійкості
1000 А	35 кВ	40 кА	16 кА

Роз'єднувачі серії РГ призначені для включення та відключення знеструмлених ділянок електричної мережі високої напруги, а також заземлення відключених ділянок за допомогою стаціонарних ножів, що заземлюють.

Перевіряємо роз'єднувач за такими умовами:

1) За номінальною напругою:

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}, \text{ кВ};$$

$$37 \text{ кВ} > 35 \text{ кВ}.$$
(2.50)

2) За номінальним струмом:

$$I_{МАХ} \leq U_{НОМ}, \text{ А};$$

$$147,53 \text{ А} < 1000 \text{ А}.$$
(2.51)

3) За електродинамічною стійкістю:

$$i_y \leq i_{сп.н.}, \text{ кА}, \text{ де}$$
(2.52)

- i_V – ударний струм при короткому замиканні, $i_V = 10,23 \text{ кА}$;
- $i_{гр.н.}$ – граничний наскрізний струм при короткому замиканні, кА.

$$10,23 \text{ кА} < 45 \text{ кА}. \quad (2.53)$$

4) За термічною стійкістю:

$$B_K \leq I_{ТЕРМ.}^2 \cdot t_{ТЕРМ.}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ де} \quad (2.54)$$

- $I_{ТЕРМ.}$ – граничний струм термічної стійкості, $I_{ТЕРМ.} = 16 \text{ кА}$;
- $t_{ТЕРМ.}$ – час перетікання граничного струму термічної стійкості, $t_{ТЕРМ.} = 4 \text{ с}$.

$$1,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.55)$$

Роз'єднувач задовольняє умови перевірки, тому він не потребує заміни.

Перевірка трансформатора струму.

На ПС 35/10 кВ «Роща» на стороні 35 кВ встановлено трансформатор струму типу ТФЗМ 35А-1П-У1 з номінальним струмом первинної обмотки 200 А та номінальним струмом вторинної обмотки 5 А. Характеристики трансформатора струму наведено в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Характеристика трансформатора струму ТФЗМ 35А-1П-У1

Номінальна напруга	Струм первинної обмотки	Струм вторинної обмотки	Струм електродинамічної стійкості	Струм термічної стійкості

35 кВ	200 А	5 А	21 кА	15 кА
-------	-------	-----	-------	-------

Перевіряємо трансформатор струму за такими умовами:

1) За напругою:

$$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}, \text{ кВ}, 35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}. \quad (2.56)$$

2) За струмом:

$$I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{НОМ1}}, 147,53 \text{ А} < 200 \text{ А}. \quad (2.57)$$

3) За електродинамічною стійкістю:

$$i_{\text{У}} \leq i_{\text{динам.ст.}}, 10,23 \text{ кА} < 21 \text{ кА}. \quad (2.58)$$

4) За термічною стійкістю:

$$\begin{aligned} B_{\text{К}} &\leq I_{\text{ТЕРМ.}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ.}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\ 1,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} &\leq 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned} \quad (2.59)$$

Трансформатор струму ТФЗМ 35А-1П-У1 задовольняє умови перевірки, тому він не потребує заміни.

Перевірка вакуумного вимикача.

На ПС 35/10 кВ «Роца» на стороні 35 кВ встановлено вакуумний вимикач типу ВР35НТ. Характеристики вакуумного вимикача наведено в таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Характеристика вакуумного вимикача типу ВР35НТ

Номінальна напруга	Номінальний струм	Номінальний струм вимкнення	Струм електродинамічної стійкості	Струм термічної стійкості, 3с
35 кВ	1600 А	25 кА	21 кА	15 кА

Перевіряємо вакуумний вимикач за такими умовами:

1) За напругою:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}, \text{ кВ}, 35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}. \quad (2.60)$$

2) За струмом:

$$I_{МАХ} \leq I_{НОМ1}, 147,53 \text{ А} < 1600 \text{ А}. \quad (2.61)$$

3) За струмом відключення:

$$I_{П.О.} \leq I_{НОМ.ВИМ.}, 2 \text{ кА} < 25 \text{ кА}. \quad (2.62)$$

4) За ударним струмом:

$$i_y \cdot \tau \leq i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ВИМ.НОМ.}, \text{ де} \quad (2.63)$$

– $\tau = 1$ – номінальний час від початку короткого замикання до моменту розходження дугогасних контактів;

– β_H – нормований склад аперіодичної складової в струмі вимкнення, %.

$$\beta_H = 10\%;$$

$$10,7 \text{ кА} < 210 \text{ кА.} \quad (2.64)$$

1) За електродинамічною стійкістю:

$$I_{П.О.} \leq i_{\text{динам.ст.}}, 2 \text{ кА} < 21 \text{ кА.} \quad (2.65)$$

2) За термічною стійкістю:

$$B_K \leq I_{\text{ТЕРМ.}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ.}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$1,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (2.66)$$

Вакуумний вимикач типу ВР35НТ задовольняє умови перевірки, тому він не потребує заміни.

Перевірка трансформатора напруги.

Трансформатор напруги перевіряємо за встановленою напругою.

На ПС 35/10 кВ «Роща» на стороні 35 кВ встановлено трансформатор напруги типу НАМИ-35-УХЛ1.

Трансформатор напруги НАМИ 35 УХЛ1, призначений для установки в електричних мережах трифазного змінного струму частоти 50 Гц з ізолюваною або компенсованою нейтраллю з метою передачі сигналу вимірювальної інформації приладам вимірювання, пристроям автоматики, захисту, сигналізації та управління.

Основна умова перевірки трансформатору напруги:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}, \text{ кВ}; \quad (2.67)$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$$

Трансформатор напруги задовольняє умови перевірки, тому трансформатор напруги не потребує заміни.

2.7.2 Перевірка обладнання на стороні 10 кВ

Перевірка шин на стороні 10 кВ.

На стороні 10 кВ встановлені жорсткі алюмінієві шини розміром 30*4 мм з $I_{\text{ДОП}} = 530 \text{ А}$ та перевіряємо її за такими умовами:

1) По максимально довготривалому допустимому струму:

$$I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{ДОП}}, \text{ де } I_{\text{МАХ}} = \frac{P_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{8772}{\sqrt{3} \cdot 10} = 506,47 \text{ А.} \quad (2.68)$$

$$506,47 \text{ А} \leq 530 \text{ А}$$

Жорстка ошиновка не перевищує максимальне значення при умові перевірки за максимальним струмом.

2) За термічною стійкістю:

Основною умовою перевірки гнучкої ошиновки на термічну стійкість є:

$$q_{\text{MIN}} \leq q, \text{ де} \quad (2.69)$$

- q_{MIN} – мінімальний переріз провідника на термічну стійкість;
- q – переріз встановленого провідника.

$$q_{\text{MIN}} = \frac{\sqrt{B_{\text{К}}}}{C}, \text{ де} \quad (2.70)$$

- C – коефіцієнт відповідний різниці тепла, що виділяється в провіднику до і після короткого замикання. Приймаємо коефіцієнт $C=91$;
- B_K – тепловий імпульс.

$$B_K = I_{П.О.}^2 \cdot (t_{відкл.} + T_A) \quad (2.71)$$

- $I_{П.О.}$ – початкове значення періодичної складової струму короткого замикання;
- $t_{відкл.}$ – час відключення при короткому замиканні;
- T_A – постійна часу затухання періодичної складової струму короткого замикання, $T_A = 0,115$ с.

$$I_{П.О.} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1} + X_1 + X_2)} \quad (2.72)$$

- $U_{НОМ}$ – номінальна напруга лінії, $U_{НОМ} = 10,5$ кВ;
- X_{Σ} – сумарний опір системи і повітряної лінії;
- X_{C1} – опір системи, Ом;
- X_1 – опір повітряної ліній від першого джерела живлення;
- X_2 – опір повітряної ліній від другого джерела живлення.

$$I_{П.О.} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C1} + X_1 + X_2)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,02 + 6 + 4,47)} = 0,58 \text{ кА.} \quad (2.73)$$

$$t_{відкл.} = t_{P3} + t_{відкл.АВ.} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.} \quad (2.74)$$

- t_{P3} – час роботи основного релейного захисту даної ланцюга, $t_{P3} = 0,1$ с;

– $t_{відк.АВ}$ – час спрацювання автоматичного вимикача, $t_{відк.АВ} = 0,08$ с.

$$B_K = 0,58^2 \cdot (0,18 + 0,115) = 0,099 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.75)$$

$$q_{MIN} = \frac{\sqrt{0,099}}{91} = 3,46 \text{ мм}. \quad (2.76)$$

$$3,46 \text{ мм} < 4 \text{ мм}.$$

Товщина встановленої жорсткої ошиновки не перевищує граничні значення, тому жорстка ошиновка не потребує заміни та задовольняє потреби.

Перевірка обмежувачів перенапруги.

Обмежувач перенапруги перевіряємо за встановленою напругою.

На ПС 35/10 кВ «Роца» на стороні 10 кВ встановлено обмежувач перенапруги типу ОПН-КР/TEL 10/11,5 УХЛ2.

Обмежувач перенапруги ОПН-П1–35П УХЛ2, призначений для захисту електрообладнання підстанцій та мережі на клас напруги 10 кВ із ізольованою нейтраллю змінного струму частоти 50 Гц від атмосферної та комутаційної перенапруги.

Основна умова перевірки ОПН:

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}, \text{ кВ}; \quad (2.77)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

Обмежувач перенапруги задовольняє умови перевірки, тому ОПН не потребує заміни.

Перевірка роз'єднувача.

На ПС 35/10 кВ «Роцца» на стороні 10 кВ встановлено роз'єднувач типу РЛНЗ-10/630 з номінальним струмом 630 А. Характеристика роз'єднувач типу РЛНЗ-10/630 наведена в таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 – Характеристика роз'єднувач типу РЛНЗ-10/630

Номінальний струм	Напруга установки	Струм електродинамічної стійкості	Струм термічної стійкості
630 А	10 кВ	51 кА	20 кА

Роз'єднувачі серії РГ призначені для включення та відключення знеструмлених ділянок електричної мережі високої напруги, а також заземлення відключених ділянок за допомогою стаціонарних ножів, що заземлюють.

Перевіряємо роз'єднувач за такими умовами:

1) За номінальною напругою:

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}, \text{ кВ};$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$
(2.78)

2) За номінальним струмом:

$$I_{МАХ} \leq U_{НОМ}, \text{ А};$$

$$506,47 \text{ А} < 630 \text{ А}.$$
(2.79)

3) За електродинамічною стійкістю:

$$I_{П.О.} \leq I_{зр.с.}, \text{ кА}, \text{ де}$$
(2.80)

- $I_{п.о.}$ – початкове значення періодичної складової струму короткого замикання, $I_{п.о.} = 0,58 \text{ кА}$;
- $I_{гр.с.}$ – граничний наскрізний струм при короткому замиканні, кА.

$$0,58 \text{ кА} < 51 \text{ кА}. \quad (2.81)$$

4) За термічною стійкістю:

$$B_K \leq I_{ТЕРМ.}^2 \cdot t_{ТЕРМ.}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ де} \quad (2.82)$$

- $I_{ТЕРМ.}$ – граничний струм термічної стійкості, $I_{ТЕРМ.} = 20 \text{ кА}$;
- $t_{ТЕРМ.}$ – час перетікання граничного струму термічної стійкості, $t_{ТЕРМ.} = 1 \text{ с}$.

$$0,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.83)$$

Роз'єднувач задовольняє умови перевірки, тому він не потребує заміни.

Перевірка трансформатора струму.

На ПС 35/10 кВ «Роца» на стороні 10 кВ встановлено трансформатор струму типу ТОЛУ-10 600/5 0,5 з номінальним струмом первинної обмотки 600 А та номінальним струмом вторинної обмотки 5 А. Характеристики трансформатора струму наведено в таблиці 2.22.

Таблиця 2.22 – Характеристика трансформатора струму ТОЛУ-10 600/5 0,5

Номинальна напруга	Струм первинної обмотки	Струм вторинної обмотки	Струм електродинамічної стійкості	Струм термічної стійкості
10 кВ	600 А	5 А	90 кА	36 кА

Перевіряємо трансформатор струму за такими умовами:

1) За напругою:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}, \text{ кВ}, 10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}. \quad (2.84)$$

2) За струмом:

$$I_{МАХ} \leq I_{НОМ1}, 506,47 \text{ А} < 600 \text{ А}. \quad (2.85)$$

3) За електродинамічною стійкістю:

$$i_y \leq i_{динам.ст.}, 3,06 \text{ кА} < 90 \text{ кА}. \quad (2.86)$$

4) За термічною стійкістю:

$$\begin{aligned} B_K &\leq I_{ТЕРМ.}^2 \cdot t_{ТЕРМ.}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\ 0,099 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} &\leq 1296 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned} \quad (2.87)$$

Трансформатор струму ТОЛУ-10 600/5 0,5 задовольняє умови перевірки, тому він не потребує заміни.

Перевірка масляного вимикача.

На ПС 35/10 кВ «Роца» на стороні 10 кВ встановлено масляний вимикач типу ВМП-10-20/630. Характеристики масляного вимикача наведено в таблиці 2.23.

Таблиця 2.23 – Характеристика масляного вимикача типу ВМП-10-20/630

Номінальна напруга	Номінальний струм	Номінальний струм вимкнення	Струм електродинамічної стійкості	Струм термічної стійкості, 4с
10 кВ	630 А	20 кА	52 кА	20 кА

Перевіряємо масляний вимикач за такими умовами:

1) За напругою:

$$U_{VCT} \leq U_{НОМ}, \text{ кВ}, 10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}. \quad (2.88)$$

2) За струмом:

$$I_{МАХ} \leq I_{НОМ1}, 506,47 \text{ А} < 630 \text{ А}. \quad (2.89)$$

3) За струмом відключення:

$$I_{П.О.} \leq I_{НОМ.ВИМ.}, 0,58 \text{ кА} < 20 \text{ кА}. \quad (2.90)$$

4) За ударним струмом:

$$i_y \cdot \tau \leq i_{a.ном.} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ВИМ.НОМ.}, \text{ де} \quad (2.91)$$

- $\tau = 1$ – номінальний час від початку короткого замикання до моменту розходження дугогасних контактів;
- β_H – нормований склад аперіодичної складової в струмі вимкнення, %.

$$\begin{aligned} \beta_H &= 10\%; \\ 3,06 \text{ кА} &< 282,84 \text{ кА}. \end{aligned} \quad (2.92)$$

5) За електродинамічною стійкістю:

$$I_{П.О.} \leq i_{\text{динам.ст.}}, \quad 0,58 \text{ кА} < 52 \text{ кА}. \quad (2.93)$$

б) За термічною стійкістю:

$$\begin{aligned} B_K &\leq I_{\text{ТЕРМ.}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ.}}, \quad \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \\ 0,099 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} &\leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned} \quad (2.94)$$

Масляний вимикач типу ВМП-10-20/630 задовольняє умови перевірки, тому він не потребує заміни.

Перевірка трансформатора напруги.

Трансформатор напруги перевіряємо за встановленою напругою.

На ПС 35/10 кВ «Роща» на стороні 10 кВ встановлено трансформатор напруги типу НАМИ-10-95-У3.

Трансформатор напруги НАМИ-10-95-У3, призначений для установки в електричних мережах трифазного змінного струму частоти 50 Гц з ізолюваною або компенсованою нейтраллю з метою передачі сигналу виміральної інформації приладам вимірювання, пристроям автоматики, захисту, сигналізації та управління.

Основна умова перевірки трансформатору напруги:

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}, \text{ кВ};$$
$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$
(2.95)

Трансформатор напруги задовольняє умови перевірки, тому трансформатор напруги не потребує заміни.

Висновки до розділу 2

Розглянув складові та фактори втрат напруги розподільної мережі напругою 10 кВ. Визначив заходи для зменшення втрат напруги. Провів комплексний якісний аналіз ліній електропередачі напругою 10 кВ Київської області.

Розглянув та перевірів обладнання, яке встановлене на ПС-35/10 кВ «Роща». Перевірено типи розподільних пристроїв відповідних класів напруги. Розраховано струми КЗ на шинах 35 та 10 кВ. Перевірено відповідний тип електрообладнання підстанції, включаючи вимикачі, роз'єднувачі тощо. Підстанція знаходиться в задовільному стані, заміни обладнання не потребує.

3 ОСОБЛИВОСТІ РЕКОНСТРУКЦІ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 10 КВ КИЇВСЬКОЇ ОБЛАСТІ

3.1 Основні відомості об'єкту проєктування

3.1.1 Характеристика об'єкта проєктування

В даному дипломному проєкті передбачається реконструкція лінії електропередачі напругою 10 кВ Л-29 «Вишеньки» від ПС 35/10 «Роща», для зменшення витрат електричної енергії в розподільній мережі 10 кВ, шляхом заміни частини повітряної лінії в одноколовому виконанні на двоколову лінію напругою 10 кВ з заміною всіх опор лінії електропередачі на цій частині.

Об'єкт проєктування знаходиться в населеному пункті, село Вишеньки, Бориспільського району, Київської області.

Згідно з завданням та іншої вихідної документації проєктом передбачається:

- Улаштування комірки в РУ-10 кВ;
- Реконструкція повітряної лінії електропередачі напругою 10 кВ;
- Будівництво двокової повітряної лінії електропередачі напругою 10 кВ;
- Будівництво повітряної лінії електропередачі напругою 10 кВ;
- Улаштування лінійного роз'єднувача на існуючій опорі.

3.1.2 Характеристика енергетичного району об'єкту проєктування

Енергетичний район належить до Бориспільського РЕМ Київської енергосистеми. Живлення населеного пункту Вишеньки здійснюється від підстанції напругою 35/10 кВ «Роща», живлення підстанції здійснюється двома повітряними лініями 35 кВ.

Опис кліматичних умов для характеристики явищ ожеледі і вітрових навантажень енергетичного району наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – 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

Як фідер використовується повітряна лінія напругою 35 кВ, напруга трансформується до 10 кВ. Останнім часом для введення споживачів використовується глибока напруга 10кВ, тобто напруга безпосередньо перетворюється з 10кВ на 0,4 кВ.

Для живлення підстанцій від енергосистеми і зв'язку підстанцій використовуються повітряні лінії напругою 35 і 110 кВ. Лінії напругою 220 і 330 кВ використовуються для електропостачання великих промислових районів і зв'язку між незалежними енергосистемами. Енергосистема великої потужності з'єднана повітряними лініями напругою 500 і 750 кВ. Такі лінії також використовуються для передачі великої потужності на великі відстані.

Електрична мережа виготовлена на типовому та серійному обладнанні і не містить технічних рішень. За основу проєкту вибрано залізобетонні опори та лінійну арматуру фірми «Sicame Ukraine».

Електрична мережа знаходиться в населеному пункті Вишеньки, Бориспільського району, Київської області. На даний час споживання

електричної енергії збільшилось, що є головною причиною для реконструкції лінії, а інша причина це застаріле обладнання, яке в даний час не відповідає нормативній документації.

3.1.4 Визначення класу наслідків об'єкта будівництва

Під загрозою може бути здоров'я та життя осіб, які постійно (або постійно) перебувають у закладі. Оскільки об'єктом будівництва є ПЛЗ напругою 10 кВ на якій можуть перебувати люди, то об'єкт будівництва належить до класу наслідків (відповідальності) СС1.

Людям, які перебувають поза об'єктом, може бути небезпечно для життя. Об'єктом будівництва є лінія електропередач 10 кВ, яка проходить через житлові масиви та може становити небезпеку для мешканців поблизу. Коли будувалася підстанція 10 кВ, поруч було 12 житлових будинків.

За кількістю людей поза об'єктом ПЛЗ 10 кВ відноситься до рівня наслідків СС1. Кількість осіб, які перебувають на об'єкті – 6 осіб.

3.1.5 Обсяг допустимого економічного збитку

Відповідно до [17], у разі наявності проектної документації на реконструкцію, капітальний ремонт чи технічне переоснащення частини існуючого об'єкта чи технічне переоснащення всього об'єкта без повного припинення його функціонального використання категорія складності об'єкта будівництва визначається на підставі таких документів без урахування категорії складності об'єктів, що експлуатуються. Прогнозовані збитки визначаються за формулою:

$$\Phi = 0,225 \cdot \sum_{i=1}^n P_i \quad (3.1)$$

Отже, визначаємо прогнозовані збитки:

$$\Phi = 0,225 \cdot 1890,715 = 425,411 \text{ тис.грн.} \quad (3.2)$$

Можливі економічні втрати від мінімальної заробітної плати є:

$$\frac{425,411}{5} = 85,082 \text{ м.р.з.п.} \quad (3.3)$$

Виходячи з розрахунку ПЛЗ напругою 10 кВ відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС1.

Втрата об'єктів культурної спадщини.

Повітряна лінія 10 кВ (ПЛЗ) не підпадає під охорону культурної пам'ятки та не є об'єктом охорони культурної пам'ятки.

Повітряна лінія (ПЛЗ) напругою 10 кВ відноситься до місцевого рівня енергопостачання і має клас наслідків (відповідальності) СС1 (згідно з [17] та змінами до нього прийнятими Мінрегіоном України від 12.05.2014 № 135, та [17]).

Відповідно до ДСТУ-Н Б.В.1.2-16:2013 пн. 4.1 та пн. 4.4 клас наслідки (відповідальність) об'єкта будівництва визначаються на основі вищих ознак можливих наслідків, виведених з розрахунків. Відповідно, повітряні лінії 10 кВ (ПЛЗ) мають наслідки СС1 (відповідальність).

3.1.6 Визначення тривалості виконання робіт по реконструкції об'єкта

Тривалість будівництва T_6 у місяцях визначають за формулою:

$$T_6 = \frac{T_c \cdot K_1 \cdot K_2}{K_3}, \quad (3.4)$$

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:

$$K_1 = K_{11} \cdot K_{12} \cdot K_{13}, \quad (3.5)$$

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:

$$K_{13} = 1 + (\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3), \quad (3.6)$$

де Π_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;

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

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

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

3.2 Технічна реалізація проєкту з підвищення надійності мережі

Основними конструктивними елементами повітряних ліній є:

- а) провід для передачі та розподілу електричної енергії;
- б) опори, необхідні для підтримки проводів і кабелів на відстані від землі, води або інженерних споруд;
- в) ізолятори, що ізолюють дроти від кронштейна і опор;
- г) арматура, необхідна для кріплення проводів до ізоляторів і ізоляторів до кронштейнів;
- д) грозозахисні кабелі призначені для захисту проводів від грозових розрядів. Захисний трос встановлюється у верхній частині кронштейна, над фазною лінією 110 кВ і над лініями.

У мережах напругою 35 кВ і нижче захисні кабелі не застосовуються. Смуга, що безпосередньо примикає до ліній електропередач, називається колією лінії. Горизонтальна відстань між сусідніми опорами називається довжиною середини прольоту або просто прольотом. Крім проміжних

прольотів, у ПЛ розрізняють також анкерні прольоти — відстань між двома анкерними опорами.

Відстань від горизонтальної лінії через точку кріплення сталевго дроту на опорі до найнижчої точки середини сталевго дроту називається стрілою провисання, а відстань від найнижчої точки сталевго дроту до землі, води або будівля має – габаритом лінії.

Характеристики конструктивних елементів повітряних ліній - довжини проміжних і анкерних прольотів, тип опор, розміри і марки проводів і блискавкозахистових тросів - залежать від напруги і потужності ЛЕП, кліматичних умов, рельєфу і населення, наявності будівель на лініях електропередачі.

Усі конструктивні елементи повітряних ліній повинні протидіяти впливу зовнішніх факторів, головні з яких такі:

- 1) механічні сили, що є наслідком ваги компонентів самої повітряної лінії, ваги льоду, що покриває проводи, кабелі та опори в льоду, тиску вітру, що діє на них, і сили тяжіння на проводи або кабелі;
- 2) добові та сезонні коливання температури навколишнього середовища;
- 3) роль хімічних елементів у навколишньому середовищі, сюди ж входить хімічна та електрохімічна дія води.

Найпростішою конструкцією є ВЛ на напругу до 1000 В, призначена для підключення споживачів до трансформаторних пунктів (ТП). З підвищенням напруги конструкція повітряних ліній ускладнюється.

Повітряна лінія (ПЛЗ) 10 кВ[18] призначена для передачі електричної енергії від розподільного пристрою підстанції до підстанції напругою 10/0,4 кВ. Вони відіграють важливу роль у якості та надійності постачання електроенергії кінцевому споживачу..

Вибираючи елементи конструкції повітряних ліній, завжди виходьте з головної вимоги – забезпечити економічну передачу електричної енергії. Конструкційні матеріали і конструкція ПЛ повинні гарантувати необхідну для передачі потужність і достатню якість електропостачання, що досягається підбором відповідної напруги і проводів. Лінія повинна бути побудована з недефіцитних, економічно вигідних матеріалів, доступних для масового використання. Матеріал повинен мати досить високу механічну міцність і бути стійким до корозії (впливу хімічних речовин). Як згадувалося раніше, опори в повітряних лініях призначені для підтримки проводів на відповідній відстані один від одного, а також від землі, води та різних споруд. Вони виготовляються з дерева, залізобетону та металу.

Останнім часом найбільше застосування на повітряних лініях електропередачі отримали залізобетонні опори. Порівняно з металевими брекетами, для яких потрібно набагато менше металу, вони потребують невеликого обслуговування, тому експлуатаційні витрати значно нижчі. Міцність залізобетонних опор залежить від способу ущільнення бетону. Опори центрифуг, виготовлені заводським способом на центрифугі, дуже міцні і застосовуються для ліній напругою 35...500 кВ.

Залізобетонні опори ліній напруги 10 кВ переважно використовують вібраційний попередньо напружений залізобетон[19]. З метою зменшення маси опор і витрати бетону стояки роблять порожнистими на висоті 6,5 (4,5) метрів від основи. Основним недоліком залізобетонних опор є їх відносно велика маса, і бетонне покриття може утворювати тріщини і кришитися. Для захисту опори від вологи стояк обмазують бензиновим або гасовим розчином асфальту на висоті 2,8 м від основи, потім покривають бітумом у два шари.

Іноді, коли ізоляція пошкоджена замиканням на землю, арматура перегорає, а бетон опори плавиться. Тому всі металеві елементи кронштейна (штирі, арматура, балки, головки тощо) повинні бути міцно з'єднані та заземлені. Для заземлення застосовують заземлювачі з круглої сталі діаметром

6...10 мм і довжиною 1,8 м незалежно від питомого опору ґрунту. З'єднується з арматурою і перед монтажем кронштейна намотується на довжину 1 м від дна і опускається в котлован разом зі стояком. Якщо арматура не може бути використана для заземлення, то всі металеві частини потрібно з'єднати і заземлити через зовнішнє заземлення. падіння . Для ненаселених місць опір заземлення залізобетонних опор не визначається, а для населених пунктів він не повинен перевищувати 10...30 Ом (питомий опір ґрунту відповідно 100 і 1000 Ом-метрів). Для забезпечення цього опору встановлюється додатковий заземлювач.

Високі експлуатаційні показники, простота обслуговування, можливість широкої індустріалізації виробництва та монтажу сприяють щорічному збільшенню питомої ваги залізобетонних опор при будівництві електромереж.

Істотним недоліком металевих опор є те, що вони мають значний знос металу та періодичного фарбування в процесі експлуатації. За останніми вимогами металеві опори повинні бути оцинкованими. Металеві опори монтують на залізобетонні фундаменти, які можуть бути монолітними (виготовляються на місці) або збірними або заводськими. За призначенням опори повітряних ліній поділяються на проміжні, анкерні, перехідні, кутові, переставні та спеціальні.

Двоколові лінії електропередачі найчастіше використовують в Україні у важкодоступній місцевості і населених пунктах з густим розташуванням будівель. Двоколові повітряні лінії значно дешевші у виконанні у порівнянні з двома окремими повітряними лініями електропередачі. В даному проєкті двоколова лінія електропередачі може під'єднана до двох різних трансформаторів ПС 35/10 кВ «Роща», тому вона може бути використана, як резервне живлення роз'єднаної існуючої повітряної лінії електропередачі.

Опис опор використаних в даному проєкті наведено нижче.

Проміжна опора[19] служить для підтримки провoda на прямій ділянці анкерного прольоту. З безперервними проводами ці опори не зазнають зусиль уздовж ліній; таким чином, вони стають простішими і, отже, дешевшими, ніж інші опорні конструкції. Проміжні опори становлять 85...90% від загальної кількості опор, тому спрощення конструкції та зниження собівартості мають значний економічний ефект. Проміжні опори не розраховані на односторонній натяг. Якщо провід обривається з одного боку скоби, дріт у точці з'єднання зісковзне, зменшуючи його натяг.

Основними елементами кріплення проводів є ізолятор ШФ20Г1 і спіральна в'язка PLDT, яка використовується для верхнього кріплення проводів. Ця комбінація розроблена спеціально для ізоляторів ШФ20Г1. Оскільки в'язка виготовлено зі спеціального діелектричного матеріалу, вони не спричиняють збільшення напруженості електричного поля поблизу ізоляції проводів, яке могло б статися з металевими в'язками, сприяючи трекінг-ефекту. Проте ізоляція дроту може зруйнуватися з часом. Креслення кріплення проводу на проміжній опорі наведено на рисунку 3.1.

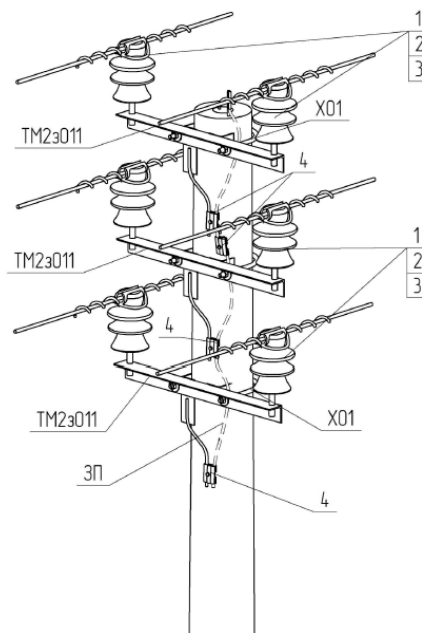


Рисунок 3.1 – Креслення кріплення проводу на проміжній опорі двокової лінії електропередачі 10 кВ

Анкерна опора[19] призначена для жорсткої фіксації провoda і повинна витримувати одностороннє натягнення деяких проводів. При обриві дроту анкерні опори відчують одностороннє натягнення, що виключає можливість обриву середньої опори, яка не розрахована на це натягнення. Закріпіть дроти на анкерних кронштейнах спеціальними кліпсами або встановіть по два штирьових ізолятора на кожен фазу. При застосуванні підвісних ізоляторів на лініях на анкерних кронштейнах кріплення проводів здійснюється за допомогою двох гірлянд на фазу. Ізоляторні гірлянди на цих опорах ніби продовжують провід. На затиску на кінці тягового кільця є кільце, яке з'єднується з однофазним проводом сусіднього прольоту кронштейна та розміщується під балкою.

З'єднання проводів на анкерній, кутовій анкерній і кутовій опорі здійснюється за допомогою герметичного проколюючого затискача TTDC28401. Для герметизації ліній будівельної довжини необхідно використовувати два герметизуючі ковпачки. Під час встановлення завжди затягуйте головки двох затискних болтів, до їх зриву.

Анкерне кріплення проводів для двоколових ліній 10 кВ із захисним ізольованим проводом із використанням затискача PA28120 з опцією P. Варіант P — з'єднання металевої частини анкерного затискача з жилою. У цьому випадку різниця потенціалів між з'єднувальними елементами дорівнює нулю, а ізоляція проводу, а також клиноподібна частина затискача не піддається впливу надмірної напруженості електричного поля. Ці заходи захищають ізоляцію дроту від таких явищ, як відстеження. Анкерні затискачі кріпляться до траверс за допомогою полімерних ізоляторів PSI15CC. Креслення кріплення проводу на анкерній опорі наведено на рисунку 3.2.

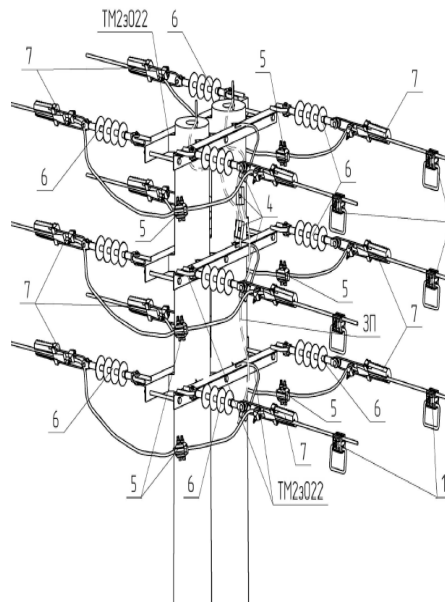


Рисунок 3.2 – Креслення кріплення проводу на анкерній опорі двоколової лінії електропередачі 10 кВ

Різновидом анкерних опор є кінцеві опори[19], які встановлюються між власне повітряною лінією та розподільним обладнанням. Ці опори постійно піддаються одностороннім навантаженням, оскільки напруга провідників, що виходять з розподільного пристрою, завжди незначна. Креслення кріплення проводу на кінцевій опорі наведено на рисунку 3.3.

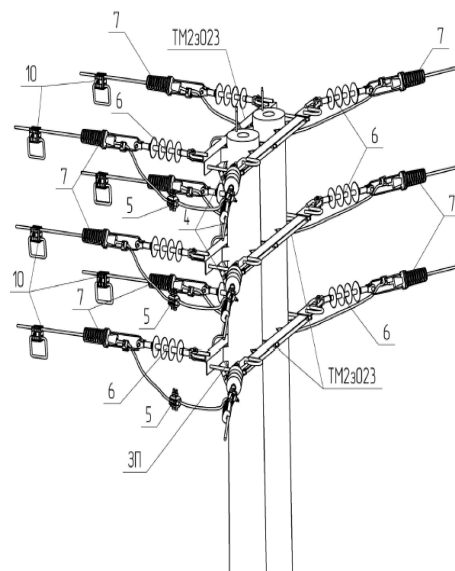


Рисунок 3.3 – Креслення кріплення проводу на кінцевій опорі двоколової лінії електропередачі 10 кВ

Повітряні лінії передбачають обхід населених пунктів, аеропортів, боліт та інших об'єктів, тому їх маршрути непрямі. При поворотах повітряної лінії використовують кутові опори[19]. Кутом повороту прямої вважається кут, який доповнює внутрішній кут прямої на 180° . У точці повороту лінії відбувається постійне натягнення дроту вздовж бісектриси внутрішнього кута повороту колії. Кутові анкери[19] застосовують для великих кутів (понад $10...20^\circ$). Для кутових брекети характерні діагональні елементи - брекети, які працюють на розтяг або стиснення. Іноді в кутових розкосних конструкціях елементами, що несуть натяг, є сталеві троси - натягувачі. Кути повороту до 20° і плоскі профілі колії дозволяють використовувати проміжні опори замість кутових. Креслення кріплення проводу на кінцевій опорі наведено на рисунку 3.4.

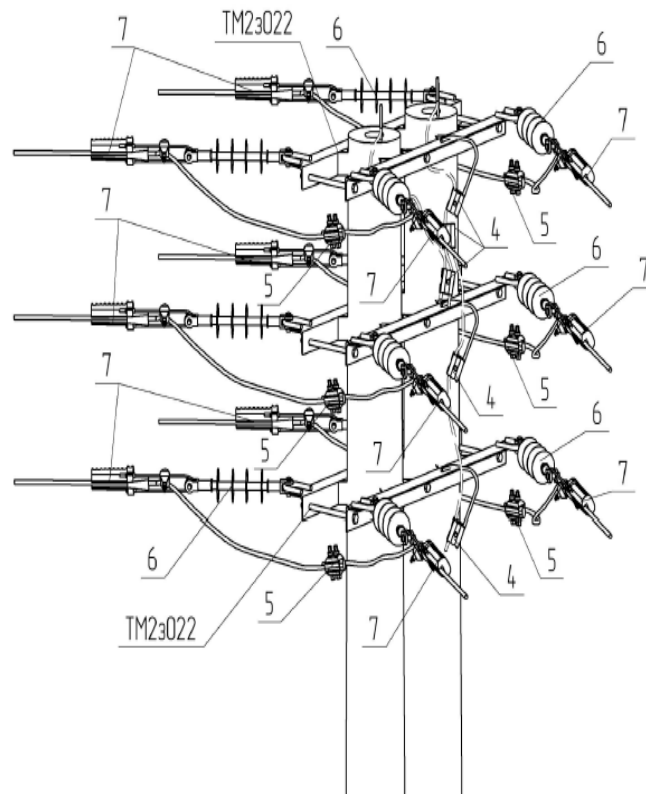


Рисунок 3.4 – Креслення кріплення проводу на кутовій анкерній опорі
двоколлової лінії електропередачі 10 кВ

Кінцеві опори з переходом ПЛЗ в кабельну лінію в основному встановлюються біля виходу з розподільної підстанції. Кріплення проводу

здійснюється за допомогою герметичного проколюючого затискача TTDC28401. Для герметизації ліній будівельної довжини необхідно використовувати два герметизуючі ковпачки. Кріплення кабельної лінії здійснюється за допомогою кронштейнів КРО21, КРО23, КРО24. З'єднання кабельної лінії до повітряної захищеної лінії здійснюється за допомогою кінцевої кабельної муфти ЕЗУЕТН 24. Всі кабельні лінії повинні бути захищені обмежувачами перенапруги, тому захист передбачено встановити на опорі, захист здійснюється за допомогою AZBD 150. Креслення кріплення проводу на кінцевій опорі з переходом ПЛЗ в КЛ напругою 10 кВ наведено на рисунку 3.5.

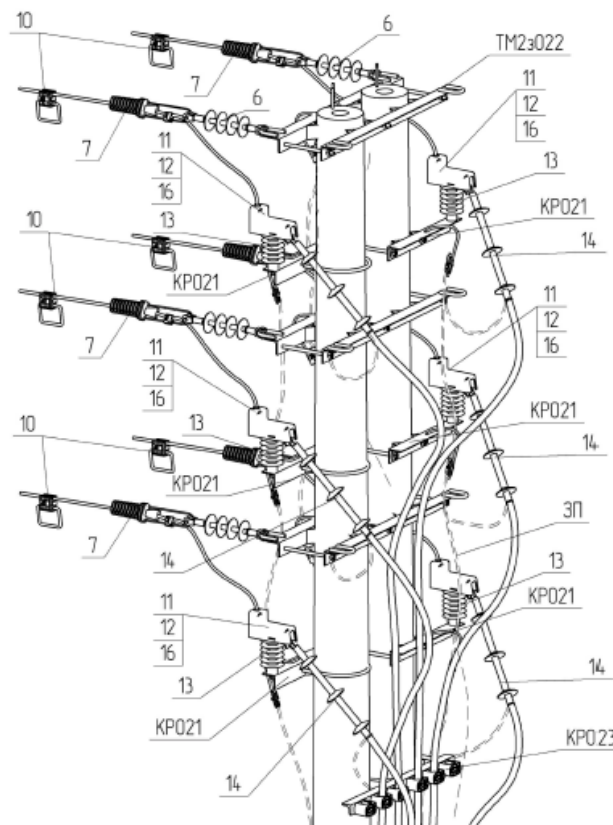


Рисунок 3.5 – Креслення кріплення проводу на кінцевій опорі з переходом ПЛЗ в КЛ напругою 10 кВ

Відгалужувальні опори використовують для глухого відгалуження від лінії. Креслення кріплення проводу на відгалужувальній напругою 10 кВ наведено на рисунку 3.6.

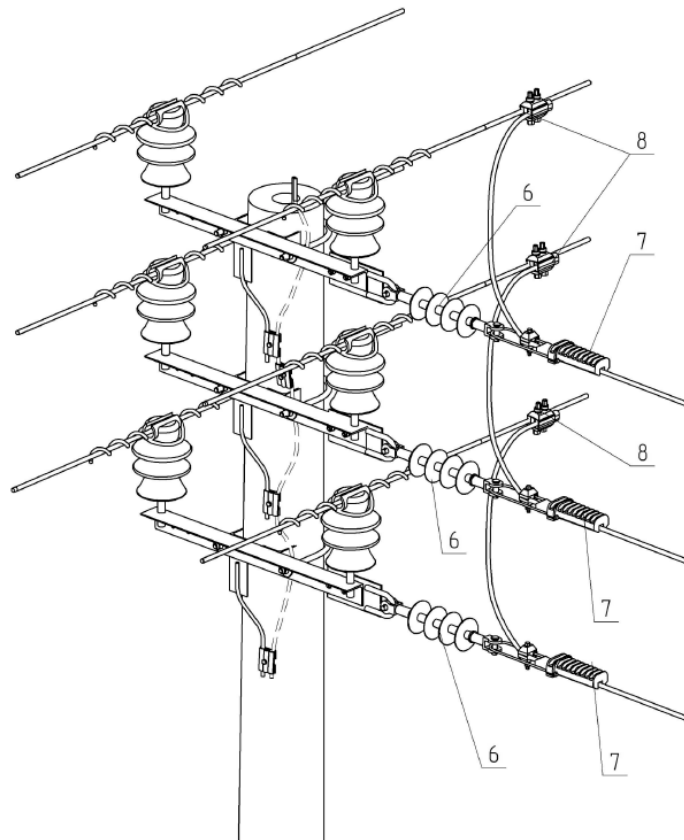


Рисунок 3.6 – Креслення кріплення проводу на відгалужувальній опорі напругою 10 кВ

Ізолятори застосовують для ізоляції проводів повітряних ліній від проводів опор та їх конструкцій. елемент. Ізолятори дротів в основному виготовляють із високоякісної порцеляни та загартованого лужного або слабо лужного скла. Ці матеріали мають високі теплоізоляційні властивості і досить високу стійкість до згинальних моментів. Скло має багато переваг перед порцеляною. Прозорість скляного ізолятора робить виявлення дефекту відносно легким; у разі електричної несправності скляний ізолятор значною мірою руйнується, що полегшує визначення місця пошкодження. За конструкцією лінійні ізолятори повітряних ліній поділяються на штифтові та підвісні. Перший використовується на лініях до 35 кВ, другий на лініях 35 кВ і вище. Вибір типу ізолятора проходить відповідно до номінальної напруги та матеріалу. підтримки та середовища.

Штирвові ізолятори для ліній напругою до 1 кВ, а також для ліній 6—10 кВ виготовляють монолітними. У верхній частині є канавки для укладання провoda, а в нижній — отвір з гвинтовою нарізкою для закручування ізолятора на штир або гак. Штир гайкою закріплюється на траверсі або спеціальній металевій частині опори.

На лініях низької напруги в основному використовуються порцелянові ізолятори RF, RFO, TF або скляні ізолятори типу NS аналогічної конструкції (для гачків використовують низьковольтне скло NS-18, NS-16 або діаметром 18 і 16 мм відповідно). На лініях 6-10 кВ найчастіше зустрічаються ізолятори типу СВЧ (наприклад, ШФ 20Г1). Для дерев'яних ПЛ 20 кВ застосовують ізолятори ШФ-20, для металевих і залізобетонних - ШФ-35. Відрізняються вони лише розміром. Конструкція штирвових ізоляторів для ліній 20-35 кВ аналогічна конструкції ізоляторів ШФ10, відмінність полягає лише в тому, що корпус ізолятора складається з двох частин, скріплених цементом.

Ізолятори ШФ-35 застосовуються для дерев'яних опорних ліній малого перетину напругою 35 кВ. На лініях напругою 35 кВ використовувати підвісні ізолятори тільки тоді, коли переріз провідника перевищує 50 мм². Підвісні порцелянові ізолятори типу PF класу 70, 160, 200 або підвісні скляні ізолятори типу PS класу 40, 70, 120 застосовуються для ліній проводів середнього та великого перерізу напругою 35 кВ і вище. 160, 210, 300. Підвісні ізолятори за конструкцією та розмірами подібні до штирвових ізоляторів і випускаються у виконанні А, В, В. На відміну від стрижневих ізоляторів номер класу відповідає номінальному значенню напруги в кіловольтах, а в підвісних ізоляторах клас ізолятора відповідає мінімальному руйнівному електромеханічному навантаженню в кілоньютонах.

Ізолятори маркуються типом і маркою, конструкцією і типовим номером ізолятора (наприклад, ПС70-Д - підвісний скляний ізолятор, руйнівне електромеханічне навантаження 70 кН, конструктивне виконання Д). Ізолятори зі збільшеною довжиною шляху витoku використовуються для ліній,

що проходять через забруднену атмосферу (наприклад, ізолятори PSG70-A або PSG160 з довжиною шляху витoku 400 і 495 мм). Залежно від напруги (35, 110, 150, 220, 330 кВ) підвісні ізолятори на лініях з металевими і залізобетонними опорами розташовують в 3, 7, 9, 13, 17 і більше розетках з дерев'яними - 2, 6. Для кріплення ізолятора на кронштейні використовуються лінійні фітинги, а дроти закріплюються на ізоляторі, переважно сталевому. Його номенклатура дуже різноманітна.

Як було сказано вище, штирьові ізолятори кріпляться до кронштейна гачками або шпильками. Наприклад, штифти С-16, С-14, С-12, С-16п, С-14п, Д-16, Д використовуються для кріплення порцелянових і скляних ізоляторів до металевих і дерев'яних ригелів опор повітряних ліній напругою до 1 кВ -14, Д-12, Д-16п, Д-14п. У цих позначеннях буквами позначено: С - сталеві траверси, Д - дерев'яні траверси, П - проміжна опора, цифра позначає діаметр верхнього кінця штиря в міліметрах.

Для кріплення проводів до гірлянд літаючих ізоляторів використовуються кліпси. Опорні кліпси кріпляться до гірлянди, яка зазвичай знаходиться у вертикальному положенні. Провід в затискачі прокладаються в пазах у формі канавок і фіксуються притискними пластинами і гвинтовими кріпленнями. Прикріпіть дроти до натяжної гірлянди за допомогою натяжних затискачів. основні розмірні параметри. При перетині з іншими лініями електропередач відстань між лініями повинна бути не менше 1 м – ЛЕП до 1 кВ, 2 м - ЛЕП 6-10 кВ, 3 м - ЛЕП 35 кВ.

При перетині ліній електропередач різної напруги відстань між проводами різних ліній вибирають відповідно до допустимого значення лінії вищої напруги. При визначенні відстані між проводами на одній лінії враховуються довжина прольоту, розмір лінії, напруга лінії, тип опори та рельєф місцевості. Середні значення прольотів між опорами для різних номінальних напруг наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Середнє значення довжини прольоту

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

3.3 Ізоляція та лінійна арматура

Повітряна лінія (ПЛЗ) 10 кВ проходить в місцевості з звичайним польовим забрудненням. Враховуючи це, на ПЛЗ-10 кВ прийнята арматура фірми Sicame. Комплектація вузлів кріплення до елементів опор виконується згідно з рекомендаціями застосованих типових проєктів, а кріплення проводів – за допомогою стандартної лінійної арматури.

За умовами навколишнього середовища, в зоні якій проходить траса ПЛЗ-10 кВ лінійна арматура прийнята нормального виконання.

Основним видом діяльності ТОВ «СИКАМ Україна» є впровадження технологій та комплектуючих для монтажу самонесучих ізольованих проводів (СИП), які використовуються в розподільчих мережах напругою до 1 кВ, комплектуючих для захищених ліній електропередачі в енергосистемі України. напругою 6-35 кВ та повітряних телекомунікаційних ліній, нелінійних розрядників перенапруги, монтажних інструментів, надання технічної інформації та конкретних порад щодо використання продукції SICAME Groupe.

Переваги самоутримних ізольованих проводів СІП[20]:

1. Експлуатація та обслуговування. Головною перевагою самонесучого ізольованого проводу те, що він дозволяє значно знизити трудові та

матеріальні витрати на експлуатацію та обслуговування. При використанні SIP короткі замикання практично виключені при сильному вітрі або снігопаді. Крім того, ці дроти мають високу механічну міцність, що зводить до мінімуму можливі поломки.

2. Монтаж лінії самоутримним ізольованим проводом, і дуже зручний, і простий. Для цього існує спеціальне кріплення, яке позбавляє від необхідності монтувати на кронштейни опори ПЛ та ізолятори, що прискорює процес монтажу та ремонту.
3. Повітряна лінія електропередач використовує самонесучий ізольований провід, і втрати значно зменшуються. Це досягається збільшенням гака і зменшенням реактивного опору ізольованих провідників, який приблизно в 3 рази перевищує неізольовані провідники.
4. Можливе підключення до лінії без відключення напруги електроустановки.
5. Зменшується кількість підключень проводів з метою крадіжки електроенергії.
6. Термін служби проводу СИП становить понад 40 років, оскільки ізоляційним матеріалом є зшитий світлостійкий поліетилен, здатний витримувати тривале ультрафіолетове опромінення.

Можливо б довго розповідати про переваги цих проводів. Але наведених фактів достатньо, щоб зробити вибір на їхню користь.

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

3.4.1 Заземлення елементів повітряної лінії (ПЛЗ) 10 кВ

Згідно з п. 2.5.127 ПУЕ на ПЛЗ 10 кВ слід заземлювати всі залізобетонні опори. Для заземлення залізобетонних опор в якості заземлюючих спусків слід використовувати сталевий круг діаметром 10 мм по ДСТУ 4738.2007 «Прокат сортовий сталевий гарячекатаний круглий».

Обладнання та всі металеві частини обладнання, які не є струмопровідними за нормальних умов експлуатації електроустановки та на які вони можуть впливати в аварійній ситуації, повинні бути заземлені.

З'єднувальним провідником ЗП (алюмінієвий дріт перетином 16 мм²) підключити всі залізобетонні опори та лінійну арматуру до роз'єму заземлення у верхній частині опори. На підставці з опорним кронштейном підключіть ЗП до опорного кронштейна та верхнього роз'єму заземлення опорного кронштейна.

Опір заземлювального пристрою повинен відповідати вимогам п. 2.5.127 та 2.5.130 ПУЕ 2014р і становити не більше - 10 Ом. При питомому опорі ґрунту більше 100 Ом. допускається збільшувати вказані норми в 0,01 рази, але не більше ніж в 10 разів. Нормовані величини опору повинні забезпечуватись в любу пору року.

На повітряній лінії слід заземлювати:

- а) кронштейни з грозозахисними тросами або іншими блискавкозахисними пристроями;
- б) залізобетонні та металеві опори для ліній електропередачі напругою від 3кВ до 35кВ;;
- в) кронштейни для кріплення силових або вимірювальних трансформаторів, роз'єднувачів, запобіжників та інших пристроїв.

Всі необхідні вказівки щодо грозозахисту і заземлення, а також місць встановлення грозозахисних і заземлювальних пристроїв наведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Граничне значення питомого еквівалентного опору ґрунту.

<p>Питомий еквівалентний опір ґрунту</p> <p style="text-align: center;">ρ, Ом·м</p>	<p>Найбільший опір заземлювального пристрою, Ом</p>
---	---

Продовження таблиці 3.3

До 100	10
Більше 100 до 500	15
Більше 500 до 1000	20
Більше 1000 до 5000	30

3.4.2 Захист елементів повітряної лінії (ПЛЗ) 10 кВ від перенапруги

Згідно з п.2.5.116 ПУЕ на ПЛЗ 10 кВ треба передбачити встановлення захисних апаратів (ЗА) для недопущення перекриття ізоляторів на опорах від грозових перенапруг. Для захисту ПЛЗ 10 кВ від наведених перенапруг проєктом передбачено встановлення ЗА типу AZB 3X 150.

Для надійного захисту повітряної лінії (ПЛЗ) 10 кВ рекомендується встановлювати комплект ЗА з інтервалом не більше ніж 2 км.

3.4.3 Захист елементів повітряної лінії (ПЛЗ) 10 кВ від трекінг-ефекту

Провід та лінійна арматура ПЛЗ 10 кВ піддані дії трекінг-ефекту. Явище трекінг-ефекту несистематично і залежить від ряду факторів, таких як забруднення в районі експлуатації повітряної лінії (ПЛЗ) 10 кВ, вологість, клімат, тощо. Трекінг-ефект приводить до пошкодження ізоляції проводу та пластикових частин арматури. Для протидії трекінг-ефекту необхідно вирівняти потенціал на металічних елементах арматури кріплення проводу.

Проєктом передбачено використання:

- діелектричних полімерних в'язок для проміжного кріплення, які не потребують додаткових заходів для боротьби с трекінг-ефектом;
- анкерних затискачів РА з опцією «Р» (система-вирівнювання потенціалу).

3.5 Будівельні рішення по повітряній лінії (ПЛЗ) 10 кВ

Будівельними рішеннями з реконструкції повітряної лінії захищеної (ПЛЗ) 10 кВ на двоколову, відносять:

- На кінцевих опорах використати анкерне кріплення проводів.
- На проміжних опорах використати проміжне кріплення проводів.
- На кутових опорах використати кутове анкерне кріплення проводів.

Траса запроєктованої ПЛЗ 10 кВ намічена на плані та уточнена на місцевості шляхом детального рекогносцирувального обстеження та візуального трасування.

Відстань по вертикалі від самонесучого проводу ПЛІ на стрілці з найбільшим провисанням до землі або вуличної смуги в населених і ненаселених місцях повинна бути не менше 5,0 м. У важкодоступних місцях ця відстань може бути зменшена до 2,5 м, у важкодоступній місцевості (схили пагорбів, скелі) - до 1 м.

У разі перетину непроїзної частини вулиці відгалуженням, що веде до входу в будівлю (споруду), відстань від СІП до тротуару та узбіччя на стрілці з найбільшим провисанням має бути не менше 3,5 м. У разі неможливості дотримання встановленої відстані на будівлі (споруді) встановлюються додаткові опорні або вхідні конструкції.

Вертикальна відстань неізольованих проводів ПЛ до поверхні землі в населених і ненаселених пунктах і до смуг вулиць за найбільшими западинами повинна бути не менше 6,0 м. У важкодоступних місцях ця відстань може бути зменшена до 3,5 м, у важкодоступній місцевості (схили, скелі) - до 1 м.

Горизонтальна відстань від самонесучих проводів при максимальному прогині до елементів будівель і споруд повинна бути не менше: 1,0 м - до балконів, терас і вікон і 0,15 м - до глухих стін будівель і споруд.

Допускається проходження ПЛ над покрівлею виробничих будівель і споруд (крім випадків, передбачених главами 4 і 5 НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок». Електроустановки спеціальних установок) за умови, що від даху до СІП не менше 2,5 м.

Відстань між дахом невеликих будівель (виставкових залів, наметів, кіосків, фургонів тощо) не повинна перевищувати 0,5 м, на даху не повинні перебувати люди.

Відстань по горизонталі від неізольованих ліній ПЛ до елементів будівель і споруд (якщо їх положення не відхилено) має бути не менше 2 м (охоронна зона).

У разі розташування будівель і споруд в охоронній зоні ПЛ відстань по горизонталі від проводів ПЛ за їх найбільшого відхилення до елементів цих будівель і споруд має бути не менше ніж:

- 1,5 м – до балконів, терас і вікон;
- 1,0 м – до глухих стін будівель і споруд.

У разі неможливості дотримання цих умов треба використовувати СІП з виконанням умов 2.4.52 ПУЕ 2017 р.

Найкоротша відстань від провідників ЛЕП до поверхні землі, водної поверхні або будівель різного призначення визначається при найвищій температурі повітря без урахування нагрівання провідників електрикою. поточний.

Перетини та зближення ПЛ з державними дорагами загального користування також повинні відповідати вимогам «Правил установлення та використання придорожніх смуг державних автомобільних доріг загального користування». Кут перетину залізничного полотна з дорогою не вказано. На РН з підвісними ізоляторами і з перерізом алюмінієвої частини провідників 120 мм² і більше підвіска з натяжною ізоляцією повинна бути дволанцюговою,

кожен ланцюг окремо кріпиться на кронштейні. Відстані, на яких залізниці перетинаються і з'єднуються з автомобільними дорогами, повинні бути не менше вказаних у таблиці. 2.5.46. При сходженні лінії електропередачі із криволінійною ділянкою дороги, що проходить через насип, мінімальна відстань від провідника лінії електропередачі до краю дорожнього покриття має бути не меншою за відстань по вертикалі, зазначену в таблиці. 2.5.46. У нормальному режимі роботи ПЛ мінімальна вертикальна відстань від проводу до дорожньої смуги повинна бути прийнята за температурних умов і умов механічного навантаження, зазначених у 2.5.160. Для запобігання наїзду транспортних засобів на опори на ПЛ, розташовані на відстані менше 4 м від краю проїзної частини, слід використовувати дорожнє огороження I класу. Мінімальна відстань від залізничної колії до автодорожнього мосту з прольотом 20 м або менше має бути такою ж, як і для відповідного автомобільного мосту в таблиці. 2.5.46, прольоти понад 20 м - Визначено при проектуванні повітряної лінії.

Будівельні рішення про прокладанню кабельної лінії напругою 10 кВ.

Кабель прокладати без попереднього прогрівання при температурі не нижче 0°C.

Сигнальну стрічку слід прокласти в траншею на 250 мм над кабелем. При прокладанні кабелю в траншеї стрічка повинна бути прокладена вздовж осі кабелю, а при великій кількості край стрічки повинен виступати від крайнього кабелю не менше ніж на 50 мм. При укладанні декількох стрічок в траншею, сусідні стрічки повинні перекривати щонайменше 50 мм.

Глибина траншеї повинна бути 850-900 мм, щоб забезпечити глибину прокладки кабелю 700 мм. Дозволяє зменшити глибину прокладки кабелю до 500 мм, на ділянках до 5 м, при вході кабелю в приміщення, а також у місцях перетину з підземними спорудами. Загальна довжина кабелю 4%.

Після засипання траншей розпізнавальні знаки наносять на кутах трас, де встановлені з'єднувальні муфти, перехрестях шляхів сполучення та на під'їздах до будинків.

Згідно з [21] встановлюється охоронна зона вздовж КЛ, ширина якої дорівнює відстані від крайніх кабелів плюс по одному метру. В охоронній зоні заборонено виконання земляних робіт і прокладання інших комунікацій без погодження з господарем кабелю, а також заборонено скидати великі тягарі, виливати кислоти, влаштовувати звалища.

Земляні роботи починати в присутності представників зацікавлених організацій.

Основні види креслень для прокладання кабелю на ведено на кресленнях (див. креслення «Прокладання кабелю в траншеї. Фрагмент 1», «Прокладання кабелю в траншеї. Фрагмент 2»).

Будівельні рішення по улаштування повітряної лінія напругою 10 кВ.

Траса запроєктованої ПЛЗ-10 кВ намічена камерально на плані та уточнена на місцевості шляхом детального рекогносцирувального обстеження та візуального трасування.

Вибраний і вишуканий варіант траси узгоджений з зацікавленими організаціями.

Відстань між фазними проводами на опорі і в прогоні (незалежно від геометричного розташування проводів і району ожеледі) повинна бути не менше - 0,40 м.

Елементи і деталі опор ПЛЗ-10кВ захистити від корозії згідно з вимогами п. 2.5.19 ПУЕ 2017р.

Траса ПЛЗ-10 кВ з техніко-економічної точки зору і вимог нормативно-технічних документів вибрана найкоротшою.

На опорах ПЛЗ-10 кВ нанести постійні знаки згідно з вимогами п. 2.5.18 ПУЕ 2017р

Місце встановлення опор вибране з дотриманням вимог, наведених у п. 2.5.14 ПУЕ 2017р. Відстань по горизонталі від крайніх проводів ПЛЗ-10 кВ у не відхиленому стані до ближніх виступаючих частин поодиноких будинків і споруд (охоронна зона, згідно з "Правилами охорони електричних мереж") повинна бути не менше 2 м.

Реконструкція повітряної захищеної лінії напругою 10 кВ Л-29 «Вишеньки» ПС «Роца» 35/10 кВ наведено на кресленні (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»). Для реконструкції повітряної лінії напругою 10 кВ Л-29 «Вишеньки» ПС «Роца» 35/10 кВ передбачається:

1. Демонтувати опори (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).
2. Демонтувати провід (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).
3. Демонтувати кабельний вихід з РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ «Роца» комірка 15.
4. Улаштувати вихід проєктованим кабелем 10 кВ з РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ «Роца» з комірки 15 (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).
5. Улаштувати вихід проєктованим кабелем 10 кВ з РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ «Роца» з проєктованої комірки (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).
6. У місці приєднання проєктованої КЛ-10 кВ до проєктованої двоколової ПЛЗ-10 кВ на проєктованій опорі №1 улаштувати кінцеві кабельні муфти РОЛТ 120/1ХО-L12A – 2 комплекти (1 комплект – 3 шт.).

7. Побудувати двоколову проєктовану ПЛЗ 10 кВ Л-29 «Вишеньки» і Л-проєкт. проводом 3хАAsXSn 1х120 від проєктованої опори №1 до проєктованої опори №36 довжиною 1980 метрів (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).
8. Побудувати одноколову проєктовану ПЛЗ 10 кВ Л-29 «Вишеньки» проводом 3хАAsXSn 1х120 від проєктованої опори №36 до проєктованої опори №37 довжиною 50 метрів та під'єднати до існуючої лінії (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).
9. Побудувати одноколову проєктовану ПЛЗ 10 кВ Л-проєкт. проводом 3хАAsXSn 1х120 від проєктованої опори №36 до проєктованої опори №37 довжиною 40 метрів та під'єднати до існуючої лінії (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).
10. Улаштувати відгалуження від проєктованої ПЛЗ-10 кВ Л-проєкт. Проводом 3хАAsXSn 1х70 від проєктованої опори №28 до проєктованої опори №29 довжиною 68 метрів (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).
11. Встановити одностоякові опори на базі стійки СК120-15 (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).
12. Встановити двостоякові опори на базі стійки СК120-15 (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).
13. Улаштувати заземлення опор та арматури ПЛЗ-10 кВ.
14. Улаштувати апарати переносного заземлення ПЛЗ-10 кВ (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).
15. Улаштувати обмежувачі перенапруги ПЛЗ-10 кВ (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).

16. Улаштувати роз'єднувач на існуючій опорі №18 типу Р-2-1 Л-29 «Вишеньки» (див. «План реконструкції електричної мережі Л-29 "Вишеньки"»).

Специфікація і типові креслення виконаних на даному етапі реконструкції Л-29 «Вишеньки» напругою 10 кВ наведено на кресленнях (див. «Специфікація обладнання, виробів і матеріалів для реконструкції ПЛ-10 кВ Л-29 "Вишеньки"»).

Будівництво повітряної захищеної лінії напругою 10 кВ Л-проект. ПС «Роца» напругою 35/10 кВ наведено на кресленні (див. «План будівництва електричної мережі Л-проект.»). Для будівництва повітряної лінії напругою 10 кВ Л-проект. ПС «Роца» 35/10 кВ передбачається:

1. Виконати розріз існуючої кабельної лінії 10 кВ під встановлення відгалужувальної муфти типу ДТІМ (див. «План будівництва електричної мережі Л-проект.»).
2. Побудувати КЛ-10 кВ від місця розрізу існуючої КЛ-10 кВ до проєктованої опори № 140 кабелем ААБЛ 3х70 довжиною 30 метрів .
3. Улаштувати відгалужувальну кабельну муфту типу ДТІМ PS3 (див. «План будівництва електричної мережі Л-проект.»).
4. Улаштувати підйом проєктованої КЛ-10 кВ по проєктованій опорі №1 довжиною 11 метрів.
5. У місці приєднання проєктованої КЛ-10 кВ до проєктованої одноколової ПЛЗ-10 кВ на проєктованій опорі №140 улаштувати кінцеві кабельні муфти РОЛТ 120/1ХО-L12А – 1 комплект (1 комплект – 3 шт.).
6. Встановити одностоякові опори на базі стійки СВ105-5 (див. «План будівництва електричної мережі Л-проект.»).
7. Встановити двостоякові опори на базі стійки СВ105-5 (див. «План будівництва електричної мережі Л-проект.»).

8. Встановити тристоякові опори на базі стійки СВ105-5 (див. «План будівництва електричної мережі Л-проект.»).
9. Побудувати одноколову проєктовану ПЛЗ 10 кВ Л-проект. проводом 3хАAsXSn 1х70 від проєктованої опори №140 до існуючої опори №56 довжиною 528 метрів та під'єднати до існуючої лінії (див. «План будівництва електричної мережі Л-проект.»).
10. Улаштувати траншею під КЛ-10 кВ та укладку сигнальної стрічки довжиною 30 метрів.
11. Улаштувати заземлення опор та арматури ПЛЗ-10 кВ.
12. Улаштувати апарати переносного заземлення ПЛЗ-10 кВ (див. «План будівництва електричної мережі Л-проект.»).
13. Улаштувати обмежувачі перенапруги ПЛЗ-10 кВ (див. «План будівництва електричної мережі Л-проект.»).

Специфікація і типові креслення виконаних на даному етапі будівництва Л-проект напругою 10 кВ наведено на кресленнях (див. «Специфікація обладнання, виробів і матеріалів для будівництва ПЛ-10 кВ Л-проект.»).

Поопорна схема розподільної мережі напругою 10 кВ від підстанції 35/10 кВ наведено на кресленні (див. «Поопорна схема мережі ПЛ-10 кВ Л-29 "Вишеньки" і ПЛ-10 кВ Л-проект.»).

Потреба в будівельних конструкціях, матеріалах та устаткуванні на весь період будівництва, а також характеристика умов будівництва.

Проектовані лінії як архітектурні об'єкти, без складної невідпрацьованої технології, за загальноприйнятою класифікацією відносяться до простих об'єктів. Відповідно до нормативів термін будівництва повітряної лінії, з урахуванням уповільнення темпів будівництва, становить 2 місяці, з них підготовчий період - 0,5 місяця. З урахуванням цього розподіл будівельно-

монтажних обсягів і потреби будівельного підрозділу в будівельних конструкціях, виробках, матеріалах, обладнанні не проводяться. Вантажно-розвантажувальні роботи вздовж ЛЕП, транспортування конструкцій і обладнання здійснюються установами та автотранспортом. Під час будівництва не використовувалися місцеві будівельні матеріали. Перед початком будівництва необхідно завершити підготовку території будівництва: розчистити трасу від дерев, обрізати гілки, переставити конструкції, що заважають будівництву. На всьому протязі виконання будівельно-монтажних робіт необхідно забезпечити організацію заходів безпеки праці при використанні машин і транспортних засобів, роботах на висоті та інших технічних операціях.

Приєднання ділянки будівництва ЛЕП та інших об'єктів, передбачених проектом, до існуючої мережі повинно здійснюватися господарським персоналом підприємства після закінчення будівельно-монтажних і налагоджувальних робіт. Пересувні інвентарні будівлі та споруди використовуються для розміщення будівельно-монтажних організацій і будівельно-експлуатаційного персоналу.

3.6 Розрахунок втрат напруги на ділянках ПЛ-10 кВ

Споживачі електричної енергії працюють нормально, коли на їх затискачі подається напруга, на яку розраховані даний електродвигун або пристрій. При передачі електроенергії по проводах втрачається частина напруги на опір проводів і в результаті в кінці лінії, тобто у споживача, напруга виходить меншим, ніж на початку лінії.

Зниження напруги у споживача порівняно з нормальним позначається на роботі струмоприймача, будь то силова або освітлювальна навантаження. Тому при розрахунку будь-якої лінії електропередачі відхилення напруги не повинні перевищувати допустимих норм, мережі, вибрані по струму навантаження і розраховані на нагрів, як правило, перевіряють по втраті напруги.

Втратою напруги ΔU називають різниця напруг на початку і в кінці лінії (ділянки лінії). ΔU прийнято визначати у відносних одиницях — по відношенню до номінального напруги. Аналітично втрата напруги визначена формулою:

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

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 АAsXNs дано в довідкових таблицях. Активний опір 1 км алюмінієвих (марки А) і сталєалюмінієвих (марки АС) провідників можна визначити також за формулою:

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

де F — поперечний перетин алюмінієвого дроту або перетин алюмінієвої частини проводу АС, мм² (провідність сталєвої частини проводу АС не враховують). Згідно ПУЕ («Правил пристрою електроустановок»), для силових мереж відхилення напруги від нормального має становити не більше $\pm 5\%$, для мереж електричного освітлення промислових підприємств і громадських будівель — від +5 до — 2,5%, для мереж електричного освітлення житлових будівель та зовнішнього освітлення $\pm 5\%$. При розрахунку мереж

виходять з допустимої втрати напруги. Враховуючи досвід проєктування та експлуатації електричних мереж, приймають наступні допустимі втрати напруги: для низької напруги від шин трансформаторного приміщення до найбільш віддаленого споживача — 6%, причому ця втрата розподіляється приблизно таким чином: від станції або знижувальної трансформаторної підстанції до введення в приміщення залежно від щільності навантаження — від 3,5 до 5 %, від введення до найбільш віддаленого споживача — від 1 до 2,5%, для мереж високої напруги при нормальному режимі роботи в кабельних мережах — 6%, у повітряних— 8%, при аварійному режимі мережі у кабельних мережах – 10 % та у повітряних— 12 %.

Вважають, що трифазні трипровідні лінії напругою 6-10 кВ працюють з рівномірним навантаженням, тобто що кожна з фаз такої лінії навантажена рівномірно. В мережах низької напруги з-за освітлювальної навантаження домогтися рівномірного її розподілу між фазами буває важко, тому там найчастіше застосовують 4-дротову систему трифазного струму 380/220 В. При даній системі електродвигуни приєднують до лінійних проводів, а висвітлення розподіляється між лінійними і нульовим проводами. Таким шляхом зрівнюють навантаження на всі три фази.

При розрахунку можна користуватися як заданими потужностями, так і величинами струмів, які відповідають цим потужностей. У лініях, які мають довжину в кілька кілометрів, що, зокрема, відноситься до ліній напругою 6-10 кВ, доводиться враховувати вплив індуктивного опору дроти на втрату напруги в лінії.

Для підрахунків індуктивний опір мідних і алюмінієвих проводів можна прийняти рівним 0,32—0,44 Ом/км, причому менше значення слід брати при малих відстанях між проводами (500-600 мм) і перетинах дроту вище 95 мм², а більше — при відстанях до 1000 мм і вище і перетинах 10-25 мм².

Втрата напруги в кожному проводі трифазної лінії з урахуванням індуктивного опору проводів підраховується за формулою:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 \cdot l}{U_{ном}} + \frac{Q \cdot x_0}{U_{ном}} \quad (3.12)$$

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 Л-29 «Вишеньки» напругою 10 кВ до проведення реконструкції

Результати розрахунків																	
Нормальний режим живлення ПЛ10кВ Л-29 Вишеньки ПС Роща														І _{макс} =	244,88	А	
початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	cosφ	Встановлен а п-ть, кВА	Встановлен а п-сть, А	Сумарна потужнісні в кВА	Акт.пот. P _i , кВт	Реакт.пот. Q _i , кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.опір,г Ом/км	Індукт.опір,х 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	28	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	
28	36	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	
36	38	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	
38	40	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	
40	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	66	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	
66	68	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	
68	69	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	
69	73	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	
73	75	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	
75	78	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	
78	81	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	
81	88	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	
88	91	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	
91	ТП-917	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	
ТП-917	92	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	
92	94	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	11,30	
94	8	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	11,94	
8	115	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	12,36	
115	121	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	
121	16	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	
16	20	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	
20	24	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	
24	27	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	
27	140	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	
140	29	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	
29	31	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	
31	35	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	
35	37	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	
37	40	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	
40	45	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	
45	48	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	
48	9	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	
9	30	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	
30	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	
Сума														10,30		14,08	

Таблиця 3.5 – Розрахунок втрат лінії електропередачі Л-29 «Вишеньки» напругою 10 кВ після реконструкції

Результати розрахунків																
Норм. реж. жив. після розклуч. на оп. №18 та після заміни проводу к. 15 - опора №37 ПЛ10кВ Л-29 Вишеньки ПС Роща														I _{макс} = 116,34		А
початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	cosφ	Встановлен а п-ть, кВА	Встановлен а п-ть, А	Сумарна потужнісні в кВА	Акт.пот. P _i , кВт	Реакт.пот. Q _i , кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.опір.г, Ом/км	Індукт.опір.х, Ом/км	Марка пров.,каб.	Довжина L _i ,км	Втрати по ділянкам Δu _i ,%	Втрати в мер Δu _i ,%
ПС	1	0,2950	0,92	0	394,3	6822	1853,9	789,7	116,3	318,0	0,32	0,15	XRUNAКСS 1x120/	0,040	0,03	0,03
1	28	0,2950	0,92	0	394,3	6822	1853,9	789,7	116,3	410,0	0,25	0,08	3АAsXSн-120	1,584	0,84	0,87
28	37	0,2950	0,92	0	394,3	6822	1853,9	789,7	116,3	410,0	0,25	0,08	3АAsXSн-120	0,446	0,24	1,11
37	38	0,2950	0,92	0	394,3	6822	1853,9	789,7	116,3	210,0	0,59	0,32	А-50	0,070	0,09	1,20
38	40	0,2950	0,92	100	394,3	6822	1853,9	789,7	116,3	210,0	0,59	0,32	А-50	0,095	0,13	1,33
40	64а	0,2950	0,92	163	388,6	6722	1826,7	778,2	114,6	210,0	0,59	0,32	А-50	0,960	1,27	2,60
64а	66	0,2950	0,92	0	379,1	6559	1782,4	759,3	111,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,140	0,18	2,78
66	68	0,2950	0,92	100	379,1	6559	1782,4	759,3	111,9	210,0	0,59	0,32	А-50	0,140	0,18	2,97
68	69	0,2950	0,92	100	373,4	6459	1755,2	747,7	110,1	210,0	0,59	0,32	А-50	0,070	0,09	3,05
69	73	0,2950	0,92	263	367,6	6359	1728,0	736,1	108,4	210,0	0,59	0,32	А-50	0,130	0,16	3,22
73	75	0,2950	0,92	0	352,4	6096	1656,6	705,7	104,0	210,0	0,59	0,32	А-50	0,180	0,22	3,43
75	78	0,2950	0,92	100	352,4	6096	1656,6	705,7	104,0	210,0	0,59	0,32	А-50	0,235	0,28	3,72
78	81	0,2950	0,92	400	346,6	5996	1629,4	694,1	102,3	210,0	0,59	0,32	А-50	0,165	0,19	3,91
81	88	0,2950	0,92	250	323,5	5596	1520,7	647,8	95,4	210,0	0,59	0,32	А-50	0,480	0,53	4,44
88	91	0,2950	0,92	0	309,0	5346	1452,8	618,9	91,2	210,0	0,59	0,32	А-50	0,130	0,14	4,58
91	ПП-917	0,2950	0,92	500	309,0	5346	1452,8	618,9	91,2	275,0	0,16	0,08	ААШв-185	0,050	0,01	4,59
ПП-917	92	0,2950	0,92	0	280,1	4846	1316,9	561,0	82,6	275,0	0,16	0,08	ААШв-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
Сума														7,82		6,99

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

Результати розрахунків																	
Нормальний режим живлення ПЛ10кВ Л-проект. ПС Роща																	
														I _{макс} = 128,54		А	
початок ділянки	кінець ділянки	Коеф. завант.	cosφ	Встановлен а п-ть, кВА	Встановлен а п-сть, А	Сумарна потужнісні в кВА	Акт.пот. Pі, кВт	Реакт.пот. Qі, кВар	Струм, А	Допуст. довготрив. Струм, А	Актив.опірг. Ом/км	Індукт.опірг. Ом/км	Марка пров.,каб.	Довжина Lі,км	Втрати по ділянкам Δuі,%	Втрати в мер Δuі,%	
ПС	1	0,2687	0,92	0	478,4	8276	2048,3	872,6	128,5	318,0	0,32	0,15	XRUHAKXS 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	3AAsXSn-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	3AAsXSn-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	3AAsXSn-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	AAEn-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	3AAsXSn-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	3AAsXSn-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	AAEn-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	A-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	A-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	A-50	0,553	0,44	7,74	
14	14a	0,2687	0,92	63	251,8	4356	1078,1	459,3	67,7	210,0	0,59	0,32	A-50	0,070	0,05	7,80	
14a	15	0,2687	0,92	520	248,2	4293	1062,5	452,6	66,7	192,0	0,31	0,08	AAEn-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	AAEn-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	A-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	A-50	0,070	0,04	7,91	
5	5a	0,2687	0,92	2313	178,8	3093	765,5	326,1	48,0	210,0	0,59	0,32	A-50	0,035	0,02	7,93	
5a	ТП-1374	0,2687	0,92	260	45,1	780	193,0	82,2	12,1	192,0	0,31	0,08	AAEn-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	AAEn-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	AAEn-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	AAEn-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	AAEn-95	0,170	0,00	7,96	
Сума														8,64		7,96	

3.7 Техніко-економічне обґрунтування реконструкції електричної мережі 10 кВ

Типова форма ТЕО в розгорнутому вигляді рекомендована ДБН А.2.2.-3-2004 та є обов'язковою у разі інвестування у будівництво нових об'єктів та реконструкції діючих. Вона складається з таких розділів:

1. Вихідні положення, в яких подається технічна можливість та економічна доцільність нового будівництва або реконструкції об'єкту виробничого призначення.
2. Обґрунтування проєктної потужності та проєктної продукції, що буде там випускатись, попит на неї і її збут.
3. Обґрунтування розміщення об'єкта та вибір території для будівництва потужності чи об'єкта.
4. Дані про інженерно-пошукові роботи.
5. Оцінка впливів на навколишнє середовище.
6. Схеми генплану.
7. Основні рішення з інженерної підготовки території і захисту об'єкта від небезпечних природних чи техногенних факторів.
8. Основні технологічні, будівельні та архітектурно-планувальні рішення.
9. Основні рішення та показники з енергоефективності, порівняння варіантів, облік і використання вторинних та поновлюваних ресурсів, з охорони праці.
10. Можливі терміни будівництва.
11. Основні положення з організації будівництва.
12. Техніко-економічні показники.
13. Завдання на проєктування.

Слід мати на увазі, що всі розділи ТЕО взаємопов'язані і їх розташування обов'язково відображає реальну послідовність їх розроблення.

ТЕО може складатися за скороченою, спрощеною формою, якщо необхідно довести доцільність обраного в проєкті варіанту техніко-технологічного рішення порівняно з іншими можливостями.

Типова структура техніко-економічного обґрунтування передбачає:

- опис потреби в збільшенні потужностей виробництва, зміни технології або схеми виробництва;
- обґрунтування вибору технології, устаткування, схеми виробництва, будівельні рішення;
- розрахунки потреб виробництва в матеріалах і енергетичних ресурсах;
- економічні розрахунки за проєктом;
- висновки і пропозиції, в яких наводиться загальна оцінка економічної доцільності і перспектив впровадження проєкту.

Відмінність ТЕО від бізнес-плану інвестиційного проєкту полягає в тому, що як правило, ТЕО складається для проєктів щодо впровадження нових технологій, процесів і устаткування на діючому підприємстві, тому аналіз ринку, маркетингова стратегія, опис підприємства і продукту, а також аналіз ризиків можуть бути відсутні.

Таблиця 3.7 – Економічне обґрунтування виконання проєкту

Позиція	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Кільк.	Ціна з ПДВ	Вартість з ПДВ
1	<u>Будівництво ПЛ 10 кВ</u>				
1.1	Кабельно-провідникова продукція				
1.1.1	Провід самоутримний ізолюваний, 10 кВ	АAsXS _n 1x70	1878	38,41грн	72 133,98грн
1.1.2	Провід самоутримний ізолюваний, 10 кВ	АAsXS _n 1x120	12758	55,92грн	713 427,36грн
1.2	Залізобетонні елементи				
1.2.1	Стояк	СВ105-5	13	3 695,30грн	48 038,90грн
1.2.2	Стояк	СК120-10	45	13 165,68грн	592 455,60грн
1.2.3	Стояк	СК120-15	45	15 808,11грн	711 364,95грн
1.3	Сталеві конструкції				
1.3.1	Шина алюмінієва	80x8 Шина алюм.	6	459,60грн	2 757,60грн
1.3.2	Вал приводу	ВП1	2	1 126,10грн	2 252,20грн
1.3.3	Кронштейн	КР2	2	343,40грн	686,80грн
1.3.4	Кронштейн	КР4	1	300,30грн	300,30грн
1.3.5	Кронштейн	КР10	1	516,50грн	516,50грн
1.3.6	Кронштейн	КР010	8	725,00грн	5 800,00грн
1.3.7	Кронштейн	КР021	7	909,10грн	6 363,70грн
1.3.8	Кронштейн	КР023	3	1 534,60грн	4 603,80грн
1.3.9	Кронштейн	КР024	2	4 123,40грн	8 246,80грн
1.3.10	Кронштейн	КР 5	1	1 800,80грн	1 800,80грн

Продовження таблиці 3.7

1.3.11	Траверса	ТМз011	96	584,30грн	56 092,80грн
1.3.12	Траверса	ТМз022	48	1 367,90грн	65 659,20грн
1.3.13	Траверса	ТМз11	6	1 031,60грн	6 189,60грн
1.3.14	Траверса	ТМз12	4	1 436,40грн	5 745,60грн
1.3.15	Траверса	ТМз15	1	737,10грн	737,10грн
1.3.16	Траверса	ТМз022	6	1 578,90грн	9 473,40грн
1.3.17	Траверса	ТМз032	6	1 748,30грн	10 489,80грн
1.3.18	Кронштейн	У 1	4	580,70грн	2 322,80грн
1.3.19	Хомут	Х 1	9	107,80грн	970,20грн
1.3.20	Хомут	Х 01	96	277,80грн	26 668,80грн
1.4	Лінійна арматура				
1.4.1	Затискач апаратний	75-12-2A G28	6	548,40грн	3 290,40грн
1.4.2	Затискач натяжний	AD15AL	12	444,00грн	5 328,00грн
1.4.3	ОПН 10 кВ	AZBD150	7	2 702,40грн	18 916,80грн
1.4.4	Обмежувач перенапруг	AZC 150	21	3 500,00грн	73 500,00грн
1.4.5	Утримувач для кабелю	BS 35-50 MB	4	524,40грн	2 097,60грн
1.4.6	Скріпа 20 мм	CF 20	31	12,00грн	372,00грн
1.4.7	Затискач апаратний	CNA 75 G28	28	363,70грн	10 183,60грн
1.4.8	Кінцева кабельна муфта	E3UETH 24__	1	7 404,00грн	7 404,00грн
1.4.9	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	7 617,60грн	7 617,60грн
1.4.10	Відгалужувальна заливна муфта DTIM PS3 для трижильного кабелю у паперовій ізоляції	DTIM PS3	1	32 256,00грн	32 256,00грн
1.4.11	Захисна накладка для кабелю	GPC 60-60	1	805,20грн	805,20грн
1.4.12	Стрічка бандажна 20x0,7 мм, Тмін=9,3 кН	IF 207	31	52,80грн	1 636,80грн

Продовження таблиці 3.7

1.4.13	Індикатор струму витоку	MX 482	8	496,00грн	3 968,00грн
1.4.14	Затискач односторонньо-проколюючий	NTDC28401AFA	12	658,80грн	7 905,60грн
1.4.15	Затискач натяжний	PA2870P	15	740,40грн	11 106,00грн
1.4.16	Затискач натяжний	PA28120P	166	1 640,40грн	272 306,40грн
1.4.17		PGA101	266	99,60грн	26 493,60грн
1.4.18	В'язка спіральна діелектрична	PLCDT3 R	168	640,80грн	107 654,40грн
1.4.19	В'язка спіральна діелектрична	PLDT2 R	30	640,80грн	19 224,00грн
1.4.20	В'язка спіральна діелектрична	PLDT3 R	12	740,40грн	8 884,80грн
1.4.21	Ізолятор натяжний	PSI15CC	36	1 040,40грн	37 454,40грн
1.4.22	Ізолятор натяжний	PSI 15 CE	154	1 040,40грн	160 221,60грн
1.4.23	Затискач для підключення переносних заземлень	TNDC28401 BI 95	50	812,40грн	40 620,00грн
1.4.24	Затискач проколюючий	TTDC28401FA	108	740,40грн	79 963,20грн
1.4.25	Захисний кожух ОПН	Захисний кожух ОПН	7	37,80грн	264,60грн
1.4.26	Ковпачок	К6	2	4,00грн	8,00грн
1.4.27	Ковпачок ТУ 3493-170-00111120-2000	К-6	208	4,00грн	832,00грн
1.4.28	Ланка проміжна вивернута	ПРВ-7-1	12	62,20грн	746,40грн
1.4.29	Привід роз'єднувача	ПРЗ-10У1	1	906,00грн	906,00грн
1.4.30	Роз'єднувач лінійний з заземлюючими ножами	РЛНДз-10/400У1	1	7 588,00грн	7 588,00грн
1.4.31	Ізолятор	ШФ-20Г1	7	90,00грн	630,00грн
1.4.32	Ізолятор	ШФ 20-Г1	23	90,00грн	2 070,00грн
1.5	Металопрокат				
1.5.1	Штаба сталевая гарячекатана, ДСТУ 4747:2007	5x100	1,63	33,80грн	55,09грн
1.5.2	Сталь кругла d10 мм, ДСТУ 4738:2007	d10	147,8	21,70грн	3 207,26грн
1.5.3	Сталь кругла оцинкована відповідно ДСТУ Б В.2.6-193:2013	d10 (цинк)	50,3	109,00грн	5 482,70грн

Продовження таблиці 3.7

1.5.4	Сталь кругла оцинкована відповідно ДСТУ Б В.2.6-193:2013	d16 (цинк)	1,78	158,00грн	281,24грн
1.6	Стандартні вироби				
1.6.1	Болт М12х40, ДСТУ ГОСТ 7798: 2008	Болт М12х40	6	12,30грн	73,80грн
1.6.2	Гайка М12, ДСТУ ГОСТ 5915:2008	Гайка М12	13	4,50грн	58,50грн
1.6.3	Шайба	Шайба 12	13	2,97грн	38,61грн
1.7	Інше				
1.7.1	Болт 12х28	Болт 12х28	7	29,27грн	204,89грн
2	<u>Будівництво КЛ 10-20 кВ</u>				
2.1	Кабельно-провідникова продукція				
2.1.1	Кабель силовий с XLPE ізоляцією, продольної і поперечної герметизацією	XRUNAKXS 1х120	88	529,14грн	46 564,32грн
2.1.2	Алюмінієвий кабель з ізоляцією із просоченого паперу, бронею із двох сталевих пластин в алюмінієвій оболонці	ААБл 3х70-10	42	225,00грн	9 450,00грн
3	<u>Траншеї</u>				
3.1	Матеріали				
3.1.1	Пісок для будівельних робіт, ГОСТ 8736-2014	Пісок	10,685	425,00грн	4 541,13грн
4	<u>Роботи по лінії електропередачі</u>				
4.1	Реконструкція ПЛЗ-10 кВ		2138	281,00грн	600 778,00грн
4.2	Будівництво ПЛЗ-10 кВ		528	189,00грн	99 792,00грн
				Загалом	4 077 881,13грн

3.8 Охорона праці та безпеки під час реконструкції ПЛЗ 10 кВ

3.8.1 Загальні відомості

Через наявність високої напруги повітряна лінія є місцем підвищеної небезпеки. Тому дотримання правил техніки безпеки при реконструкції є обов'язковим при проведенні робіт.

Мета розділу – розроблення заходів щодо запобігання та зменшення впливу на працівників небезпечних та шкідливих виробничих чинників, що виникають у ході реконструкції ПЛЗ 10 кВ.

Об'єкт дослідження – лінія електропередачі 10 кВ, що знаходиться по населеному пункті Вишеньки, Бориспільського району, Київської області. Лінія електропередачі напругою 10 кВ використовується для живлення трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ в населеному пункті Вишеньки.

Предметом розгляду в даному розділі є існуюча повітряна лінія напругою 10 кВ.

Усі розроблені заходи будуть основані на чинних нормативних документах, інструкціях з охорони праці енергетичних підприємств та інструкціях з експлуатації електроустановок.

3.8.2 Технічні характеристики і місце розміщення нового енергетичного устаткування

Роботи з підвішування проводу виконує бригада з 6 осіб з III групою електробезпеки. Об'єктом будівництва є повітряна лінія електропередач 10 кВ, яка буде проходити в житловому масиві і може становити небезпеку для людей, які проживають біля неї. На момент будівництва ПЛЗ-10 кВ, біля неї знаходяться 13 житлових одноповерхових будинків.

Повітряна лінія розташована в Бориспільському районі, Київській області, для його характерні наступні метеопказники:

– середня річна температура повітря 9 °С;

- середня місячна температура повітря січня мінус 6 °С;
- середня місячна температура повітря липня 20 °С;
- абсолютний максимум температури повітря 35 °С;
- абсолютний мінімум температури повітря мінус 37 °С;
- середня річна кількість опадів 690 мм;
- число днів з опадами за рік 165;
- середня річна відносна вологість повітря 75%;
- середня річна швидкість вітру 2,6 м/с;
- сніговий район II;
- вітровий район II;
- ожеледиця II;
- нормативна глибина промерзання ґрунту 90 см.

Роботи виконувати в весняно – літній період, впродовж 2 місяців, у світлий період часу з 8 до 17 години. Температура при цьому становить в середньому 19⁰ С.

3.8.3 Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів

- 1) До фізичних негативних факторів виробничого середовища відносяться: робота на висоті 2-12 м (підвішування проводів на кронштейнах і зведення відгалужень);
- 2) Електромагнітні фактори (підвищені рівні напруги та струму мережі, ризик ураження електричним струмом).

Інший набір факторів, що впливають на здоров'я персоналу:

- 1) важкість роботи (навантаження на органи опори та функціональні системи організму - підняття важких опорних елементів);

- 2) інтенсивність праці (навантаження на центральну нервову систему, органи чуття, емоційну сферу - інтелектуальне, емоційне навантаження, ступінь монотонності навантаження) - (позмінна робота);
- 3) падіння предметів і інструментів з висоти;
- 4) мобільні машини та механізми (автокрани, маніпулятори).

3.8.4 Вибір і розрахунок технічних засобів і заходів безпеки

Вибір заземлення.

Опір заземлювального пристрою повинен відповідати вимогам і не перевищувати 10 Ом. Коли питомий опір ґрунту перевищує 100 Ом. Зазначений норматив допускає збільшення в 0,01 раза, але не більше ніж у 10 разів.

Нормовані величини опору повинні забезпечуватись в любу пору року. Заземлення опор повітряної лінії напругою 10 кВ вказане на кресленні (див. креслення «Заземлення опор ЛЕП-10 кВ»).

Визначаю опір заземлюючого провідника який виконаний із круглої сталі за формулою:

$$R_{np} = \frac{L_M}{S_M \cdot \rho} + \frac{l_{II}}{S_{II} \cdot \rho} = 1,83413 \text{ Ом} \quad (3.13)$$

де, l - довжина заземлюючого провідника , см;

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

S - переріз, мм^2 .

$$R_{np} = \frac{3000}{31,5 \cdot 35} + \frac{0,27}{28 \cdot 70} = 1,83413 \text{ Ом} \quad (3.14)$$

Технічні заходи захисту обладнання допомагають захистити як персонал, так і саме обладнання [22].

Захист устаткування від атмосферних і комутаційних перенапруг здійснюється за допомогою обмежувачів перенапруг нелінійних типу AZBD 150.

Захист зовнішніх пристроїв від статичної електрики, підключивши металевий корпус до існуючого контуру заземлення.

Організаційними заходами щодо забезпечення безпеки робіт в електроустановках є:

- затверджувати перелік робіт, що підлягають виконанню згідно з наказом, порядком і поточною послідовністю операцій;
- призначення осіб, відповідальних за безпечну роботу;
- виконання робіт відповідно до розпорядження, розпорядження або затвердження переліку робіт, що підлягають виконанню в чинному порядку операцій;
- підготовка робочого місця;
- наряд на допуск до роботи терміном до 15 діб;
- нагляд під час роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та їх припинення.

При підготовці робочого місця до знеструмлення необхідно в установленому порядку виконати такі технічні заходи:

- проводяться необхідні відключення та вживаються заходи щодо запобігання подачі електроенергії на робоче місце внаслідок помилкового або випадкового відкриття КРУ (вимикачі з обох боків підстанції переведені в положення «вимкнено», ізолювальні вимикачі, що створюють видимі зазори, вивішування попереджувальних плакатів)
- на ручних приводах і ключах дистанційного керування РУ повинні бути вивішені заборонні знаки («залізти сюди», «працювати тут», «земля», «не відкривати, працювати онлайн» тощо);
- перевірено відсутність напруги на струмопровідних елементах і їх необхідно заземлити для захисту персоналу від ураження електричним струмом;
- заземлення (включаючи заземлювальний ніж, при відсутності заземлювального ножа встановити переносне заземлення з обох боків від'єднаної частини);
- вивісити вказівні плакати «Заземлено».

Весь персонал, який виконує експлуатаційно-технічне та ремонтне обслуговування, має спеціальний одяг, спецвзуття та інші засоби індивідуального захисту, що наведенні в табл. 3.8.

Персоналу потрібно проводити роботи на повітряних лініях, з використанням засобів індивідуального захисту, на ділянці повітряної лінії, яка є знеструмленою.

Таблиця 3.8 – Засоби індивідуального захисту

Вид захисту	Тип
Запобіжний пояс для виконання робіт на висоті	CB221a
Окуляри захисні від механічних пошкоджень	OZON 7-014

Продовження таблиці 3.8

Захисний одяг	Еп-4
Каска	PW97
Рукавиці від механічних ушкоджень	DF132
Взуття	S031 S1
Показник напруги	УВНУ-500 СЗИП

3.8.5 Вибір заходів і засобів безпеки у надзвичайних ситуаціях

Кожен працівник зобов'язаний знати, чітко виконувати та вимагати від інших людей за дотриманням правил пожежної безпеки, стежити за наявністю та наявністю засобів пожежогасіння та вміти ними користуватися у разі виникнення пожежі. Відповідальний за пожежну безпеку на об'єкті щодня перед початком роботи повинен перевіряти стан електрообладнання та комплектність пожежного інструменту, протипожежного обладнання, підручних засобів та інвентарю. На місці має бути пожежна станція з інструментами та засобами пожежогасіння. Будь-який доступ до них має бути вільним у будь-який час.

Під час монтажних робіт ЛЕП можуть виникнути такі надзвичайні ситуації:

- розрив стропа через розтяжки опори повітряної лінії;
- виривання якорів с ґрунту;
- розщеплення та падіння гірлянд ізоляторів;
- обрив проводів лінії;
- падіння опори;
- блискавки.

Обриви проводів викликані великими механічними навантаженнями, які часто супроводжуються низькою швидкістю вітру. Статистика показує, що обрив алюмінієвих і сталевалюмінієвих проводів призводить до виходу з ладу проміжних опор приблизно в 60% випадків.

Заходи і засоби у разі НС та запобігання НС на опорах та ЛЕП:

1. Антивібрація та захист від задирання включають зміну аеродинамічних властивостей поверхні дроту, механічний опір дроту крученню, гойданню та вертикальним коливанням. Крім того, в мережах низької та середньої напруги в основному використовуються пристрої з механічним гасінням коливань і галопуючими пристроями, а в мережах високої напруги - внутрішньофазні дистанційні прокладки, які збільшують відстань між провідниками розщепленої фази ПЛ і зменшують відстань між резисторами. (зменшити діапазон).
2. При відключенні лінії також відбувається захисне відключення, під яким розуміється швидке, автоматичне відключення живлення всіх фазних електроприладів або частини електропостачання протягом не більше 200 мс. Електропроводка в разі порушення ізоляції або інших аварійних ситуацій, що загрожують ураженням електричним струмом.
3. Захисне автоматичне знеструмлення - автоматичне роз'єднання кола одного або кількох фазних провідників (а при необхідності і нульових робочих провідників), яке виконується з метою електробезпеки.
4. Будівництво ділянок ПЛ поблизу діючих ПЛ, які знаходяться під напругою, повинно нормованої відстані від проводів до працюючих машин і механізмів, їх належного заземлення та інших заходів забезпечення безпеки проведення робіт.
5. При прокладанні проводів під ЛЕП, що знаходяться під напругою, слід вживати заходів щодо запобігання розгойдування проводів, що прокладаються.

6. У випадках, коли вимога [23] про дотримання нормативної відстані від електропроводів до робочих машин і механізмів не може бути виконана, необхідно ці електроустановки відключити і заземлити.

Висновки до розділу 3

В даному розділі розглянуто технічні рішення щодо реконструкції електричної мережі 10 кВ. Розглянуто основні складові двоколової лінії електропередачі:

- лінійна арматура для кріплення проводу;
- види опор лінії електропередачі;
- заземлення опор повітряних ліній;
- захист від перенапруги;
- захист від трекінг ефекту.

В даному розділі розроблено будівельні рішення для проектування ліній електропередачі напругою 10 кВ для кабельних ліній, повітряних неізолюваних ліній та повітряних захищених ліній. Для проєктованих ліній електропередачі розроблено специфікацію повітряних ліній та техніко-економічне обґрунтування.

Для проєктованих ліній електропередачі розраховано втрати напруги до реконструкції та після реконструкції. Після реконструкції отримали задовільні результати, результати втрат напруги не перевищують встановленим втратам напруги, згідно ПУЕ.

При виконанні даного розділу розглянуто техніку безпеки, можливі аварійні ситуації та профілактичні заходи при реконструкції повітряних ліній 10 кВ.

Проаналізовано умови праці на ділянці реконструкції лінії, визначено фактори ризику, що впливають на здоров'я працівників, підібрано відповідні засоби індивідуального захисту, такі як: пояси безпеки для повітряних робіт, окуляри, захисний одяг, взуття, рукавички. Було також розглянуто забезпечення роботи технічних та організаційних заходів безпеки.

4 СТАРТАП ПРОЄКТ «ЯКІСНА ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СКЛАДОВИХ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ»

Завдяки нижчим бар'єрам для входу на ринок (з появою Інтернету, як засобу комунікації та продажів стало легше знаходити споживачів та інвесторів, знаходити ресурси та перетинати кордони між різними національними ринками), і вважається одним із наріжних складових інноваційної економіки. Один, тому що загальний обсяг інноваційних ідей зростає завдяки мобільності, гнучкості та великій кількості стартап-проектів.

Проте створення та впровадження на ринок стартап-проектів характеризується підвищеним ступенем ризику і за різними оцінками, лише частина з них досягає комерційного успіху в межах від 15% до 25%. Сама по собі ідея підприємницького проекту майже нічого не варта: основне завдання менеджера проекту на початкових етапах його існування – трансформувати ідею проекту в життєздатну бізнес-модель, насамперед шляхом формування продукту його концепції.

Розробка та виведення проекту на ринок передбачає реалізацію кількох кроків, які включають ринкову перспективу проекту, графік і принципи організації виробництва, фінансовий аналіз та аналіз ризиків, а також визначення заходів для полегшення пропозиції інвесторів. У загальному вигляді етапи розробки підприємницьких проектів можна розділити на наступні етапи.

Структурне розроблення стартап-проекту:

1. Маркетинговий аналіз стартап-проекту . . .

В межах цього етапу:

- опис ідеї для проекту розвитку, визначення загального напрямку використання потенційних продуктів або послуг і те, чим вони відрізняються від конкурентів (таблиця 4.1);
- проаналізовано ринкові можливості для його реалізації (таблиця 4.2);
- на основі аналізу ринкового середовища була сформульована маркетингова стратегія потенційних продуктів у рамках проекту.

Таблиця 4.1 - Опис ідеї стартап-проєкту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Аналіз технічного стану розподільчої мережі	<p>Формування пропозицій щодо черговості робіт:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ремонту; - модернізації; - переоснащення обладнання. 	<p>1) Уникайте непотрібних витрат.</p> <p>2) Зменшити ризики виходу з ладу об'єктів, які потребують ремонту, модернізації та переоснащення.</p> <p>3) Задовольнити потреби споживачів, у тому числі населення, та забезпечити надійність електропостачання.</p>

Таблиця 4.2 - Розроблено початкову характеристику потенційного ринку для проєкту

	Показники стану ринку ЕЕ	Характеристика
1	Кількість головних гравців, од	≈6121
2	Загальний обсяг продаж, грн.	705 320 000
3	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Зростає
4	Наявність обмежень для входу	Обмеження відсутні
5	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Специфічні вимоги відсутні

2. Організація стартап-проєкту В межах цього етапу:

- розроблено календарний план для початку реалізації проєкту;
- розрахувати потребу в основних засобах і нематеріальних активах;
- визначити плановий обсяг виробництва потенційної продукції, на основі якого сформульовані вимоги до матеріальних ресурсів і персоналу;
- розрахувати загальні початкові витрати на запуск проєкту та заплановані загальноекономічні витрати, необхідні для реалізації проєкту.

3. Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проєкту.

В межах цього етапу:

- визначити суму інвестиційних витрат;
- розрахувати основні фінансово-економічні показники проєкту (обсяг виробництва, собівартість, ціна реалізації, податкове навантаження, чистий прибуток), визначити показники інвестиційної привабливості проєкту (забезпеченість фондом, рентабельність продажів, інвестиції та термін окупності інвестицій в проєкті);
- визначено рівень ризику проєкту, визначено основні ризики проєкту та метод запобігання (реагування на ризик).

4. Заходи з пошуку інвесторів проєкту

Цей етап спрямований на пошук інвесторів та просування інвестиційних пропозицій. Він передбачає:

- визначення цільової групи інвесторів та опис їх бізнес-інтересів;
- складання інвестиційної оферти: коротко поясніть проєкт, щоб інвестори могли спочатку ознайомитися з проєктом.;
- плануйте просування: визначте комунікаційні канали та платформи, а також плануйте систему просування в межах обраних каналів;
- заходи щодо впровадження ресурсного планування полегшують котирування.

Конкретні етапи безперервного та своєчасного впровадження створюють передумови для успішного виходу на ринок. Однак експерти зі створення та розвитку підприємницьких проєктів окремо відзначили, що головною причиною високого рівня банкрутства стартапів є відсутність маркетингових знань і навичок, здатних розробляти вимогливі до ринку проєкти з початкових ідей, і цю проблему можна вирішити шляхом навчання винахідників.

Таблиця 4.3 - Характеристика потенційних клієнтів стартап-проєкту

Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія (цільові сегменти ринку)	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп клієнтів	Вимоги споживачів до товару
Формування пропозицій щодо черговості робіт: -ремонт; -модернізація; -оновлення обладнання.	-32 обленерго;	Виконання ліцензійних умов.	- зручний інтерфейс; - якісний розрахунок; - формування аналітичних форм.
	≈60 промислових енергоємних підприємств;	Забезпечення функціонування.	
	- державні підприємстварізних рівнів; - всі інші промислові підприємства.	Підвищення ефективності.	

Таблиця 4.4 - Фактори загроз

	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Наявність спроможних конкурентів	Швидке зменшення обсягів продажу	Знизити вартість продукту та розробити додаткові функції.
2	Фінансові проблеми споживача		

Таблиця 4.5 - Фактори можливостей

	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1	Технічна зношеність обладнання	Проведення технічної оцінки	1) Збільшення вартості надання послуг. 2) Підвищення чутливості комплексу. Аналіз ситуації.
2	Аварійні ситуації		

Висновки до розділу 4

Розроблено рекомендації, щодо пріоритетності проєктів ремонту, модернізації та переоснащення обладнання. Авторський супровід реалізації проєкту, навчання персоналу.

Розширені звіти про впровадження нових технологічних рішень, розробки технологій моніторингу та оновлення технічного обладнання розподільних мереж.

ВИСНОВКИ

В рамках даної роботи були вирішені всі поставлені задачі по проєктуванню повітряних та кабельних ліній напругою 10 кВ для зменшення втрат напруги. Виконані задачі:

1. Проведений огляд ОЕС України та зроблено висновок, що енергетичні об'єкти України знаходяться в незадовільному стані.
2. Проведений аналіз технічного стану ліній електропередачі Київської області напругою 10 кВ.
3. Визначено тривалість, класи наслідків та обсяг можливого економічного збитку об'єкту будівництва.
4. Проведено аналіз і перевірка основних елементів електричної знижувальної підстанції 35/10 кВ «Роща».
5. Вибрано метод реконструкції з оглядом її складових та розраховано втрати напруги на лінії електропередачі, які задовольняють вимоги ПУЕ.
6. Розроблено заходи щодо запобігання та зменшення впливу шкідливих та небезпечних чинників, які виникають під час реконструкції лінії електропостачання 10 кВ.
7. Результати моніторингу, а також відповідного моделювання технічного стану об'єктів енергетики в комплексі можуть бути використані при здійсненні обстеження електропередавальної організації з метою підвищення ефективності її роботи.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії»: № 2019 – VIII від 13.04.2017 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>
2. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016 – 2025 роки [Електронний ресурс]: Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України.– Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=244972812
3. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум: навчальний посібник / Людмила Валеріївна Давиденко, Наталія Володимирівна Коменда, Володимир Анатолійович Давиденко, Микола Миколайович Євсюк – Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022.– 244с
4. Проведення реконструкцій повітряних ліній електропередач. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [https://wiki.legalaid.gov.ua/index.php/Проведення_реконструкцій_повітряних_ліній_електропередач#:~:text=Повітряна%20лінія%20електропередачі%20\(ПЛ\)%20-,\(мостах%2C%20шляхопроводах%20тощо\).](https://wiki.legalaid.gov.ua/index.php/Проведення_реконструкцій_повітряних_ліній_електропередач#:~:text=Повітряна%20лінія%20електропередачі%20(ПЛ)%20-,(мостах%2C%20шляхопроводах%20тощо).)
5. Про затвердження Порядку розроблення, затвердження, погодження, схвалення та виконання інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання, що виробляють і постачають теплову енергію за допомогою систем автономного теплопостачання, ліцензування діяльності яких здійснює Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-zatverdzhennya-poryadku-rozroblennya-zatverdzhennya-pogodzhennya->

skhvalennya-ta-vikonannya-investitsiynikh-program-subektiv-gospodaryuvannya-u-sferi-teplopostachannya-shcho--61a0f97c6e7ed

6. Ахромкін А.О. Сучасні характеристики електричних мереж України: регіональний аспект // А.О. Ахромкін / Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля. – № 6 (223). – 2015.

7. Циганенко Б. В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : 05.14.02 / Циганенко Борис Володимирович – Київ, 2017. – 271 с.

8. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы: Под общ. Ред. Акад. НАН Украины А.В. Кириленко / Институт электродинамики НАН Украины. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. – 408 с.

9. Воропай, Н.И. Предпосылки и перспективы развития распределенной генерации в электроэнергетических системах // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов. Сб. докл. Всерос. н.-т. конф. Благовещенск, октябрь 5-7, 2005.

10. Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах электроснабжения [Текст]/ А.В. Праховник – К.:Освіта України, 2007. – 464.

11. The Modern Grid Initiative Version 2.0., Conducted by the National Energy Technology Reliability, January 2007. [Electronic resource] – Mode of access: <http://www.net1.doe.gov/smartgrid/>

12. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими [Текст] / Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денісюк С.П. та ін.; За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

13. «Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж [Текст]: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”/Уклад. В.В.Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.- 130с.

14. Закон України «Кодекс комерційного обліку електричної енергії»: № 2018 – №2451 від 01.12.2021 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18>

15. «Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://core.ac.uk/download/pdf/229505127.pdf>

16. Циганенко Б. В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : 05.14.02 / Циганенко Борис Володимирович – Київ, 2017. – 271 с.

17. Правила улаштування електроустановок. – Харків: Індустрія, 2017 – 800 с.

18. Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., перероблення і доповнення. - К. Міненерговугілля України, 2014.- 793 с.

19. Трасування ПЛЕП і розмітка траси [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://infopedia.su/17x519b.html>

20. Калюжний Д. М. Конспект лекцій з курсу «Електропостачання та електрозбереження» (для студентів 4 курсу денної та заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Електротехнічні системи електроспоживання) / Д. М. Калюжний, А. О. Карюк, І. Є. Щербак; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016. – 124 с.

21. Провід СІП. Перевага самонесучого проводу СІП. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://phinist.net/provid-sip-perevaha-samonesuchoho-provodu-sip.html>

22. Свирен С. Я. Электрические станции, подстанции и сети: Пособие по курсовому и дипломному проектированию / С.Я. Свирен. – Киев: Государственное издательство технической литературы УССР, 1962. – 308 с.

23. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (затверджене наказом Міністерства праці та соціальної політики від 09.01.98, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10 лютого 1998 р. за №93/2533).