

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 621.311.1

ПОГОДЖЕНО

Директор ІНГ енергетики,  
автоматики і енергозбереження

/Каплун В.В./

(підпис)

«    »      2023 р.

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

В.о. завідувача кафедри  
електропостачання  
ім. проф. В.М. Синькова

/Гай О. В./

(підпис)

«    »      2023 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Підвищення ефективності використання лінії електропередавання  
напругою 10кВ в ПАТ «Черкасиобленерго»»»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-наукова

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

д.т.н., професор

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

(ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

к.т.н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Петренко А.В.

(ПІБ)

Виконав

(підпис)

Самчук В.О.

(ПІБ)

КИЇВ 2023

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

НУБІП України ЗАТВЕРДЖУЮ  
В. о. завідувача кафедри  
електропостачання ім. проф. В. М. Синькова

К.Т.Н., Доцент

(вчений ступінь, звання)

Гай О.В.

(підпис)

(ПІБ)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

НУБІП України ЗАВДАННЯ  
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ  
Самчуку Владиславу Олеговичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)

Спеціалізація

Магістерська програма

(назва)

«Електричні мережі і системи»

Програма підготовки

(назва)

ОСВІТНЬО-НАУКОВА

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи **«Підвищення ефективності використання лінії електропередавання напругою 10 кВ в ПАТ «Черкасиобленерго»**

затверджена наказом ректора НУБІП України від

№

Термін подання завершеної роботи на кафедру

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи: ситуаційний план, доопорна схема мережі 10 кВ, електричні навантаження, проекти повторного застосування

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Характеристика мереж напругою 10 кВ ВСП «Черкаські районні енергетичні мережі»
2. Аналіз пропускної здатності ліній електропередавання напругою 10кВ ВСП «Черкаські районні енергетичні мережі»
3. Розрахунок струмів короткого замикання лінії електропередавання напругою 10 кВ
4. Заходи щодо зниження втрат електричної енергії в електричній мережі
5. Техніко-економічна ефективність
6. Організаційні і технічні заходи з охорони праці у ВСП «Черкаські районні енергетичні мережі»

Перелік графічного матеріалу: презентація, виконана із застосуванням програмного забезпечення MS PowerPoint

Дата видачі завдання «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Керівник магістерської роботи

Петренко А.В.

(підпис)

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

(ПІБ)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота складається з розділів, висновку та переліку використаних джерел. Робота містить 98 сторінок, налічує рисунки, таблиць, а також перелік використаних джерел.

В даній роботі наведено загальну характеристику лінії електропередавання напругою 10 кВ та розрахунок електричних навантажень. Також виконано аналіз поопорної схеми лінії електропередавання напругою 10 кВ, визначені втрати напруги та втрати електричної енергії в лінії електропередавання. На підставі розрахунків прийнято рішення про заміну діючих перерізів неізолюваних проводів марки АС на ізолювані (захищені) проводи (повітряна лінія захищена - ПЛЗ) з перерізом  $70 \text{ мм}^2$ .

Розрахунки проведено в програмі MatLab. Компанія SICAME-Україна пропонує більш сучасну методику розрахунку електричних навантажень, втрат напруги та розрахункових струмів ліній електропередач 10 кВ, що може бути застосовано при проектуванні таких ліній.

Проведений розрахунок струмів короткого замикання у мережі напругою 10 кВ. Вибрано уставки максимального струмового захисту для сучасного мікропроцесорного пристрою PREMKO REST.01 призначеного для реалізації функцій релейного захисту і автоматики, в т.ч. повітряних ліній. Прийнято рішення про заміну наявного вимикача ВВП-10 з приводом ПП-67 на сучасний вакуумний вимикач. Виконано обґрунтування використання реклоузерів та пристроїв для визначення місць пошкоджень ПЛ-10 кВ з метою підвищення експлуатаційної надійності. Варто зауважити, що було проведено техніко-економічне обґрунтування доцільності заходів з підвищення експлуатаційної надійності ліній електропередавання 10 кВ. Розглянуто організаційні і технічні заходи з охорони праці у ВСП «Черкаські районні енергетичні мережі». У висновку наведено основні результати, отримані в ході виконання магістерської роботи.

Брав активну участь у наукових конференціях у 2022 та 2023 роках.

Ключові слова та поняття: втрати напруги, втрати потужності, лінія електропередавання, ефективність, реклоузер, повітряна лінія.

Abstract

The Master's thesis consists of chapters, conclusions, and a list of references. The work contains 98 pages, including figures, tables, and a list of references.

The thesis provides a general overview of the 10 kV power transmission line and calculates electric loads. An analysis of the support circuit of the 10 kV power transmission line is also performed, determining voltage losses and energy losses in the power transmission line. Based on the calculations, a decision is made to replace the existing uninsulated AC wires with insulated (protected) wires (Protected Air Line - PAL) with a cross-section of 70 mm<sup>2</sup>.

The calculations were performed using the MatLab program SICAME-Ukraine offers a more modern methodology for calculating electric loads, voltage losses, and line currents for 10 kV power transmission lines, which can be applied in the design of such lines. Short-circuit current calculations were performed on the 10 kV network.

Maximum current protection settings were selected for the modern microprocessor device PREMKO REST.01, which is designed to implement relay protection and automation functions, including for air lines. A decision was made to replace the existing VMP-10 switch with a modern vacuum switch. Justification is provided for the use of reclamators and devices to determine damaged sections of the 10 kV power lines to increase operational reliability. It should be noted that a technical and economic justification was carried out for the feasibility of measures to improve the operational reliability of 10 kV power transmission lines. Organizational and technical measures for labor protection in the Cherkasy District Power Networks are considered. The conclusions summarize the main results obtained during the Master's thesis.

I actively participated in scientific conferences in 2022 and 2023.

Keywords and concepts include voltage losses, power losses, power transmission line, efficiency, reclamator, air line.

ЗМІСТ

## РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПАТ «ЧЕРКАСИ ОБЛЕНЕРГО»

- |     |   |    |
|-----|---|----|
| 1.1 | Загальна характеристика сучасного стану електромережі<br>напругою 10 кВ                                 | 12 |
| 1.2 | Розрахунок існуючих та визначення перспективних електричних<br>навантажень електромережі напругою 10 кВ | 17 |
| 1.3 | Визначення категорії складності об'єкта будівництва   | 21 |
| 1.4 | Визначення тривалості будівництва лінії електропередавання  | 23 |

## РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 10 КВ

- |     |  |    |
|-----|--|----|
| 2.1 | Аналіз попорної схеми лінії електропередавання   | 25 |
| 2.2 | Вибір перерізів та марок проводів лінії електропередавання<br>напругою 10 кВ                   | 37 |
| 2.3 | Визначення втрат напруги в лінії електропередавання напругою<br>10 кВ                          | 41 |
| 2.4 | Розрахунок втрат електричної енергії в лінії електропередавання<br>напругою 10 кВ              | 46 |
| 2.5 | Аналіз шляхів втрат електроенергії в розподільних<br>мережах та пропозиції щодо зниження втрат | 50 |

## РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 10 КВ

- |     |   |    |
|-----|---|----|
| 3.1 | Розрахунок струмів короткого замикання ліній<br>електропередавання напругою 10 кВ | 57 |
| 3.2 | Вибір уставок максимального струмового захисту                                    | 63 |

## РОЗДІЛ 4. ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

69

4.1	Обґрунтування використання пристроїв для компенсації реактивної потужності	69
4.2	Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації реактивної потужності	70

4.3	Вибір конденсаторних установок	74
-----	--------------------------------	----

РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ		76
---	--	----

5.1	Загальні інвестиції на будівництво	76
-----	------------------------------------	----

5.2	Розрахунок поточних витрат	78
-----	----------------------------	----

5.3	Розрахунок прибутку від будівництва	78
-----	-------------------------------------	----

5.4	Розрахунок оціночних показників ефективності	80
-----	--	----

## РОЗДІЛ 6. ОРГАНІЗАЦІЙНІ І ТЕХНІЧНІ ЗАХОДИ З ОХОРОНИ

ПРАЦІ У ВСП «ЧЕРКАСЬКІ РАЙОНИ ЕНЕРГЕТИЧНІ МЕРЕЖІ»		81
---	--	----

6.1	Загальні вимоги електробезпеки	81
-----	--------------------------------	----

6.2	Заходи з безпеки праці під час роботи на повітряних лініях	83
-----	--	----

6.3	Охорона праці і техніка безпеки при будівництві	86
-----	---	----

6.4	Оцінка впливу на навколишнє середовище	89
-----	--	----

6.5	Розрахунок заземлення опор лінії електропередавання	91
-----	---	----

6.6	Застосування обмежувачів перенапруги на лініях напругою 10 кВ	92
-----	---	----

ВИСНОВКИ		95
----------	--	----

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ		96
----------------------------	--	----

## ВСТУП

Енергетика – провідна галузь промисловості в країні, від вибору довгострокової стратегії якої залежить розвиток економіки всієї країни. В

енергетиці сьогодні спостерігаються наростаючі багатофакторні кризові явища, як глобального, так і внутрішньогалузевого характеру.

Процеси глобального масштабу обумовлені, з одного боку, вичерпанням геологічних запасів основних видів паливних ресурсів - нафти і газу, а з іншого боку, зростанням негативних екологічних факторів, викликаних діяльністю в енергетиці. Це основне протиріччя, яке вже в найближчому майбутньому може негативно вплинути на сталий розвиток і галузі, і суспільства в цілому.

Крім того, у вітчизняній енергетиці накопичилося безліч внутрішньогалузевих проблем, обумовлених переважно зношеністю основних фондів. Для вирішення цих проблем потрібні регулярні величезні капітальні вкладення, що викликають безперервне зростання тарифів на енергію. Подальший розвиток названих процесів, поряд з неминучим зростанням цін на паливо, може привести в перспективі до екстенсивного розвитку економіки і галузі, і країни.

Електрика - найбільш універсальна форма енергії, вона виробляється на електростанціях і розподіляється між споживачами за допомогою електричних мереж. Але потреби в енергії продовжують постійно зростати. Будь-який розвиток вимагає, перш за все, енергетичних витрат. Це означає, що сьогодні особливу увагу необхідно приділити модернізації та реконструкції як системи вироблення електроенергії, так і, в не меншому ступені, системи передавання та розподілу електроенергії серед споживачів.

Існує величезний енергетичний комплекс, який забезпечує сільське господарство електроенергією - в сільських електричних мережах напругою 0,4 - 110 кВ ростуть навантаження при появі нових споживачів в зонах, вже охоплених централізованим електропостачанням, і при освоєнні нових сільськогосподарських районів, існує гостра необхідність підвищення надійності електропостачання і якості електроенергії, змінюються планування проєктованих населених пунктів і т.д., що вимагає подальшого розвитку електричних мереж. Воно включає як нове будівництво, так і розширення та реконструкцію мереж.

Для нового будівництва необхідно спорудження нових ліній електропередавання і трансформаторних підстанцій, а для розширення - встановлення на однострансформаторних підстанціях другого трансформатора з

відповідним обладнанням, а для реконструкції - заміна проводів ліній електропередавання, переведення мереж з напруги 6 кВ на напругу 10 кВ, заміна трансформаторів, встановлення засобів компенсації реактивної потужності, автоматизації, регулювання напруги і т.п.

Таким чином, реконструкція діючих електричних мереж пов'язана в першу чергу зі зміною електричних параметрів ліній і підстанцій при частковому або повному збереженні будівельної частини об'єктів, а також із впровадженням додаткових апаратів і обладнання. Реконструкція дозволяє підвищити пропускну здатність діючих мереж, надійність електропостачання та якість електроенергії у споживачів.

Закон України «Про ринок електричної енергії» передбачає реформування енергетичної галузі за трьома основними напрямками:

### 1. Заміна алгоритму постачання електричної енергії.

Анбандлінг – поділ великої енергетичної сфери (власне попередні структури «Обленерго») на два різні напрямки:

- розподіл (транспортування) електроенергії від розподільних мереж до кожного будинку і обслуговування розподільних мереж – неконкурентний бізнес;

- поставка (продаж) електроенергії конкретному споживачу, а також інших послуг (наприклад, з енергоефективності) – конкурентний бізнес

### 2. Відкриття оптового ринку електричної енергії, що передбачає:

- вільне ціноутворення без втручання держави;

- пропозиції, що формуються на основі попиту;

- здорова конкуренція (кожний споживач може вибрати собі постачальника).

Разом з тим, держава гарантує всім побутовим клієнтам послугу по низькій ціні.

### 3. Модернізація електромереж – 70 % всіх мереж не оновлювалися з

60 років минулого століття – до цього часу в будь-якій складній погодній ситуації щоденно в Україні сотні адрес виявляються без електроенергії.

Реформа енергетичного ринку стартувала з поділу обленерго на операторів системи розподілу і постачальників електричної енергії, тобто перший етап складався із зміни алгоритму поставки електроенергії, відкриття вільного ринку

електроенергії і початку активної модернізації електромереж, як життєво-важливої інфраструктури. Реформа повинна наблизити українські реалії до європейських стандартів і моделі вільного ринку, яка неодноразово довела свою зручність для клієнтів. Головне завдання – зробити так, щоб і населення, і промислові споживачі отримали максимально якісний продукт (в даному випадку - електроенергію) і достойний та комфортний сервіс за розумними цінами.

Очевидно, що в умовах конкуренції, компанії цінять кожного свого клієнта, турбуються про якість електроенергії і належний технічний стан енергообладнання і мереж, тобто обленерго перетворюється в компанії, які займаються виключно розподілом електроенергії і обслуговуванням інфраструктури: управляють системою розподілу (мережі, підстанції), обслуговують мережі, ліквідовують аварії; будують нову якісну інфраструктуру; ремонтують електромережі і підстанції; відповідають за якість і надійність електропостачання, за під'єднання нових користувачів, установку лічильників електричної енергії. Всього в Україні функціонує 32 оператори системи розподілу, тоді як кількість компаній – постачальників електроенергії ринком не обмежено, на сьогоднішній день їх біля 1000 і українці можуть вибрати будь-кого з них.

Електромережі – масштабна розгалужена інфраструктура повітряних і підземних мереж, яка у всьому світі є природною монополією, що пропонує унікальну послугу – розподіл (транспортування) електричної енергії. Конкуренція в наданні цієї послуги неможлива і не вигідна, нелогічна і недоцільна в силу технічних особливостей. Створювати альтернативні електромережі – дорого і не вигідно і для споживача, і для держави – затрати на створення нових мереж обраховувалися б сотнями міль'ярдів гривень, що ніколи не могло б окупатися, і лягало б непосильними затратами на клієнтів енергокомпаній через високі тарифи. Крім цього, інфраструктура енергетики і роботи із струмом – справа дуже небезпечна і необхідне дотримання підвищених вимог безпеки і великої кількості процедур. У випадку аварії – бригади, перед тим, як ремонтувати мережі і підстанції, потрібно їх вимкнути (від'єднати від живлення) і виконати цілу послідовність технічних дій (операцій), від яких залежить життя ремонтників і безпека мереж. Для того, щоб знайти баланс між їх дотриманням і швидкістю

ліквідації аварії, керувати інфраструктурою повинна одна компанія, в протилежному випадку тривалість ремонту збільшується в кілька разів.

В той же час, споживач захищений на державному рівні:

- електромережі і оператори системи розподілу, як природна монополія, знаходяться під постійним контролем держави в особі регулятора – Національної комісії з регулювання електроенергетики і комунальних послуг – по суті, будь-які зловживання чи відхилення від вимог просто виключені (перевірки відбуваються регулярно – як планові, так і позапланові);

- суворо контролюються витрати засобів;

- постійно підвищуються і стають більш жорсткими вимоги норма якості і зниження показників індексу SAIDI, тобто скорочується час, за який ОСР зобов'язаний усувати аварійні ситуації, що виникають.

Світова система індексів визначення якості роботи електромереж і операторів систем розподілу передбачає два основні показники: SAIDI – середня тривалість вимикання кожному клієнту (іншими словами, скільки хвилин в рік клієнт знаходиться без електроенергії); SAIFI – частота перерв електропостачання, тобто скільки разів в рік у вас вимикають електроенергію.

Таким чином, в цій магістерській роботі акцент зроблено на застосуванні організаційних заходів і технічних рішень, що підвищують надійність електропостачання (максимальне зниження індексів SAIDI і SAIFI). В той же час належним чином виконано розробку сучасних заходів із зниження втрат електричної енергії в електричних мережах. Разом це дозволяє підвищити ефективність використання розподільних електричних мереж, в тому числі і проєктованої лінії електропередавання напругою 10 кВ в умовах відокремленого структурного підрозділу оператора системи розподілу ПАТ «Черкасиобленерго» - Черкаські районні електричні мережі.

В додаток до усього вищезгаданого, мною було представлено інформацію із цієї магістерської роботи на конференціях, які відбулись у 2022 та 2023 роках у нашому інституті. На другому виступі розглядали такі проблеми, як вплив організаційних заходів та технічних рішень на зниження втрат у лініях електропередавання напругою 10 кВ ПАТ «Черкасиобленерго». Учасникам

конференції було представлено конкретні приклади, матеріали та доводи відповідно до теми виступу, а також запропоновано необхідні, на мою думку, кроки задля вирішення даних проблем та покращення роботи системи в цілому.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## РОЗДІЛ 1

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ  
НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

ПАТ «ЧЕРКАСІОБЛЕНЕРГО»

1.1. Загальна характеристика сучасного стану електромережі напругою

10 кВ

НУБІП України

Публічне акціонерне товариство "Черкасиобленерго" як оператор розподільчої системи розподіляє електричну енергію на території Черкаського району в межах власної енергосистеми.

ПАТ «Черкасиобленерго» сприяє стійкому розвитку економіки регіону, підвищенню якості життя населення у всіх регіонах присутності Товариства за рахунок забезпечення надійного та безперебійного розподілу електричної енергії, задоволення зростаючого попиту на електроенергію та застосування інноваційних технологій в сфері енергоефективності і експлуатації електричних мереж, максимально повне, ефективне і безпечне задоволення потреб споживачів електричною енергією в умовах функціонування єдиної енергосистеми України.

Компанія здійснює передачу та постачання електроенергії електричними мережами напругою 0,4-150 кВ, експлуатує 39 підстанцій на 110-154 кВ, 136 підстанцій на 35кВ. Загальна потужність комплексу трансформаторних підстанцій 35-54кВ складає 2336 МВт.

Є 8885 підстанцій та розподільчих пунктів, що працюють на напругах 6-35/0,4 кВ, загальною потужністю 1698 МВт. Загальна довжина повітряних ліній електропередач напругою 0,4-154 кВ становить 29231 км, а кабельних ліній напругою 0,4-110 кВ - 195131 км.

ПАТ «Черкасиобленерго» забезпечує енергопостачання 634 153 споживачів, у тому числі 616 317 – побутових. Загальна кількість працівників Товариства становить 3,7 тис. осіб.

Відповідно до Програми відповідності оператора системи розподілу ПАТ «Черкасиобленерго» Товариство, як єдиний засновник і тримац акцій, здійснює господарську діяльність з розподілу електричної енергії і входить до складу вертикально інтегрованого суб'єкта господарювання разом з дочірньою компанією ТОВ «Черкасиенергозбут», що провадить господарську діяльність з постачання електричної енергії споживачам, при цьому діяльність Оператора передбачає:

- приєднання до мереж;
- надання послуг з розподілу та зміни постачальника;
- опрацювання скарг споживачів та постачальників;
- усунення порушень та аварій;

- надання вимірювальних даних для розрахунків балансування, розрахунків небалансів;
- охорона конфіденційної інформації та надання інформації користувачам та потенційним користувачам системи розподілу.

Повітряна лінія електропередач (ПЛ) - це система передачі електроенергії з одного місця в інше. Лінії встановлюються на опорах, потім обмотуються металевим дротом і підключаються з обох кінців лінії до генераторів, що виробляють електричний струм.

Повітряні лінії електропередач складаються з таких основних елементів:

- дротів, якими передається електроенергія;
- кабелів, які захищають лінію від ударів блискавки, і встановлюються на опорах у районах, де часто бувають суворі погодні умови;
- опори, що підтримують проводи та кабелі на певній висоті над поверхнею;
- ізолятори, які ізолюють проводи від металевих елементів опорних конструкцій, прикріплюючи їх до зазначеного (ізоляційного) матеріалу за допомогою дротяної арматури.

Одноланцюгові та дволанцюгові лінії електропередачі розрізняються по конструкції. Трипровідна (трифазна) лінія передачі зазвичай розглядається як один ланцюг, у той час як два паралельні дроти становлять другий ланцюг.

Структура ПЛ визначається її опорами, прольотами, розмірами та фазовою побудовою.

Два типи опор для стовпових ліній - проміжні та анкерні. На проміжних опорах для підвісу проводів використовуються гірлянди, що підтримують, у той час як на анкерних опорах для кожного проводу використовується тільки один маятник. Провід жорстко утримується в опорах і натягується до потрібного натягу за допомогою системи ізоляторів.

Кабелі повітряних ліній підтримуються за допомогою лінійних ізоляторів та арматури, які ізолюють їх від металевої арматури, щоб струм високої напруги був недоступний.

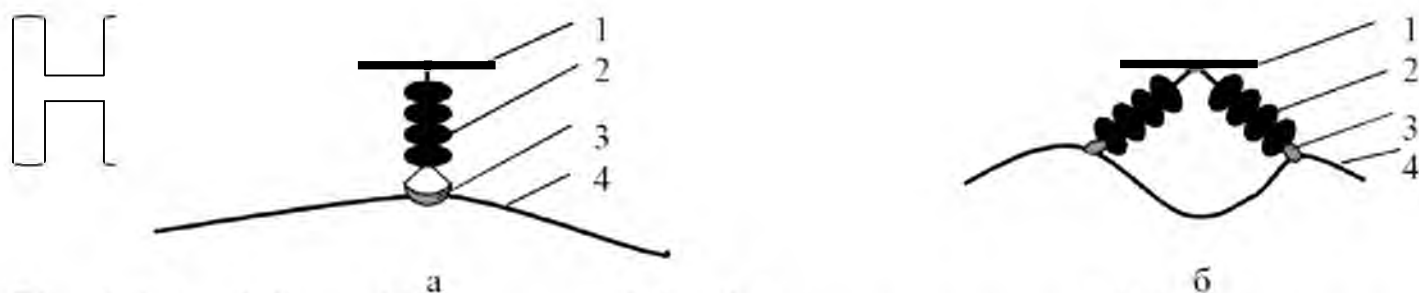


Рис. 1.1. Кріплення проводу в фазі на проміжній (а) та анкерній (б) опорах.

1 – траверса; 2 – шпилька ізоляторів; 3 – затискач; 4 – провід

Головна особливість ізоляторів для повітряних ліній електропередачі полягає в тому, що вони витримують одночасну дію високої електричної напруги та великих механічних навантажень. Це визначає їх конструкцію, яка має відповідати кільком найважливішим вимогам. Високоміцні електричні та механічні властивості, стійкість до впливу навколишнього середовища, простота використання та низька вартість – все це вимоги, яким має відповідати такий продукт.

Для виготовлення ізоляторів використовують електротехнічний фарфор, загартоване скло та синтетичні полімери.

Ізолятори із загартованого скла не вимагають таких самих строгих випробувань на електричну міцність, як фарфорові. У разі дефекту скляні ізолятори замінюються не менш ніж на 75% міцнішими, ніж спочатку.

Існує дві основні групи фарфорових та скляних ізоляторів - штировий та підвісний типи.

Штирові ізолятори використовуються на низьковольтних лініях до 1000 В, а також високовольтних лініях електропередач з напругою до 35 кВ.

Полімерні ізолятори виготовляються з високоміцних скловолокнистих стрижнів, покритих полімером, який протистоїть ультрафіолетовому випромінюванню та хімічним впливам, пластин та металевих наконечників.

Полімерні ізолятори виявляються відмінною заміною скляним та фарфоровим, оскільки вони важать менше, ніж скляні або керамічні версії старого зразка.

## Техніко-економічні показники ПЛ-10 кВ

№ п/п	Показник	Од. виміру	Значення
1	Протяжність ПЛ-10 кВ - по трасі	км	17,587
2	Кількість потужність трансформаторних підстанцій		
	- 40 кВА	шт	4
	- 160 кВА	шт	7
	- 100 кВА	шт	7
	- 63 кВА	шт	5
	- 250 кВА	шт	6
	- 400 кВА	шт	4
	- 630 кВА	шт	3
3	Марка та переріз проводу		АС-35/6,2
4	Максимум електричного навантаження	МВт	2,273
5	Річний об'єм передачі електричної енергії	кВт год	$41,63 \cdot 10^5$
6	Кількість споживчих ТП	шт	29
7	Кількість дефектних опор	шт	1
8	Собівартість передавання електричної енергії	грн/кВт год	1,68

НУБ  
НУБ  
НУБ  
НУБ  
НУБ  
НУБ  
НУБ  
НУБ

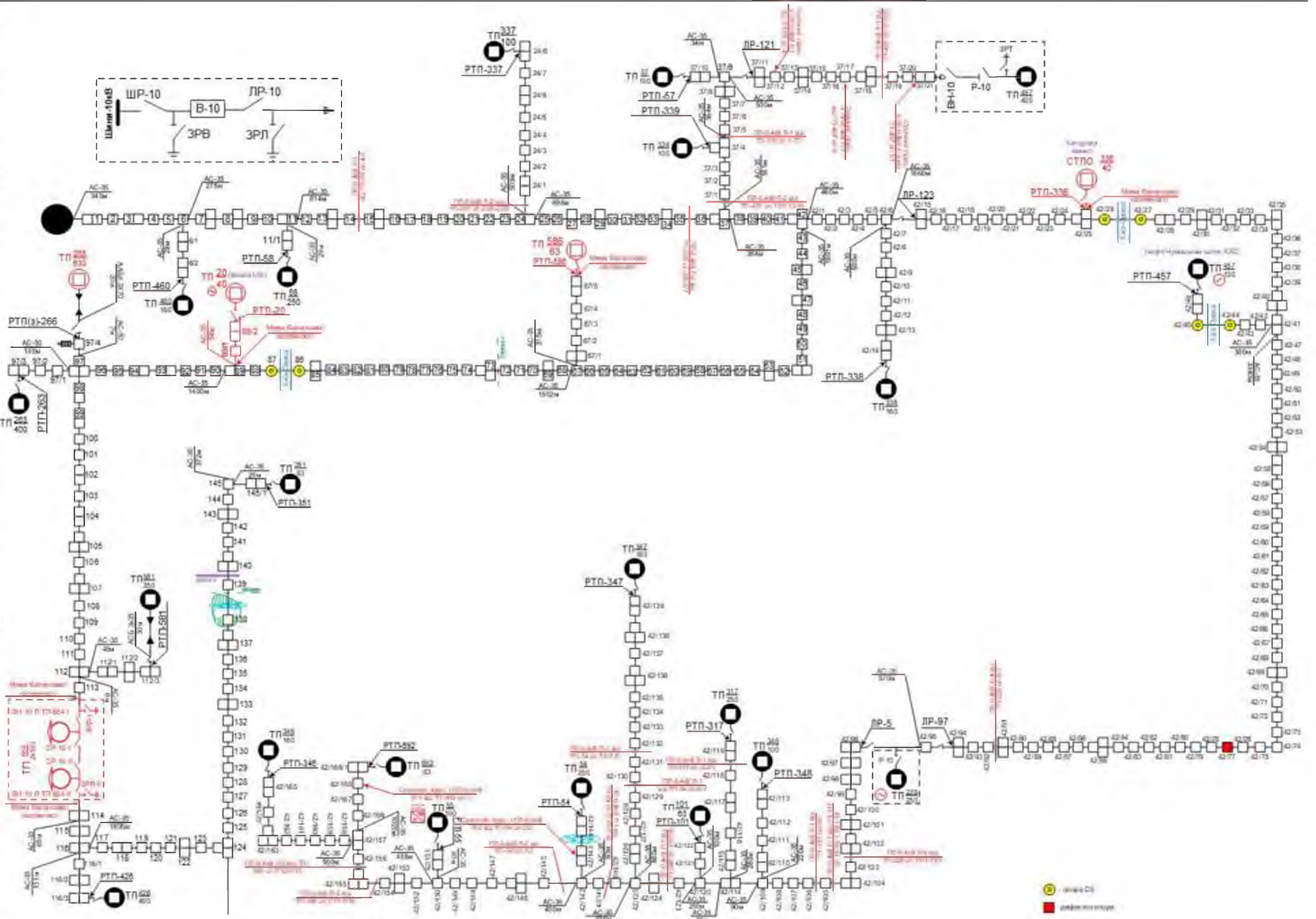


Рис.12)Проектна схема ЛЛ-10 кВ Черкаського підприємства електромереж

## 1.2. Розрахунок електричних навантажень

# НУБІП України

Таблиця 1.2

## Договірні потужності побутових і юридичних споживачів ПЛ-10 кВ

Порядк. номер	Номер ТП	Кількість юридичних споживачів	Дозволена потужність юридичних споживачів	Кількість побутових споживачів	Дозволена потужність побутових споживачів	Коефіцієнт активної потужності
1	ТП-460	2	42	0	0	0,92
2	ТП-58	4	77	27	51,8	0,92
3	ТП-337	3	7	123	217,1	0,92
4	ТП-339	2	3	85	153,5	0,92
5	ТП-57	5	97,9	75	154,8	0,92
6	ТП-497	8	71,8	70	139,3	0,92
7	ТП-338	5	9,6	69	127,1	0,92
8	ТП-336	3	1	0	0	0,92
9	ТП-457	5	59	0	0	0,92
10	ТП-228	4	266,4	23	36	0,92
11	ТП-348	3	6,5	103	159,9	0,92
12	ТП-317	3	3,2	150	254,1	0,92
13	ТП-347	3	0,69	81	155,5	0,92
14	ТП-101	0	0	3	2,8	0,92
15	ТП-54	17	163,1	73	109,6	0,92
16	ТП-692	0	0	0	0	0,92
17	ТП-55	7	21,7	45	139,7	0,92
18	ТП-346	8	12,8	97	146,5	0,92
19	ТП-586	0	0	0	0	0,92
20	ТП-20 (виника лайф)	1	17	1	5	0,92
21	ТП-266	3	635	0	0	0,92
22	ТП-263	3	103	0	0	0,92
23	ТП-581	3	217	0	0	0,92
24	ТП-654	0	0	0	0	0,92
25	ТП-426	2	254	0	0	0,92
26	ТП-351	0	0	2	23	0,92

Таблиця 1.3

## Розрахункові навантаження трансформаторних підстанцій ПЛ-10 кВ

Номер ТП	Кількість гор. спожив.	Дозволена потужність гор. спожив.	Кількість побутових спожив.	Дозволена потужність побутових спожив.	Код гор. споживачів	Прозр. споживачів, кВт	Код побутових споживачів	Прозр побутових споживачів, кВт	Сумарна активна потужність, кВт	Сумарна реактивна потужність, кВар
ТП-460	1	33	0	0	1	33	0,00	0,0	<b>37,0</b>	<b>16,7</b>
ТП-58	2	77	33	53,8	0,9	69,4	0,19	9,1	<b>77,8</b>	<b>33,6</b>
ТП-337	2	8	123	217,1	0,9	5,5	0,15	33,5	<b>35,7</b>	<b>17,2</b>
ТП-339	1	3	87	161,5	1	2	0,15	23,9	<b>23,2</b>	<b>12,3</b>
ТП-57	4	97,5	75	157,8	0,8	77,69	0,17	23,1	<b>104,6</b>	<b>43,4</b>
ТП-497	6	72,8	80	133,3	0,5	35,4	0,17	25,5	<b>59,7</b>	<b>26,2</b>
ТП-338	3	9,6	70	131,1	0,8	7,88	0,17	20,7	<b>27,5</b>	<b>13,1</b>
ТП-336	1	2	0	0	1	1	0	0,0	<b>1,0</b>	<b>0,6</b>
ТП-457	5	59	0	0	0,5	33	0	0,0	<b>27,5</b>	<b>11,3</b>
ТП-228	2	267,4	23	33	0,9	237,86	0,23	7,7	<b>249,0</b>	<b>105,6</b>
ТП-348	1	5,5	103	160,9	1	4,6	0,15	23,9	<b>26,3</b>	<b>13,1</b>
ТП-317	2	3,2	156	257,1	0,9	1,93	0,15	39,1	<b>38,7</b>	<b>17,0</b>
ТП-347	1	0,69	82	158,5	1	0,69	0,17	23,7	<b>27,3</b>	<b>12,1</b>
ТП-101	0	0	3	3,9	0	0	0,9	3,3	<b>2,7</b>	<b>1,3</b>
ТП-54	16	162,7	73	111,6	0,28	43,41	0,15	17,5	<b>63,6</b>	<b>26,7</b>
ТП-692	0	0	0	0	0	0	0	0,0	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
ТП-55	5	21,9	44	133,7	0,5	11,73	0,19	23,7	<b>37,4</b>	<b>15,3</b>
ТП-346	5	13,8	97	152,5	0,5	6,9	0,15	22,9	<b>29,5</b>	<b>13,1</b>
ТП-586	0	0	0	0	0	0	0	0,0	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
ТП-20	1	17	1	7	1	17	1	4,7	<b>23,0</b>	<b>8,6</b>
ТП-266	1	633	0	0	1	633	0	0,0	<b>633,0</b>	<b>269,3</b>
ТП-263	2	103	0	0	0,9	93,9	0	0,0	<b>92,8</b>	<b>38,2</b>
ТП-581	2	217	0	0	0,9	197,3	0	0,0	<b>197,5</b>	<b>82,4</b>
ТП-694	0	0	0	0	0	0	0	0,0	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
ТП-426	1	255	0	0	1	255	0	0,0	<b>255,0</b>	<b>107,8</b>
ТП-351	0	0	2	23	0	0	1	27,0	<b>23,0</b>	<b>11,2</b>

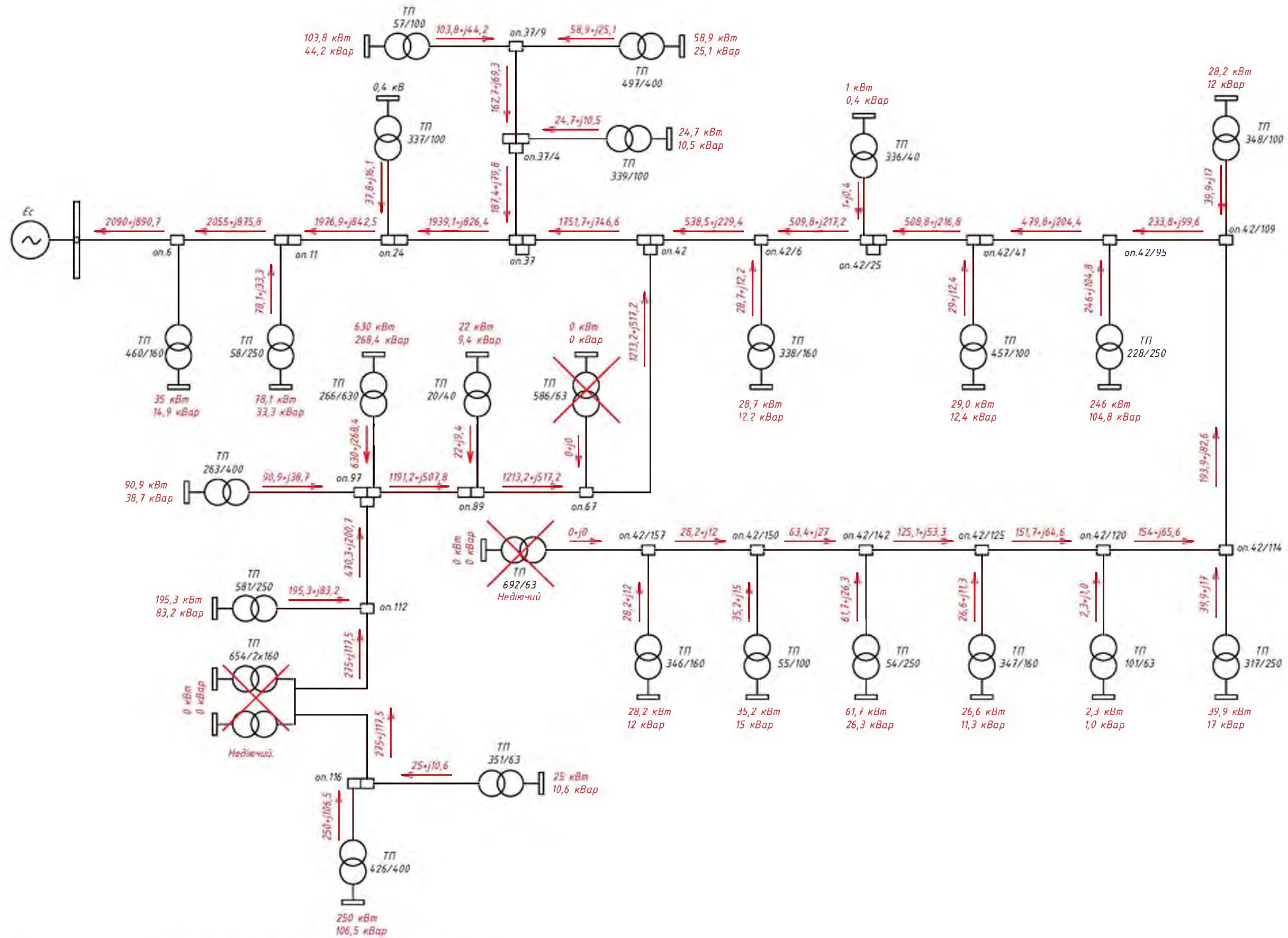


Рис.Т.3 Електричні навантаження ділянок ЛЕП-10 кВ

Таблиця 1.4

# НУБІП України

## Результати розрахунків електричних навантажень ділянок ПЛ-10 кВ

№ ділянки	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВар	Повна потужність, кВА
оп.42/157-оп.42/150	27,1	13	31,721
оп.42/150-оп.42/142	64,3	25	69,88
оп.42/142- оп.42/125	126,3	54,7	136,87
оп.42/125- оп.42/120	152,5	65,9	165,95
оп.42/120- оп.42/114	155	66,3	169,46
оп.42/114- оп.42/109	194,2	81,4	211,6
оп.42/109- оп.42/95	234,5	98,8	253,25
оп.42/95- оп.42/41	477,1	205,8	522,78
оп.42/41- оп.42/25	509,5	217,2	554,23
оп.42/25- оп.42/6	508,2	216,5	555,08
оп.42/6-оп.42	539,2	228,6	586,13
оп.116-оп.112	277	118,8	298,93
оп.112-оп.97	472,8	201,9	512,29
оп.97- оп.89	1192,5	508,1	1297
оп.89-оп.67	1214,4	518,3	1320
оп.67-оп.42	1214,4	518,3	1320
оп.42- оп.37	1752,5	747,9	1905
оп.37/9- оп.37/4	163,2	68,1	177,79
оп.37/4-оп.37	188,5	80,2	204,71
оп.37-оп.24	1938,3	827,1	2140
оп.24- оп.11	1977,5	843,7	2151
оп.11-оп.6	2057	876,5	2236
оп.6-ПС-35/10	2091	891,2	2274

### 1.3. Визначення категорії складності об'єкта будівництва

1. Можлива небезпека для здоров'я і життя людей, які постійно (або періодично) перебувають на об'єкті.

Оскільки об'єктом будівництва є повітряна лінія (ПЛ) електропередачі 10 кВ, на якій не можуть перебувати люди, то об'єкт будівництва відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС2 та II категорії складності.

2. Можлива небезпека для життєдіяльності людей, які перебувають зовні об'єкта.

Об'єктом будівництва є повітряна лінія (ПЛ) електропередачі 0,4 кВ, яка буде проходити біля житлових будинків, в яких проживають люди і для яких ПЛ-10 кВ, що проектується, може становити небезпеку. Біля проектною ПЛ-10 кВ, на момент будівництва, знаходяться 3 житлових будинки, в яких проживає не більше 15 осіб.  
N=15 осіб.

За кількістю осіб, які перебувають зовні об'єкту, повітряна лінія (ПЛ) 10 кВ відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС2 та II категорії складності.

3. Обсяг можливого економічного збитку.

Прогнозовані збитки:

$$\Phi = 0,225 \sum_{i=1}^n P_i$$

де  $\Phi$  – прогнозовані втрати, тис. грн.

$P_i$  – вартість i-го виду основних фондів, що можуть бути втрачені, під якою слід розуміти загальну вартість, тис. грн.

$$\Phi = 0,225 \cdot 4500 = 1,012 \text{ тис. грн}$$

- вартість основних фондів, взята з об'єкту аналогу.

Обсяг можливого економічного збитку у мінімальних заробітних платах складає:

$$1,012 / 1,218 = 0,831 \text{ м.р.з.п.}$$

Виходячи з розрахунку, повітряна лінія (ПЛЛ) 10 кВ відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС2 та II категорії складності.

Втрата об'єктів культурної спадщини.

Повітряна лінія (ПЛЛ) 10 кВ не розташована в охоронній зоні об'єктів культурної спадщини і не є об'єктом культурної спадщини.

Припинення функціонування об'єктів інженерно-транспортної інфраструктури.

Повітряна лінія (ПЛЛ) 10 кВ відноситься до місцевого рівня енергопостачання і має II категорію складності та клас наслідків (відповідальності) СС2.

Реклоузер AR 12 був обраний за його функціональність - він може використовуватися для секціонування та захисту радіальних повітряних ліній з одностороннім потоком потужності, забезпечуючи при цьому максимальний захист струму. У проекті було розглянуто додаткові варіанти реклоузерів, з яких два повторно застосовують АРХ № 2.17 (зміна 1) «Додаткове обладнання опор повітряних ліній напругою 6-10 кВ». Встановлення автореклоузерів, розробленим ТОВ «Енерголіга», які мають більший функціонал і, відповідно, вищою вартістю:

- реклоузер AR 12/2 застосовується для захисту, секціонування та зміни конфігурації розподільних мереж з двостороннім живленням. Також передбачено максимальний струмовий захист;

- реклоузер АСR120 – універсальний багатофункціональний реклоузер з підвищеною комутаційною здатністю та максимальним набором функцій релейного захисту і автоматики – крім максимального струмового захисту передбачено направлені струмові захисти, захист від замикання на землю, технічний облік електроенергії, реєстрацію показників якості електроенергії.

Автореклоузер AR 12, що використовується в повітряній розподільній мережі трифазного змінного струму частотою 50 Гц та номінальною напругою 10 кВ, виконує ці функції:

- виконання оперативних переключень в дистанційному, місцевому або автоматичному режимах управління;  
автоматичне відключення пошкодженої ділянки засобами РЗА;

- автоматичне повторне включення (АПВ);
- захист за мінімальною напругою (ЗМН);
- автоматичне відновлення живлення після відновлення напруги (АПВ ЗМН);
- збір, обробка та передача інформації про стан та параметри режимів роботи мережі.

#### Висновок:

Відповідно до [2] пп. 4.1 та пп. 4.4 клас наслідків (відповідальності) та категорія складності об'єкту будівництва встановлюється за найвищою характеристикою можливих наслідків, отриманих за результатами розрахунків. Виходячи з цього, повітряна лінія (ПЛ) 0,4 кВ має II категорію складності та клас наслідків (відповідальності) СС2.

#### 1.4. Визначення тривалості будівництва лінії електропередавання

Тривалість будівництва  $T_6$  визначають за формулою:

$$T_6 = \frac{T_c \cdot K_1 \cdot K_2}{K_3} \quad (1.2)$$

де  $T_c$  - усереднений показник тривалості будівництва, 1;

$K_1$ - коефіцієнт, який враховує сукупність конструктивних особливостей будівлі,

$K_2$ – коефіцієнт, який враховує прийняті організаційно-технологічні заходи, що впливають на тривалість будівництва, 1,1;

$K_{11}$  – коефіцієнт, який враховує сукупність конкретних умов зведення об'єкта, визначають за формулою:

$$K_{11} = K_{11} \cdot K_{12} \cdot K_{13}, \quad (1.3)$$

де  $K_{11}$  – коефіцієнт, при здійсненні будівництва в звичайних інженерно-геологічних умовах, 1;

$K_{12}$  – коефіцієнт, який враховує будівництво в сейсмонебезпечних умовах, 1,1;

$K_{13}$  – коефіцієнт, який характеризує ступінь впливу умов ущільненої забудови на тривалість будівництва і визначається за формулою:

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

де  $\Pi_1$  – коефіцієнт, що враховує стиснені умови складування матеріалів або неможливість складування на будівельному майданчику для нормального забезпечення матеріалами робочих місць, 0,6;

$\Pi_2$  – коефіцієнт, при враховує наявність на території будівельного майданчика інженерних мереж, 0,15;

$\Pi_3$  – коефіцієнт, що враховує інтенсивність руху транспорту та пішоходів поблизу місця проведення робіт, 0,25;

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

$$K_1 = 1 \cdot 1,1 \cdot 2 = 2,2$$

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

## РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЇ  
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 10 кВ**2.1. Аналіз попорної схеми лінії електропередавання**

Найбільш важливими параметрами є рівень напруги в вузлових точках - місцях з'єднання проводів - і величина потоку потужності різних частинах мережі залежно від їх значення. Виходячи з цих факторів та заданої допустимої втрати напруги, ми можемо вибрати провід з відповідним розміром перерізу.

Розрахунок встановлених режимів необхідний вибору регуляторів напруги в мережі та визначення того, на які аспекти системи електропостачання вплинуть зміни в її конфігурації.

Вихідними даними для розрахунку є схема електропостачання об'єкту, параметри мережі, розрахункові потужності навантажень.

При визначенні напруги електричних мереж, що представляють собою підстанції 0,38 - 35 кВ, часто використовуються прості схеми заміщення (рис. 2.1) для представлення реальних напруг мережі, а розрахунки втрат у таких системах виконуються з використанням номінальних значень, а не фактичних напруг у вузлах цих ланцюгів.

Виконаємо розрахунок усталеного режиму мережі з метою аналізу режиму напруги в кожному її вузлі, знаючи допустиму втрату напруги в мережі до найбільш віддаленої її ділянки.

Розрахунки виконаємо за спрощеною схемою заміщення мережі і за схемою заміщення, що відповідає прийнятій в програмі MATLAB - з урахуванням втрат потужності в елементах мережі.

Схема електропостачання сільського населеного пункту напругою 10 кВ наведена на рис. 2.1.

Лінія 10 кВ виконана проводом АС-35 мм<sup>2</sup>. До лінії підключено 27 шт. понижуючих трансформаторів 10/0,4 кВ потужністю від 40 до 630 кВА.

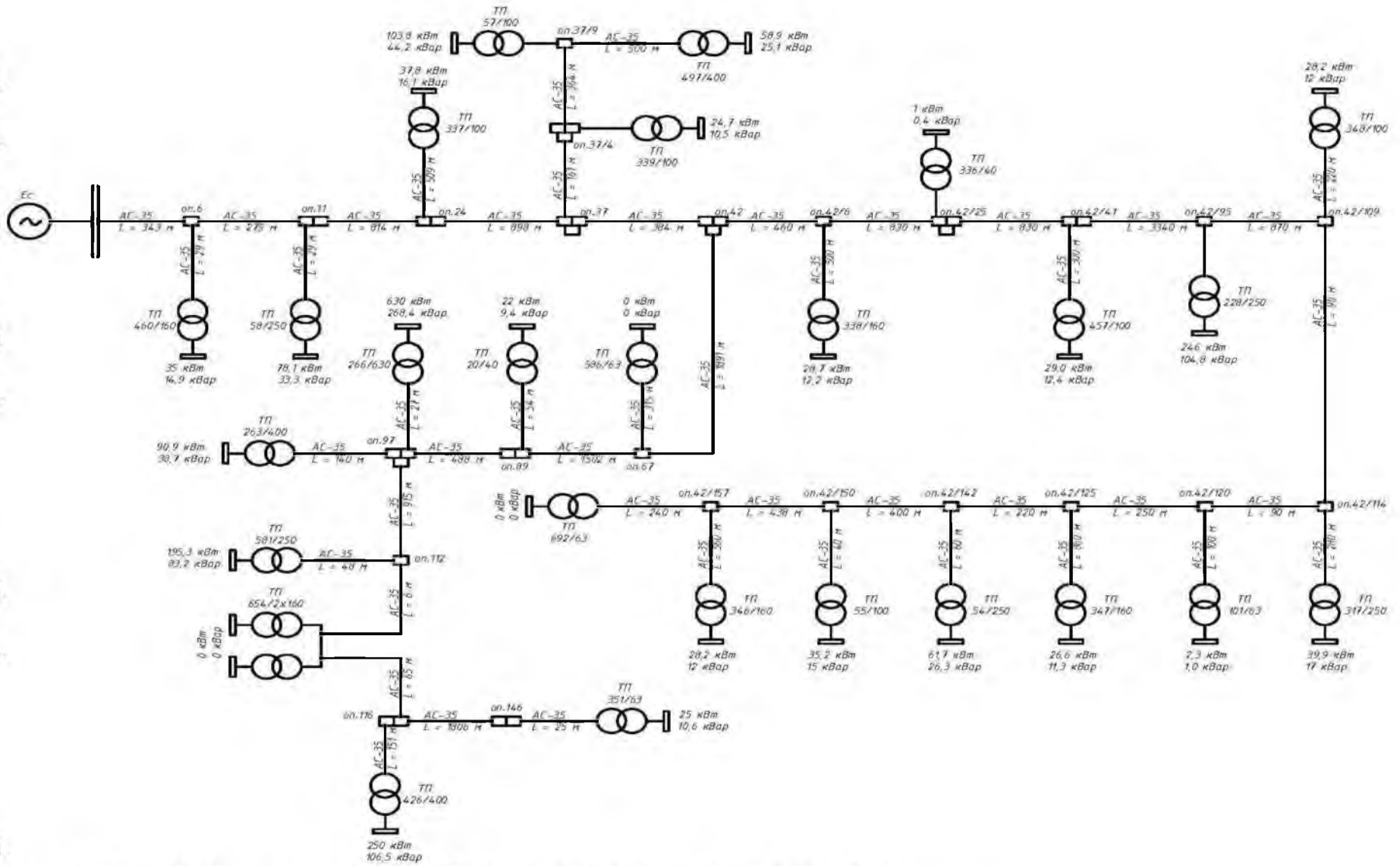


Рис. 2.1 Схема мерзисі 10 кВ населеного пункту

На схемі рис. 2.1 вказані максимальні навантаження в вузлах у вигляді  $P + jQ$  (кВт і кВар), довжини ділянок (км), потужність трансформаторних підстанцій (кВА). Сумарна довжина лінії 10 кВ (фідера) становить 16,587 км.

Необхідно визначити рівень напруги на шинах підстанцій 10/0,4 кВ, якщо допустима втрата напруги в мережі до найбільш віддаленої ділянки становить 8% згідно.

Втрати електроенергії в розподільчих мережах мали значне значення в рамках декомпенсації енергосистем, і в переважній більшості випадків вони не були оброблені найкращим чином. Ці втрати представляють короткострокові та довгострокові збої в роботі систем розподілу, які спричиняють вищі внутрішні витрати, таким чином створюючи серйозний вплив на тарифи на електроенергію та на економіку компаній. Особливо це дослідження пропонує початкову діагностику енергетичних змінних у досліджуваній системі, щоб визначити можливі причини, які викликають втрати, а потім зробити кількісну оцінку та контроль, який веде до пропозиції необхідних міркувань для зменшення рівнів втрат у мережах розподілу. Дослідження втрат електроенергії проводиться для оптимізації роботи мережевих операторів, яка враховує дотримання принципів збереження енергії від джерела живлення до кінцевого споживача, який є клієнтом, таким чином прагнучи створити стратегії для пом'якшення цієї різниці в енергії між процесом запуску до кінця кожного контуру системи.

У цьому розділі представлені аспекти, які слід враховувати при аналізі та визначенні технічних і нетехнічних втрат електроенергії, аналізуються математичні методи аналізу, такі як проста випадкова вибірка, вимірювання змінних і модель множинної лінійної регресії, щоб запропонувати можливі заходи для їх пом'якшення та встановлює методологічний дизайн, де шляхом вивчення інформації проводитиметься аналіз як технічних, так і нетехнічних втрат.

За цією методологією сукупність для вибірки представлена загальною кількістю електрифікованих секторів, будучи електрифікованим сектором, цілою мережею низької напруги, що живиться від розподільного трансформатора. В електрифікованому секторі є послуги користувачам (клієнтам) і людям, які не

мають контрактів з компанією, підключеною до електромережі (не споживачі), тому вимірювання змінних у вибірці спрямоване на будь-яку точку споживання електроенергії, чи не є клієнтом компанії.

Наступні терміни визначені для зразка, як показано на схемі: • Послуга: Договір про підключення з лічильником електроенергії. • Крадіжка або пограбування: користувачі, підключені до мережі низької напруги, але не мають чинного договору про з'єднання, тобто не мають лічильника електроенергії, або мають лічильник, але не мають договору про з'єднання.

• Шахрайство: користувачі, підключені до мережі низької напруги, які мають дійсний договір про підключення, але чия електрична установка або лічильник змінені таким чином, що виміряна енергія є меншою за фактичну енергію, спожиту користувачем. • Житло: Місце з місцем проживання, де немає жодної, однієї або кількох служб. • Сектор: мережа низької напруги, що живиться від трансформатора. Цей сектор з'єднує житла, майстерні, будинки тощо з послугами з'єднання або без них.

Якщо компанія має різні зони обслуговування, розмір вибірки в кожній зоні виходить пропорційно кількості електрифікованих секторів у кожній з них.

Вимірювання змінних Вимірювання змінних виконується лише в мережах низької напруги, відкидаючи електричні системи середньої та високої напруги, оскільки на цих рівнях напруги важко вчинити шахрайство чи крадіжку енергії. Змінні, які необхідно виміряти для кожного електрифікованого сектора, наведено в таблиці 1.

У таблиці 2 представлено класифікацію категоріальних змінних, знаючи, що двійкові змінні мають лише два можливих значення: 1, якщо умова існує, і 0, якщо вона не існує.

У вибраних електрифікованих секторах доцільно робити перегляди лише в вимірювальному обладнанні, яке демонструє докази можливого шахрайства, наприклад, у тому, що має зіпсовані пломби. Вимірювання деяких категоріальних і бінарних змінних є суб'єктивним і залежить від критерію персоналу, відповідального за вимірювання вибірки [4]. Для відстеження вимірювань, зроблених під час відбору проб, необхідно записати певні загальні дані про точки

споживання енергії, які відбираються, такі як: ім'я особи, у якої відбирається проба, домашня адреса, місто, тариф (якщо застосовно) та номер лічильника (якщо застосовно)[2]. Модель множинної лінійної регресії. Перед регресійним дослідженням необхідно провести кореляційний аналіз між вимірними змінними, щоб відкинути ті змінні, які не є незалежними одна від одної, щоб уникнути шуму в отриманій математичній моделі. Це дослідження проводиться шляхом визначення коефіцієнта кореляції між кожною парою змінних; і якщо це значення вище 0,7, слід провести детальний аналіз двох змінних, щоб виключити залежність між ними. Якщо існує залежність між парою змінних, одну з них слід відкинути для аналізу лінійної регресії.

Оцінка технічних втрат залежить від досліджуваного компонента, наприклад, для ліній середньої напруги в фідері вона базується на даних потужності та розрахунках з використанням їх кривої навантаження; для розподільних трансформаторів будуть використані результати випробувань виробників, використання реєструючого обладнання та розрахунки відповідно до їх поведінки; для інших залучених компонентів буде проаналізовано їхні фізичні ефекти[1]. Для втрат потужності дотримується процедура визначення напруг у фідерних вузлах, виконуючи потоки потужності та порівнюючи з історичними даними потужності системи. Резистивні втрати енергії з втрат потужності можна отримати з інформації про втрати при максимальному попиті, обчислюючи втрати за інших значень попиту за виразом.

Втрати навантаження системи розподілу є функцією квадрата струму. Тому одним із шляхів зменшення технічних втрат є зменшення абсолютного значення лінійного струму шляхом зменшення його реактивної складової, тобто підвищення коефіцієнта потужності. Цього можна досягти шляхом встановлення фіксованих і комутованих батарей конденсаторів. Ця процедура широко відома як реактивна компенсація. Оскільки конденсатори можуть зменшити потребу в реактивній потужності шляхом локального живлення VARS, лінійні струми зменшуються від місць розташування батарей конденсаторів до генеруючого обладнання, що створює наступні економічні вигоди:[3] • Вивільнені генеруючі потужності. •

Вивільнена пропускна здатність • Вивільнена потужність розподільної підстанції.

• Зменшені втрати енергії. • Зниження падіння напруги і, як наслідок, краще регулювання напруги. • Вивільнена ємність фідера та відповідного апарату.

Відстрочені капітальні витрати через оновлення та/або розширення системи. •

Збільшення доходів завдяки покращенню напруги.

Звичайні батареї комутованих конденсаторів дозволяють ступінчасто компенсувати реактивну потужність. Розподілені генератори (DG) і пристрої, такі як SVC і STATCOM, можуть забезпечити більш універсальну і безперервну (після зарядки реактивною потужністю) компенсацію та контроль напруги (навіть у

динамічних умовах). Незважаючи на те, що регулювання напруги за допомогою

DG не використовується широко або дозволено деякими існуючими правилами, у цій сфері ведеться багато активності, включаючи поточні дослідження та перегляд стандарту. Таким чином, він має потенціал стати більш поширеною практикою

роботи системи розподілу.[8] Для відновлення первинної та вторинної ліній

зазначається, що втрати розподільного навантаження прямо пропорційні послідовному опору (R) компонентів системи, іншим способом зменшення технічних втрат є зменшення R. Цього можна досягти, замінивши існуючі первинні

та вторинні лінії з провідниками більшого перетину. Цю процедуру зазвичай

називають рекондукторною. Наприклад, досвід комунального підприємства, яке реалізувало проєкт реконструкції. Загальні втрати, про які повідомляє це комунальне підприємство, становлять приблизно 2%. Це значення значно нижче,

ніж у більшості комунальних підприємств того ж регіону, яке коливається від 4 до

13%. Співвідношення вигоди/витрати, пов'язане з рекондуктором, залежить від

системи. Додатковими перевагами, які надає рекондуктор, є покращення профілю напруги за рахунок зменшення падіння напруги вздовж фідера та наявність додаткової потужності для передачі навантаження від сусідніх фідерів або до них.

Останнє також позитивно впливає на надійність системи[8]. Втрати в системі

розподілу можна також зменшити шляхом збільшення напруги первинної лінії; це відоме як підвищення напруги або перетворення напруги. На рис.6 показаний приклад розрахункового струму лінії і очевидні втрати активної потужності для

різних робочих напруг, струму та зменшення втрат. Додаткові переваги включають збільшену потужність фідера та радіус дії, тобто більшу здатність обслуговувати споживачів, які знаходяться на більшій відстані від підстанції. Потенційним недоліком є зниження надійності, особливо в сільській місцевості та лісистій місцевості. Окрім ізоляції вищого класу напруги, підвищення напруги також може передбачати заміну поперечних важіль, стовпів тощо.

У випадку зменшення нетехнічних втрат, вони в основному пов'язані з крадіжками електроенергії, підробкою лічильників та неефективністю комерційної системи. До них належать: а) невимірюване споживання енергії (наприклад, в обхід існуючих лічильників комунальних послуг або безпосереднього торкання вторинних ліній); б) порушення точності лічильника, наприклад, шляхом маніпулювання проводами силового та вимірювального трансформаторів, та с) помилки зчитування лічильників та виставлення рахунків, наприклад, неточна оцінка споживання енергії об'єктами споживачів, розташованими на віддалених ділянках, комунальними об'єктами без обліку (підстанції та електростанції) тощо.

Альтернативи для зменшення технічних втрат шляхом більш ефективного та широкого вимірювання включають: Встановлення лічильників для всіх споживачів і об'єктів, незалежно від типу споживача, типу об'єкта (наприклад, допоміжні послуги, підстанції тощо) або типу тарифу (можуть бути клієнти з спеціальні тарифи, наприклад, безкоштовні). Це дозволяє виміряти всю енергію, що постачається системою, і точно розрахувати втрати. Також Встановлення передплачених лічильників. Понад 40 країн запровадили передплачені лічильники на своїх ринках. Приклади включають Сполучене Королівство з приблизно 3,5 мільйонами споживачів і Південну Африку з понад 6 мільйонами лічильників. Передоплачені лічильники дозволяють клієнтам заздалегідь придбати грошовий еквівалент кількості спожитої енергії. Лічильники інформують споживачів, коли більшість кредитної енергії спожито, а потім споживач купує додаткову енергію.

Міжнародний досвід показав, що передоплачені лічильники є хорошою альтернативою для зменшення нетехнічних втрат через рахунки та комерційні порушення[8]. Нарешті, встановлення макрообліку для вимірювання та

розрахунку технічних і нетехнічних втрат. Стратегія макровимірювання (також відома як колективне вимірювання, головне вимірювання або сумарне вимірювання) вимагає встановлення глобальних лічильників (наприклад, на стороні низької напруги розподільних трансформаторів). Таким чином, загальну доставлену енергію можна порівняти з енергією, виставленою комунальним підприємством, рішення, відоме як енергетичний баланс, яке дозволяє комунальному підприємству знаходити, виявляти та контролювати нетехнічні втрати. Міжнародний досвід макровимірювання був дуже задовільним.

Наприклад, скорочення нетехнічних втрат на 8% (з 25% у грудні 2003 р. до 17% у червні 2006 р.) завдяки реалізації проекту сумарного лічильника було дуже задовільним [9].

У випадку вторинних ліній і перепадів обслуговування, заміни звичайних кабелів на провідники для захисту від шахрайства, мета цієї альтернативи полягає в тому, щоб обмежити або ускладнити доступ споживачів до вторинних ліній. Наприклад, у районах, відомих крадіжками електроенергії, замість звичайних провідників використовуються низьковольтні коаксальні або попередньо зібрані кабелі. Крім того, службові краплі замінені кабелем із захистом від шахрайства, що запобігає доступу до фазного провідника шляхом проколювання або розрізання ізоляції. Фазний провід захищений нейтральним провідником, який має концентричну структуру навколо ізоляції. Таким чином, у разі спроби несанкціонованого підключення виникає коротке замикання, що перериває послугу. Цей кабель в основному використовується для однофазних навантажень, і його ефективність була описана в міжнародній літературі. Наприклад, зниження загальних збитків приблизно на 16% завдяки впровадженню портфеля рішень, які включали використання кабелю для захисту від шахрайства [8].

В інформаційних системах комунальних підприємств географічна прив'язка системи розподілу за допомогою стандартного програмного забезпечення ГІС та інформаційних систем споживачів (СІС) є життєво важливою для зменшення нетехнічних втрат. За допомогою ГІС комунальне підприємство може географічно пов'язати кожного клієнта з його відповідною вторинною системою, розподільним

трансформатором, фідером і розподільною підстанцією. CIS обробляє інформацію про споживання електроенергії клієнтами та платіжну інформацію[10]. Обидві системи полегшують розрахунок точних енергетичних балансів, а також моніторинг і локалізацію втрат у системі. Крім того, комунальні підприємства рухаються до впровадження DMS, що дозволяє оптимізувати роботу системи для мінімізації технічних втрат, а також збирати дані, які можна використовувати для оцінки та локалізації нетехнічних втрат. Наприклад, тут представлено застосування оцінювача стану (інтегрованого в DMS) для визначення областей з найбільшою кількістю нетехнічних втрат у радіальному розподільчому фідері.[11]

Ефективність системи розподілу можна значно підвищити шляхом контролю та зменшення технічних і нетехнічних втрат. Крім того, в компанії інженерія розподілу має велике значення для оптимізації електричної системи, оскільки наявність певної експлуатації, проектування та планування мереж підвищує ефективність і збільшує дохід.[12]

З іншого боку, за допомогою цих моделей відомі найбільш впливові зміни на наявність крадіжок і шахрайства в компанії, що дозволяє розробляти стратегії мінімізації впливу цих незаконних дій і контролювати або зменшувати їх у випадку нетехнічного характеру втрати. Крім того, рівень системних втрат відрізняється в промислово розвинутих країнах і країнах, що розвиваються. Цікаво, що нетехнічні втрати не є проблемою виключно країн, що розвиваються. Враховуючи більш високе споживання енергії, відносно низькі ставки та системні втрати в індустріально розвинених країнах можуть мати подібну абсолютну грошову вартість до тих, що виникають через високі системні втрати в країні, що розвивається.

Щодо технічних втрат, аналізи, проведені з метою покращення роботи мережі, також дозволяють генерувати індекси втрат для діагностики та розрізнення технічних втрат у кожному компоненті мережі, тому можна запропонувати плани зменшення для кожної підсистеми, як було продемонстровано в представленому дослідженні. Таким чином, покращення енергоефективності промисловості мало перевагу підходу, запропонованого вище, який можна кількісно оцінити за

допомогою дослідження системи розподілу від трансформатора, фідера та навіть комунального підприємства.

Визначення втрат значно варіюється від країни до країни внаслідок широкого спектру джерел втрат електроенергії. Це призводить до ситуації, коли немає єдиного визначення втрат. Для цілей бенчмаркінгу ця обставина серйозно ускладнює аналіз відсотків втрат по країнах. Важливим кроком до можливості порівнявати втрати між операторами мережі було б прийняття загального стандарту для визначення втрат [1].

Втрати в розподільчих мережах можна в широкому сенсі визначити як різницю між електричною енергією, що надходить в розподільну мережу, від вбудованих генераторів або мереж вищого рівня і нижче за течією, і електрична енергія, що виходить з нього, для цілей споживання і належним чином врахована, у відсотковому відношенні за певний період [1][3][7][10].

Втрати в розподільчих мережах умовно розбиваються на дві категорії:

- Технічні втрати;
- Нетехнічні втрати.

Слід підкреслити, що в центрі уваги даної роботи знаходяться втрати потужності або втрати енергії (а не економічні втрати), які є частиною фізичного енергетичного балансу заданої мережі. Беручи це до уваги і відповідно до наведеного вище визначення, виключаються дві конкретні ситуації, які зазвичай розглядаються як частина збитків:

Енергія, споживана мережевим обладнанням, за умови наявності договору між дистриб'ютором і роздрібним продавцем на постачання споживання, виключається з технічних втрат, оскільки вона споживана енергія, а не розсіяна енергія, і її можна правильно обліковувати, виміряти або оцінити;

Розрахункове, але неоплачене споживання виключається з нетехнічних втрат, оскільки в цьому випадку спожита енергія належним чином обліковується операторами розподілу та може бути відокремлена від фізичний енергетичний баланс.

Хоча загальне визначення втрат, представлене вище, стосується фізичного балансу, реальність така, що воно залежить від нормативного контексту та наявних даних. В даний час розрахунок втрат зазвичай виконується з даними, зібраними в процесі виставлення рахунків, що призводить до необхідності зробити два винятки у визначенні:

1. Всякий раз, коли немає можливості укласти договір на мережеве обладнання, вигради розглядаються як частина технічних втрат;
2. Невиставлені рахунки за споживання, навіть якщо вони відомі та належним чином враховані, але без контракту та постачальника для виставлення рахунків, розглядаються як частина нетехнічних втрат.

Технічні втрати в енергосистемах відбуваються природним чином, оскільки вони складаються з розсіювання енергії в компонентах електричних систем, таких як лінії, трансформатори, з'єднання, вимірювальні системи та інше обладнання, яке передавати енергію споживачам і від них [3][12]. Технічні втрати також називаються «фізичними втратами», оскільки вони відносяться до енергії, перетвореної в тепло і шум при розподілі електроенергії і, отже, фізично втраченої. Таке розсіювання енергії коштує клієнтам грошей і сприяє викидам вуглецю

Технічні втрати виникають як прямий результат фізичних характеристик електрообладнання, що використовується в розподільних мережах [3]. Вони залежать від конструкції електромережі, рівня напруги і трансформації і довжини ліній електропередач. Технічні втрати відносяться до інвестицій в обладнання (лінії, трансформатори) і довгострокових сигналів (компроміс між інвестиційними витратами і експлуатаційними витратами). Вони також стосуються ефективного планування і проектування розподільчих мереж [1].

Всі провідники, будь то котушки в трансформаторах, алюмінієві або мідні дроти в повітряних лініях або кабелях і навіть в розподільних пристроях, запобіжниках або вимірювальному обладнанні, мають внутрішню електрику опір, який викликає їх нагрівання при проведенні електричного струму [6]. Оскільки втрати енергії, що виникають внаслідок розсіювання тепла в

навколишнє середовище, змінюються залежно від струму, що протікає через провідники в електричних мережах, ці втрати називаються «змінними» втрати» [1]. Ці втрати також зазвичай називають «омічними втратами», «втратами міді», «втратами джоуля» або «резистивними втратами» [2][12].

В результаті змінних втрат, що змінюються при збільшенні і зменшенні потоків потужності (пропорційно квадрату струму), мережі передачі відчують менший рівень втрат, тому що При більш високих напругах для передачі такої ж кількості електроенергії потрібен менший струм. І навпаки, розподільчі мережі (при більш низьких напругах) схильні до більш високого рівня втрат [1].

Додаткові фактори, такі як вплив дисбалансу мережі, коефіцієнт потужності та якість електроенергії, також можуть впливати на змінні втрати, оскільки вони впливають на величину струму, що протікає по провідниках [4][7].

Крім того, змінні втрати також залежать від довжини і перетину провідника, так як вони змінюються пропорційно опору [1]. Опір провідника зменшується зі збільшенням площі його поперечного перерізу [7]. Тому ефект втрат зменшується при більших розмірах кабелю. Аналогічний принцип застосовується і до змінних втрат в трансформаторах, де площа поперечного перерізу обмоток і використовувани в них матеріали впливають на змінні втрати.

Недостатні зв'язки між мережевим обладнанням і зношеними провідниками також можуть бути джерелом такого роду втрат, оскільки можуть стати причиною виникнення гарячих точок внаслідок виникнення до збільшення еквівалентного опору [2][16].

В цілому змінні втрати складають приблизно дві третини і три чверті від загального обсягу технічних втрат енергосистеми [2]. По суті, заходи щодо зниження змінних втрат можна класифікувати за двома основними факторами впливу (потоки потужності і опір) і способам їх застосування в глобальній системі: вони або прагнуть знизити потоки потужності системи, або знизити опір транспортних шляхів. Зниження рівнів використання мережевих активів може сприяти зниженню як струму, так і опору. Однак збільшення пропускної здатності мережі призводить до збільшення капіталовкладень. Це призводить до

прямого компромісу між вартістю втрат і капітальними витратами. Запропоновано, що оптимальний середній коефіцієнт використання розподільчої мережі, яка враховує вартість втрат при її проектуванні, може бути настільки ж низьким як 30 відсотків [6][16].

Деяка електрична енергія розсіюється мережевими компонентами та обладнанням, таким як трансформатори або провідники, в результаті підключення до мережі і вироблення «живим» (під напругою) [3]. Навіть якщо споживачам не доставляється електроенергія, система зазнає збитків тільки тому, що вона знаходиться під електричним живленням [6]. Ці втрати приймають форму тепла і шуму і називаються «фіксованими втратами» або «втратами холостого ходу», оскільки вони не залежать від того, скільки електроенергії виробляє мережа [16].

- Живлення трансформаторів несе відповідальність за більшість постійних втрат (хоча це обладнання також призводить до змінних втрат, як зазначено в розділі 2[2.1]). Ці втрати відбуваються в активній зоні трансформаторів і називаються «втратами активної зони» або «втратами заліза». Відомо про існування двох типів втрат ядра [12][6]: струму. Це змушує матеріал імпульсувати (який видає дзижчання) і нагріватися.

- «Втрати на вихровий струм» - це втрати, які виникають внаслідок циркуляції індукованих струмів у провідних частинах, які не є індуктивними обмотками, таких як залізний корпус або сталевий сердечник трансформатора.

Крім неефективності трансформатора, ще одним джерелом фіксованих втрат є електрична ізоляція в мережевому обладнанні. Недосконалість електричної ізоляції призводить до протікання через неї нескінченно малих струмів в трансформаторах, лініях, кабелях та іншому мережевому обладнанні. Ці типи фіксованих втрат називаються «діелектричними втратами» або «втратами струму витоків» [16]. Втрати корони, окремий випадок цих типів втрат, відбуваються у високій напрузі та переважно в надвисоковольтних лініях. Вони змінюються залежно від рівня напруги, фізичного діаметра дроту та погодних умов, таких як дощ і туман [2]. Втрати корони можуть генерувати звуковий і радіочастотний

шум і часто розглядаються як світіння в повітрі, прилеглому до провідників. Вони, як правило, сприяють дуже малому відсотку від загального фіксованого збитку [6].

Хоча фіксовані втрати не змінюються зі струмом, вони залежать від прикладеної напруги. Однак, оскільки прикладена напруга відносно стабільна при подачі напруги мережевого обладнання, вони по суті фіксовані [7]. Тому фіксовані втрати є функцією самої мережі і залежать в основному від кількості компонентів, що знаходяться під напругою. У цьому відношенні заходи щодо зниження фіксованих втрат в основному спрямовані на зменшення кількості компонентів, що знаходяться під напругою, або на підвищення їх ефективності.

Загалом фіксовані втрати становлять приблизно від чверті до третини загальних технічних втрат у розподільчих мережах [2].

Крім обладнання, відповідального за розсіювання енергії у вигляді постійних і змінних втрат, інше обладнання, підключене до мережі, може споживати енергію. У цей розділ включені лише ті види споживання, для яких неможливо встановити контракт (розділ 2.1.2). Мережеві контрольно-вимірювальні елементи, встановлені вздовж електричних ліній або лічильників на об'єктах замовника, як механічні, так і електронні, є прикладами неконтрактних витрат.

Виділення цього виду мережевого споживання від технічних втрат, пов'язаних з розсіюванням енергії, дозволяє виключити їх з деяких міжнародних орієнтирів щодо фіксованого і змінного збиткова частина. Дійсно, витрати втрат через мережеве обладнання мають як фіксований компонент (наприклад, для постійного використання), так і змінний компонент (наприклад, залежно від пристроїв зв'язку) відповідно до частота та обсяги даних).

Всякий раз, коли контракт можливий і ефективний на мережеве обладнання (наприклад, допоміжні послуги, майбутні ємності зберігання), їх споживання виключається з втрат і розглядається як звичайне споживання. Розгляд того, чи існує контракт за цим споживанням, обґрунтовується регуляторним

контекстом та джерелом даних, які часто використовуються для втрат розрахунків (білінгова система).

На додаток до технічних втрат, не вся енергія, що доставляється через розподільчу мережу та споживається кінцевими споживачами, може бути виміряна або іншим чином належним чином врахована. Ці додаткові втрати також позиціонуються як «втрачена енергія». Ця неврахована частка втрат відома як нетехнічні втрати. Ці втрати також називають «чорними втратами» або «комерційними втратами», оскільки вони соціалізуються і не стягуються безпосередньо постачальниками або розподільчими компаніями [1][3].

Нетехнічні втрати в першу чергу пов'язані з неідентифікованими, неправильно розподіленими і неточними потоками енергії. По суті, вони являють собою кількість енергії, яка доставляється, але не враховується. Важливо відокремити нетехнічні втрати від двох випадків: енергія, яка враховується, але не виставляється рахунок, або енергія виставляється, але коли рахунки не оплачуються. В обох випадках відомий суб'єкт, що споживає енергію. Однак у разі нетехнічних втрат кінцевий споживач невідомий, або кількість споживаної енергії невизначено [6].

Нетехнічні втрати викликані зовнішніми по відношенню до енергосистеми діями [12]. Вони відносяться до втраченої енергії, яка безпосередньо не пов'язана з транспортуванням електроенергії і відбувається незалежно від фізико-технічних характеристик мережі (технічних втрат) [3][7].

Нетехнічні втрати також можна розглядати як невиявлене навантаження клієнтів, про які комунальні служби не знають. При підключенні до системи невиявленого навантаження фактичні втрати зростають, а втрати, очікувані комунальними службами, залишаються колишніми. Збільшені втрати відобразатимуться на рахунках комунальних підприємств, а витрати перекладатимуться на споживачів як витрати на розподіл [11].

Існує широкий спектр ситуацій, які створюють нетехнічні втрати. У всіх випадках винен поганий рівень управління комунальним підприємством, що

експлуатує мережу [13]. Нетехнічні втрати часто пов'язані з процесом управління клієнтами [42] і можуть бути розділені на наступні категорії:

Велика різноманітність факторів, пов'язаних з проблемами мережевого обладнання, які сприяють нетехнічним втратам, можна класифікувати за такими основними причинами:

- Крадіжка та шахрайство через незаконне втручання в мережеві активи;
- Похибки вимірювань, через неточності в вимірювальному обладнанні.

Існує кілька способів, за допомогою яких електроенергія може забиратися з мережі нелегально [3]. Вважається, що крадіжки та шахрайство становлять

більшість нетехнічних втрат в енергосистемах [12]. Вони є важливими викликами для електроенергетичної галузі та вимагають узгоджених зусиль з боку низки зацікавлених сторін для їх пом'якшення [6]. Окрім крадіжок та шахрайства,

слід враховувати серйозні аспекти безпеки. Важко оцінити точний масштаб такого типу втрат, оскільки велика їх частка, ймовірно, залишиться непоміченою

Крадіжка визнається як будь-який незаконний забір електроенергії для використання інакше, ніж у приміщеннях, де постачальником зареєстровані будь-які точки обліку або системи обліку. Це може статися у разі несанкціонованого

підключення до мережі або незаконного повторного підключення (наприклад, після формального відключення). Також іноді може виникати там, де процес підключення неповний [3].

Шахрайство – це незаконне забір електроенергії в межах власності клієнта [3]. Всі обліковані клієнти купують електроенергію у постачальника і прив'язані до зареєстрованого пункту лічильника.

Шахрайство відбувається в результаті злого наміру і незаконного маніпулювання лічильником, шляхом підробки або обходу лічильника [9]. В обох випадках мета лічильника полягає в тому, щоб

зробити так, щоб лічильник фіксував меншу кількість енергії, ніж фактично споживається [11].

Нетехнічні втрати через похибки вимірювань визначаються як різниця між кількістю фактично поставленої енергії через лічильник і сумою, зареєстрованою

лічильником або Читайте з нього. Вони можуть виникати з наступних причин [1][12][15]:

- Невизначеність засобів вимірювальної техніки;
- Помилки при ручному або автоматичному зчитуванні показань лічильників;
- Несправне вимірювальне обладнання;
- Неправильна установка або настройка вимірювального обладнання;
- Поломка вимірювальної апаратури.

Хоча поломка вимірювального обладнання може бути рідкісним явищем, наприклад, обладнання, вражене блискавкою, обладнання, пошкоджене з часом, занедбане обладнання або відсутність технічного обслуговування обладнання, це може спричинити надмірне використання електроенергії, тим самим викликаючи збільшення нетехнічних втрат [

Виникають ситуації, коли енергія доставляється і споживається, але не фіксується точно через неточності в базі даних розподільчих мереж, фактично втрачаючи енергію. До типових причин неточних або відсутніх даних про споживання внаслідок такого виду нетехнічних втрат можна віднести [1][7]:

- Відсутні або незареєстровані точки підключення;
- Неправильне розташування або стан подачі напруги точок приєднання;
- Невірна інформація вимірювального обладнання.

Ці аномалії особливо стосуються довідкової системи ІТ, яка використовується для фізичного (або договірної) енергетичного балансу та оцінки втрат. За даними кожної ОСР вони можуть стосуватися білінгової системи, системи управління даними лічильників або ГІС-системи.

Неправильне розташування точок з'єднання безпосередньо не створює нетехнічних втрат на глобальному рівні, але може призвести до підрівнів (наприклад, для оцінки регіональних або одиничних втрат).

Неправильний стан подачі напруги може сприяти нетехнічним втрагам, коли ділянка записана в базі даних розподільчої мережі, але на неї не призначено

постачальника. Якщо ця ділянка підключена і забирає електроенергію з мережі, але жоден постачальник не виставляє рахунок за цю електроенергію, вона повинна бути включена в якості втрат [1].

Невиставлені рахунки можуть виникати через процес переїзду I (зміна постачальника), коли деяка енергія може тимчасово споживатися без контракту та без правильної реєстрації. Ще одна ситуація, коли споживання має бути включене до складу цих втрат, це коли сайт не з'являється з показань лічильника та виставлення рахунків через його неправильне стан зарядки енергією.

Нетехнічні втрати через неправильну інформацію вимірювального обладнання можуть виникати при неправильному введенні поправочних коефіцієнтів в систему управління даними лічильника (коефіцієнт втрат при роботі лічильника та межа ОСРР-споживач розташовані в іншому рівні напруги, коефіцієнті відношення трансформатора струму тощо).

При обробці енергетичних даних для оцінки втрат можуть виникати неточності, часто пов'язані з помилками в оцінці спожитої або виробленої енергії. Ці помилки, що виникають при розрахунках, сприяють нетехнічним втратам і можуть виникати через наступних причин:

- Оцінка необлікованих витрат;
- Оцінка витрат між показаннями лічильників і розрахунками;
- Оцінка технічних втрат;
- Оцінка виявлених проблем;
- Інші питання обробки енергетичних даних.

Не всі поставки в розподільчих мережах є обліковими [6]. Існує безліч найменувань електрообладнання, де вимірювати енергоспоживання за допомогою звичайних лічильників не доцільно ні практично, ні економічно вигідно [3]. За таких обставин існують законні неконтрольовані поставки, попит на енергію яких оцінюється, а не точно вимірюється [7].

Кожне безобліковане споживання може розглядатися як будь-який інший вид навантаження за умови його реєстрації, належної оцінки та обліку [1]. Більше того, необліковане споживання (наприклад, громадське освітлення) або власне

споживання деяких ОСР (наприклад, допоміжні послуги підстанцій) можуть бути адекватно за контрактовані з постачальником енергії і оплачується за звичайними тарифами, як і будь-яке інше звичайне споживання. Таким чином, необліковане споживання, чи то пов'язане з клієнтами, чи з ОСР, може бути виключене з нетехнічних або технічних втрат відповідно, за умови їх належного укладення. Тільки різниця між реальним і розрахунковим необліком витрат є частиною нетехнічних втрат.

Деякі країни ефективно боролися з певними джерелами нетехнічних втрат або шляхом встановлення лічильників, або розрахунку споживання (з одноразовою виплатою) для деяких точок споживання, таким чином уникнення необхідності тримати підтримувати це енергопостачання [1].

Як правило, безоблікове споживання може бути двох видів: споживання споживачів та власне споживання. Вони описані нижче:

Клієнти без тарифікації зазвичай складаються з великої кількості менших безлімітних підключень [3]. Типове споживання неконтрольованих споживачів включає громадське освітлення, світлофори, дорожні знаки, освітлення в будівлях загального користування (часто в громадському секторі), боларди, освітлення автостоянки, автоматичний транспортний засіб розпізнавання номерних знаків, автостоянки квиткових автоматів, телефонних скриньок, шаф зв'язку і т.д. [6]. Існують також об'єкти, де все ще застосовуються тимчасові домовленості, наприклад, тимчасові установки для проведення публічних заходів [1]. У деяких країнах сільськогосподарське споживання або залізнична тяга також можуть бути безлімітними поставками.

- Власне споживання враховує електричну енергію, що використовується розподільчим підприємством при регулярній експлуатації мережі.

У середині підстанцій енергія зазвичай споживається на допоміжні послуги, такі як опалення та охолодження, освітлення та безпека, осушення, охолодження трансформаторів, захист та управління, зарядка акумулятора, вимірювальне обладнання (більш важливе у випадку

розумних лічильників, оскільки, оскільки їх функціональні можливості складні, вони використовують більше енергії, ніж нерозумні лічильники), масляні насоси, повітряні компресори тощо. [4][7][16]. Офіси, склади та майстерні - це інші об'єкти, пов'язані з роботою мережі, де може відбуватися безлічне споживання [18].

Необлікована енергія може бути кількісно оцінена, встановивши точні записи для кожного необлікуваного споживання (інвентаризації обладнання) та застосувавши репрезентативний профіль попиту (або об'єднавши потужність кожного навантаження і час його роботи), оцінити споживчі характеристики [5][6]. Ця інформація дозволяє обліковувати загальну розрахункову енергію і є основою як для виставлення рахунків, так і для розрахунку втрат [3].

До нетехнічних втрат, пов'язаних з безліччю поставок, можна віднести будь-які неточності в інформації про необліковане обладнання, підключене до мережі, наприклад, неповні записи в базі даних невиміряні навантаження, неточні записи обладнання та помилки щодо передбачуваних характеристик попиту [6]. Якщо, наприклад, ряд стовпчиків вуличного освітлення відсутній в інформаційних записах, то енергія, що використовується в цих світильниках, буде обліковуватися як мережева втрата (нетехнічні втрати). Записи можуть стати неточними, якщо сторона, відповідальна за їх заповнення, втратить відстеження того, що встановлено, видалено або змінено [3].

Щоб мінімізувати неточності в інформації про безобліковані витрати, суб'єкти зобов'язані проводити точні інвентаризації свого необлікуваного обладнання. Оцінка річного споживання енергії повинна оновлюватися щорічно і підлягати численним перевіркам якості, щоб допомогти забезпечити облік всієї необлікованої енергії. Це важливо, оскільки вартість всіх втрат, включаючи будь-яке невідоме безлімітне постачання, оплачується замовником [3].

**Оцінка витрат між показаннями лічильника та розрахунками**

Збитки зазвичай розраховуються за чітко визначений період часу, наприклад, місяць або рік. Тому неточності в розрахунку втрат можуть виникнути, якщо час збору даних лічильників витрат відрізняється від часу збору даних лічильників споживання [1]. Це часто називають ефектом «відсікання».

Класичний випадок, коли при розрахунку втрат споживачі не мають добових або погодинних лічильників, а між показаннями лічильника і періодом втрат існують часові лаги Розрахунок. Оцінки витрат необхідні в цих випадках, з подальшими неточностями, які сприяють нетехнічним втратам [10].

Нетехнічні втрати важче виміряти, ніж технічні, оскільки вони є результатом поведінки, яка не завжди відома або врахована операторами розподілу. Як правило, нетехнічні втрати розраховуються як енергія, яка не може бути врахована після повного розгляду технічних втрат [3]. Тому точність оцінки

нетехнічних втрат залежить від точності оцінки технічних втрат [18]. Це означає, що якщо існують реальні потоки потужності або умови, які не враховують технічні розрахунки втрат, то виникають неточності такеж сприяють нетехнічні втрати

Неточності в оцінці технічних втрат, які можуть призвести до збільшення нетехнічних втрат, пов'язані з ігнорованими або невідомими ситуаціями, такими як зношеність обладнання з часом, дисбаланс мережі, приблизні діаграми генерації і навантаження або неточне моделювання мережевого обладнання [12].

Нарешті, коли виявляється проблема, пов'язана з нетехнічними втратами, можна оцінити скориговане минуле споживання з метою поліпшення оцінки втрат щодо поточних період розрахунку. Таким чином, виявлена проблема, наприклад, виявлена крадіжка, за умови, що виявлення досягнуто протягом періоду обчислення і що процес приймає такі виправлення, повинен бути виключеними з нетехнічних втрат і тільки різниця між реальним і розрахунковим споживанням є частиною нетехнічних втрат.

Можна вважати, що виявлені проблеми приносять «скориговану енергію», яка зменшує розрахунок погочних втрат, а також приносить «забезпечену енергію» на наступний період. Розрахунок.

Ця процедура може бути застосована до питань, зазначених вище, тобто:

- Проблеми з мережевим обладнанням;
- Інформаційні проблеми з мережею;
- Питання обробки енергетичних даних.

Інші проблеми обробки енергетичних даних можуть призвести до прорахунків і помилок ведення обліку, що сприятиме збільшенню нетехнічних втрат [12][13].

Оскільки ці прорахунки і помилки є результатом процесу оцінки збитків, а не початкових втрат в мережі, такого роду нетехнічні втраги часто називають "внутрішні" або "адміністративні втраги" за різницею з іншими видами нетехнічних втрат, які називаються втрагами "External" або "Customer".

Із запропонованим визначенням передбачається спрямувати вимірювання втрат з глобальної перспективи на детальну перспективу за джерелами втрат. Узгодженість з регуляторними принципами також була врахована у визначенні, щоб вона могла бути застосована ОСР. Тільки забезпечивши цей прямий зв'язок між визначенням, вимірюванням і регулюванням, можна буде ефективно кількісно оцінити втраги, як для цілей орієнтирів, так і для ідентифікації пом'якшувальних ді. Ці питання розглядаються в наступних розділах.

## РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 10 кВ

### 3.1. Розрахунок струмів короткого замикання у мережі напругою 10 кВ

Коротке замикання (КЗ) - електричне з'єднання двох точок електричного кола з різними значеннями потенціалу, яке не передбачене конструкцією пристрою і порушує його нормальну роботу. Коротке замикання може виникати в результаті порушення ізоляції струмоведучих елементів або механічного дотику неізольованих елементів.

Види коротких замикань:

- однофазне (замикання фази на землю або нейтральний провід);
- двофазне (замикання двох фаз між собою);
- двофазне на землю (дві фази між собою і одночасно на землю);
- трифазне (три фази між собою)

При короткому замиканні струм, що протікає в ланцюгу, раптово і багаторазово зростає відповідно до закону Джоуля-Ленца. Це означає, що виділяється значна кількість тепла; якщо в результаті плавляться дроти, можливе виникнення та розповсюдження пожежі.

Коротке замикання в одному з елементів енергосистеми може порушити її функціонування в цілому: інші споживачі можуть втратити електроенергію або принаймні знизити напругу, що порушить нормальну роботу. У трифазних мережах коротке замикання викликає асиметрію напруги, що порушує нормальне електропостачання. У великих електричних мережах коротке замикання може призвести до серйозних аварій у системі, інколи ж до відключення електрики або інших перебоїв у подачі електроенергії.

### 1. Параметри джерела живлення:

$U_{c.ном} = 10,5 \text{ кВ}$  – середня номінальна напруга мережі

$I_{к.мах.} = 5500 \text{ А}$  - струм КЗ системи в максимальному режимі на шинах 10 кВ;

$I_{к.мін.} = 5030 \text{ А}$  - струм КЗ системи в мінімальному режимі на шинах 10 кВ.

### 2. Визначимо параметри ділянок лінії. Значення активних і реактивних $R$ та $X$ значень ділянок лінії на проводі $3 \times (AASXSn 1 \times 70 \text{ мм}^2)$ приймаємо з таблиці 2.2.

Релейний захист – це автоматичний пристрій, який складається із декількох приладів реле, які реагують на зміну режиму на будь-якій ділянці мережі та подають імпульс на відключення даної ділянки комутаційними апаратами, або на сигналізацію. Для правильного та своєчасного виконання своїх функцій релейний захист повинен забезпечувати необхідну швидкість дії, чутливість, селективність та надійність.

Для ПЛ-10 кВ в якості основного захисту від міжфазних коротких замикань, як правило, застосовується максимальний струмовий захист (МСЗ).

### 3. Для захисту повітряної лінії ПЛ-10 кВ приймається існуюче механічне реле РТ-40.

### 4. На підстанції встановлені трансформатори струму ТДЛУ-10-150/5 А.

$I_{т1ном} = 150 \text{ А}$  – номінальний первинний струм ТС;

$I_{т2ном} = 5 \text{ А}$  – номінальний вторинний струм ТС;

Номінальний коефіцієнт трансформації ТС

$$K_1 = I_{т1ном} / I_{т2ном};$$

$$K_1 = 150 / 5 = 30$$



Рис. 3.1 Зовнішній вигляд трансформаторів струму ТСТУ-10 кВ

4. Визначасмо опір системи в максимальному та мінімальному режимі по

формулі:

$$Z_{с.мін} = \frac{U_{ном}}{1,73 \cdot I_{с.макс}^{(3)}}$$

$$Z_{с.макс} = \frac{U_{ном}}{1,73 \cdot I_{с.мін}^{(3)}}$$

$$Z_{с.мін} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 5,5} = 1,1 \text{ Ом}$$

$$Z_{с.макс} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 5,03} = 1,2 \text{ Ом}$$

5. Для розрахунку струмів КЗ в вузлах ПЛ-10 кВ складаємо схему заміщення

ПЛ-10 кВ (див. рис. 3.2)

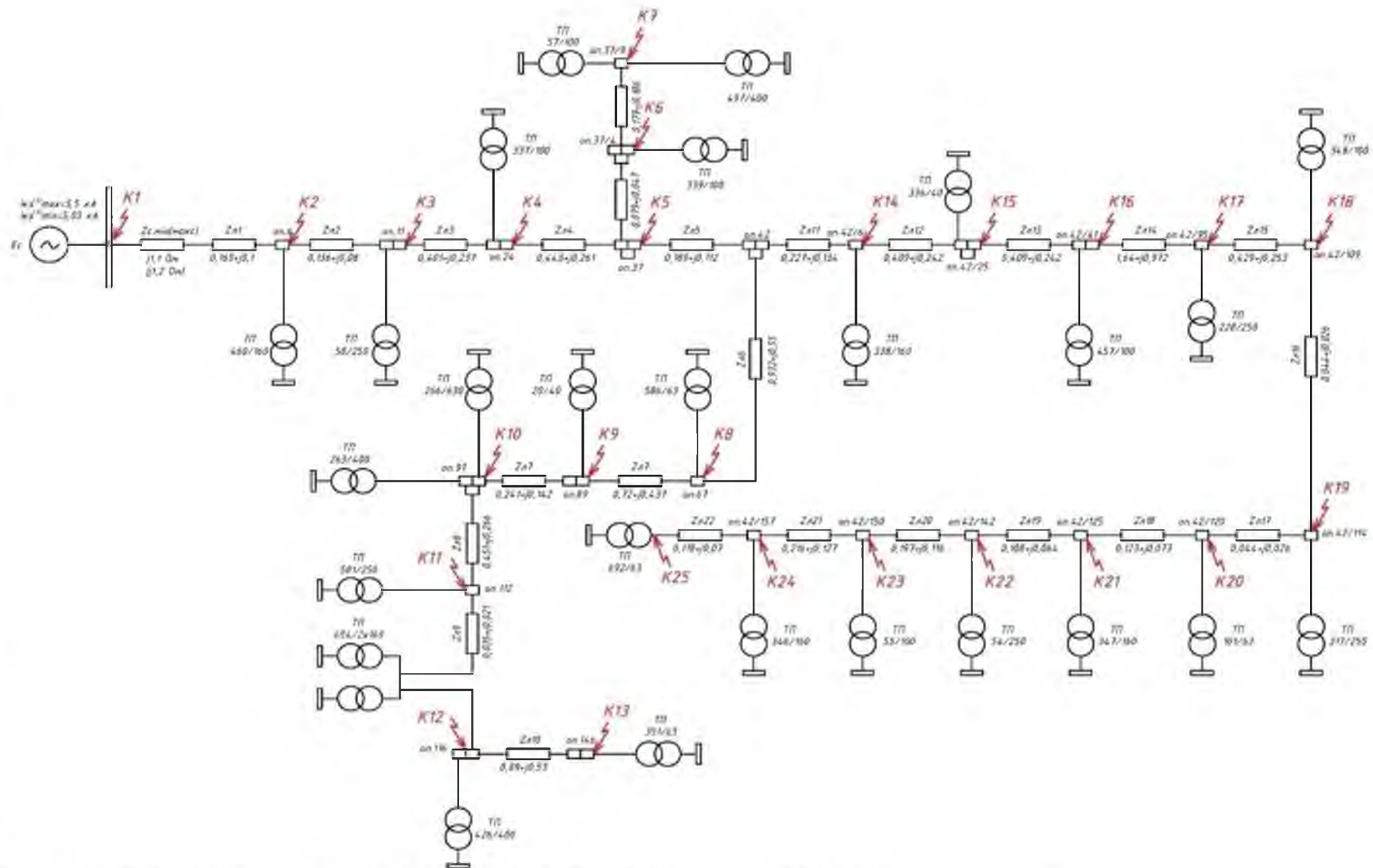


Рис. 3.2 Разрабочована схема заштиты з занесенням точек КЗ.

5. Визначимо повний опір ділянок лінії за формулою:

$$Z_{л1} = \sqrt{R_{л1}^2 + X_{л1}^2}, \text{ Ом}$$

Для прикладу визначимо повний опір ділянки Z<sub>л1</sub> (див. рис. 3.2.)

$$Z_{л1} = \sqrt{0,169^2 + 0,1^2} = 0,196 \text{ Ом}$$

6. Розраховуємо струми КЗ в точках підключення трансформаторів.

Струм КЗ в максимальному режимі на стороні вищої напруги (ВН), А

$$I_{K1\text{max}}^{(3)} = \frac{U_{\text{cp}}}{\sqrt{3}(Z_{\text{c.min}} + Z_{л1})}, \text{ кА}$$

Струм КЗ в мінімальному режимі на стороні вищої напруги (ВН), А

$$I_{K1\text{min}}^{(3)} = \frac{U_{\text{cp}}}{\sqrt{3}(Z_{\text{c.max}} + Z_{л1})}, \text{ кА}$$

де  $U_{\text{cp}}$  - середня номінальна напруга лінії, В;

$Z_{\text{c.max}}$  – максимальний опір системи, Ом;

$Z_{\text{c.min}}$  – мінімальний опір системи, Ом;

$Z_{л1}$  – повний опір лінії до точки КЗ, Ом.

Середня номінальна напруга вибирається у відповідності з наступною шкалою: 115; 37; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525; 0,4 і 0,23 кВ. В нашому випадку – 10,5

кА.

Для прикладу визначимо струм КЗ в точці 2 на рис. 3.2.

$$I_{K1\max}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3}(1,1 + 0,196)} = 4,68 \text{ кА}$$

$$I_{K1\min}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3}(1,2 + 0,196)} = 4,34 \text{ кА}$$

Решту розрахунків точок короткого замикання виконуємо в табличній формі

Результати розрахунків значень точок КЗ

Таблиця 3.1

Точка КЗ	Rл, Ом	Xл, Ом	Zл, Ом	$I_{K3\max}^{(3)}$ , кА	$I_{K3\min}^{(3)}$ , кА
K1			-	5,6	5,04
K2	0,171	0,13	0,197	4,7	4,35
K3	0,306	0,19	0,355	4,19	3,93
K4	0,707	0,421	0,83	3,17	3,1
K5	1,151	0,681	1,333	2,6	2,4
K6	1,229	0,728	2,43	2,3	2,33
K7	1,5	0,833	1,64	2,226	2,147
K8	3,28	1,36	2,64	1,626	1,584
K9	2,98	1,79	3,476	1,328	1,3
K10	3,24	1,93	3,76	1,252	1,227
K11	3,69	2,179	4,28	1,14	1,2
K12	3,716	3,199	4,317	1,13	1,2
K13	4,7	2,729	5,349	0,942	0,93
K14	1,567	0,926	2,84	2,09	3,013
K15	1,975	1,168	2,24	1,77	1,739
K16	2,39	1,6	2,77	2,57	1,55

K17	4,024	2,41	4,68	1,052	1,035
K18	4,46	2,636	5,172	0,969	0,956
K19	4,51	2,662	5,22	0,962	0,947
K20	4,54	2,688	5,27	0,954	0,939
K21	4,659	2,761	5,414	0,933	0,92
K22	4,767	2,825	5,54	0,916	0,903
K23	4,964	2,941	5,769	0,885	0,872
K24	5,179	3,068	6,018	0,854	0,842
K25	5,297	3,137	6,155	0,838	0,826

### 3.2. Вибір уставок максимального струмового захисту

Максимальний струмовий захист (МСЗ) - це струмовий захист максимального типу, селективності дії якого забезпечується вибором різних уставок часу спрацьовування.

Як правило, МСЗ використовуються для захисту електричних мереж з одностороннім живленням. Вони встановлюються на початку кожного контрольованого об'єкта з боку джерела живлення.

МСЗ захищає лінію від перевантаження і струмів КЗ і спрацьовує з витримкою часу за умовою селективності із суміжними захистами.

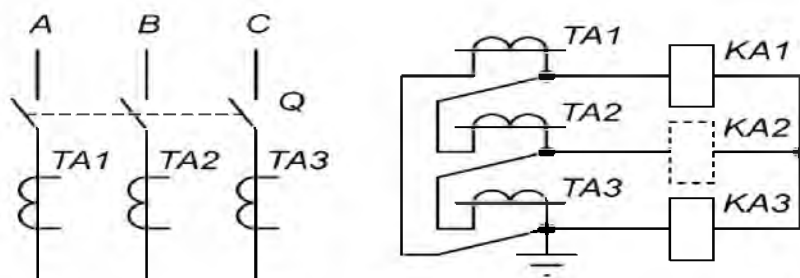


Рис. 3.3 Схема максимального струмового захисту (МСЗ) за методом «трикутник»

1. Визначаємо найбільший робочий струм лінії в нормальному режимі за формулою:

$$I_{\text{роб.макс.}} = \frac{S_{\text{ПС-оп.6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, (\text{A})$$

де  $S_{\text{ПС-оп.6}}$  - повна споживана потужність лінії 10 кВ на ввіді в підстанцію, кВА;

$U_{\text{ном}}$  - номінальна напруга лінії, кВ.

$$I_{\text{роб.макс.}} = \frac{2272}{\sqrt{3} \cdot 10} = 131,3 \text{ A}$$

2. Первинний струм спрацьовування максимального струму захисту вибирається з умови відбудови від найбільшого струму навантаження:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{роб.макс}}, \text{ A}$$

де  $K_{\text{н}} = 1,1-1,2$  - коефіцієнт надійності;

$K_{\text{сзп}}$  - коефіцієнт самозапуску (2,5);

$K_{\text{в}} = 0,8-0,85$  (для реле РТ-40) - коефіцієнт повернення реле;

$I_{\text{роб.макс}}$  - найбільший струм навантаження захищається лінії або трансформатора.

$I_{\text{роб.макс}} = 131,3 \text{ A}$ .

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} 131,3 = 463,41 \text{ A}$$

3. Струм спрацьовування  $I_{\text{с.р}}$  максимального струмового захисту лінії:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot K_{\text{сзх}}}{K_{\text{т}}}, (\text{A})$$

де  $K_{\text{сзх}}$  - коефіцієнт схеми (повна зірка - 1);

$K_{\text{т}}$  - коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$I_{\text{с.р}} = \frac{463,41 \cdot 1}{30} = 15,45 \text{ A}$$

Приймаємо уставку спрацьовування МСЗ  $I_{c.p} = 16 \text{ A}$

Чутливість МСЗ перевіряється при двофазному КЗ в кінці лінії:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кЗмін}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}}$$

де  $I_{\text{кЗмін}}^{(3)}$  - мінімальний струм трифазного КЗ в кінці зони захисту, А. В нашому випадку в точці К25 – 0,825 кА.

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{825}{463,41} = 1,54$$

$$K_{\text{ч}} > 1,5$$

$$1,54 > 1,5$$

Умова виконується, отже, МСЗ чутливий і може бути використаний для захисту.

Згідно вимог ПУЕ (п.3.2.106) для захисту повітряних і кабельних ліній у мережах 3-10 кВ з ізолюваною нейтраллю (у тому числі з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор) треба передбачати пристрій РЗА від багатofазних і однофазних замикань на землю. Захист від багатofазних замикань треба передбачати в двофазному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю лише одного місця пошкодження. Захист має бути виконано дво- або трирелейним залежно від вимог чутливості та надійності (п.3.2.107). На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатofазних замикань потрібно встановлювати, як правило, двоступінчастий струмовий захист, перший ступінь якого виконано у вигляді струмової відсічки, а другий – у вигляді максимального струмового захисту з незалежною або залежною характеристикою витримки часу.

Для релейного захисту повітряної лінії 10 кВ, що розробляється, на підставі аналізу вибираємо мікропроцесорний програмований пристрій серії

REST.01-306/307, що є двофазним і призначений для реалізації функцій релейного захисту і автоматики кабельних і повітряних ліній, збірних шин, електродвигунів, трансформаторів (в якості резервного захисту). Ці пристрої РЗА, що розроблені і виготовляються інженерно-виробничою групою підприємств ПРЕМКО, встановлюються в релейних шафах і релейних відсіках РУ, на панелях і в шафах релейних залів та щитів керування підстанцій. Серія пристроїв REST.01-306/307 на сьогодні є оптимальним вибором для реалізації бюджетного вирішення релейного захисту приєднань 10 кВ.

Живлення елементів схеми зазначених блоків здійснюється від вхідного струму і/або від оперативної постійної/змінної напруги 220 В. Напруга оперативного змінного/постійного струму 220 В потрібна для забезпечення функцій АПВ, роботи дискретних входів, індикації спрацювання захистів; робота струмових захистів не потребує оперативного струму. За класифікаційними ознаками згідно ГОСТ 3698/82 пристрої ПРЕМКО відносяться до комбінованих з дискретним регулюванням уставок, багатодіапазонним, цифровою шкалою, без установочного елемента.

Перелік функцій, що реалізуються:

- максимальний струмовий захист (МСЗ) з однією незалежною і двома залежними характеристиками (вибір типу характеристики забезпечується перемикачем на лицьовій панелі);
- струмова відсічка (СВ) з регульованою уставкою часу спрацювання від 70 до 280 мс (вибір уставки забезпечується перемикачем на лицьовій панелі);
- захист від замикань на землю з незалежною характеристикою;
- завдання уставок загальних для двох фаз;
- спрацювання ступенів СВ і МСЗ за найбільшим вхідним струмом, повернення – при зменшенні струму у всіх фазах нижче рівня струму повернення;
- вимикання ступеню СВ з лицьової панелі;
- дистанційне блокування ступеню СВ;
- світлодіодна індикація наявності струму у вхідних колах пристроїв;

– робота в схемах з шунтуванням/дешунтуванням електромагнітів  
 відключення-вимикачів REST.01-307,  
 відключення від АЧР;  
 – однократне АПВ, ЧАПВ;

– світлодіодна індикація роботи захистів (не менше 12 годин без оперативного  
 струму);  
 – індикація готовності АПВ;  
 – сигналізація роботи АПВ/ЧАПВ;

– зовнішній пуск АПВ;  
 – внутрішній пуск АПВ при зникненні напруги живлення 220 В, при умові:  
 - на момент зникнення напруги живлення 220 В горів світлодіод «готов АПВ»,  
 - з моменту зникнення напруги живлення 220 В пройшло не більше 3 сек.;

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## РОЗДІЛ 4. ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

В електричних системах виробництво, розподіл та споживання електричної енергії здійснюється з використанням багатьох параметрів для її оцінки – особливо активної та реактивної потужності. Елементи розподільчої мережі мають реактивні складові опору та провідності через їх унікальні конструкції; тому навіть для навантаження, яке споживає тільки активну потужність (наприклад, лампа розжарювання або деякі двигуни), у початковій частині буде присутня додаткова складова, звана "реактивною потужністю".

Компенсація реактивної потужності або підвищення коефіцієнта потужності електроустановок має важливе значення для сучасних електромереж. Це підвищує ефективність систем електропостачання та покращує якість електроенергії, що постачається споживачам. Збільшення коефіцієнта потужності на 0,01 у національному масштабі може забезпечити можливість отримання 500 мільйонів кВт/год додаткової корисної електроенергії на рік цього достатньо для забезпечення електроенергією п'ятисот тисяч будинків протягом одного місяця.

Аналіз попередніх досліджень. Зниження реактивної потужності, циркулюючої між джерелом струму і приймачем, а отже, і зниження реактивного струму в генераторах і мережах виконується компенсацією реактивної потужності. Існує два взаємодоповнюючі один одного шляхи зниження реактивних навантажень мережі та генераторів: установка спеціальних компенсуючих пристроїв або зниження реактивної потужності самих приймачів електроенергії. Основними технічними засобами за допомогою яких здійснюється компенсація реактивної потужності на промислових підприємствах, є: синхронні двигуни; синхронні компенсатори; конденсаторні батареї; статичні тиристорні конденсатори; компенсаційні перетворювачі та ін., а також допоміжні засоби компенсації, які крім компенсації реактивної потужності покращують показники якості електричної енергії. Наявність в мережі вказаних пристроїв сприяє

підтримці балансу реактивної потужності і заданих рівнів напруги в точках їх включення.

#### 4.1. Обґрунтування використання пристроїв для компенсації реактивної потужності

Проведення заходів по компенсації реактивної потужності дає також значний техніко-економічний ефект, що полягає в діючих мережах в зниженні втрат активної потужності і втрат напруги і в кращому використанні основного обладнання, а у знову проєктованих мережах в можливості зниження числа або потужності силових трансформаторів, перерізу ліній і габаритів апаратів розподільних пристроїв підстанцій.

Краще використання основного обладнання в результаті проведення заходів щодо компенсації реактивної потужності полягає в розвантаженні обладнання від реактивного струму, що призводить до можливості його роботи в більш економічному режимі, або до можливості додаткового завантаження його активною потужністю. У першому випадку ефект полягає в зниженні активних втрат, а в другому - у відмові від установки додаткового обладнання.

Зниження втрати напруги в мережі також досягається при застосуванні компенсуючих пристроїв.

Компенсація, яка зменшує втрати напруги в мережі та збільшує напругу на електроприймачах, є важливим ефектом, перепади напруги можуть виникати в дуже завантажених та перевантажених мережах, навіть якщо напруга в центрі живлення добре регулюється. Якщо рівень напруги на промислових підприємствах знижується понад допустимі межі, це може призвести до зниження продуктивності та випуску неякісної продукції.

Наявність компенсуючих пристроїв у споживача дозволяє йому використовувати їх не тільки для компенсації реактивної потужності, але і, при необхідності, регулювати напругу шляхом заміни трансформаторів з пристроями РПН на такі, що можуть регулювати потужність джерела.

Тому ціноутворення реактивної потужності має велике значення, оскільки дозволяє досягти великої економічної вигоди. Це помітно, коли всі необхідні компенсаційні заходи вживаються у національному масштабі: сотні мільйонів заощаджених гривень на рік!

Потужність пристроїв, що компенсують, повинна визначатися виходячи з умов, що забезпечує найбільшу економію при одночасному виконанні всіх чотирьох зазначених умов:

- а) у всіх вузлах має бути баланс реактивної потужності;
- б) допустимі межі не повинні бути перевищені в жодній точці мережі;
- в) струмове навантаження будь-якого компонента в мережі не повинно перевищувати його номінал.
- г) Не слід перевищувати допустимі нижні та верхні межі для джерел генерації реактивної потужності.

#### 4.2. Вибір конденсаторних установок

Згідно результати розрахунків електричних навантажень ділянок ПЛ-10 кВ ми маємо значення повного навантаження лінії на ввіді, а саме ділянки ПС-оп.6 – 2090 + j890,7 кВА.

Отже розрахункова реактивна потужність, яку слід компенсувати складає – 890,7 кВар.

Вибір потужності конденсаторної установки виконуємо за формулою:

$$Q_{КУ} \geq Q_{РОЗ.ЛЕП} \text{ (кВар)}$$

де  $Q_{КУ}$  – необхідна потужність компенсації, кВар

$Q_{РОЗ.ЛЕП}$  - розрахункова реактивна потужність лінії 10 кВ, кВар. Згідно розрахунків – 890,7 кВар.

$$900 \text{ кВар} \geq 890,7 \text{ кВар}$$

Отже приймаємо до встановлення КУ-10 кВ потужністю 900 кВар.



Рис. 4.1 Конденсатор ши середньої напругу ВО, КМТ, і КБ 3-ф

Силові конденсатори виготовляються на основі металізованої самовідновлюючої поліпропіленової плівки з низьким коефіцієнтом втрат. Конденсатори сухого типу заповнюються нетоксичного, безпечної для навколишнього середовища поліуретановою емаллю з дуже високим коефіцієнтом теплопровідності. Конденсатори цієї серії випускаються в алюмінієвому корпусі циліндричної форми і оснащені системою захисного відключення при надмірному тиску.

Силові конденсатори розроблені для пристроїв корекції коефіцієнта потужності і допускають використання як безпосередньо, так і при включенні в паралель з іншими конденсаторами для отримання більшої кількості можливих ступенів ємності.

Важливо вибирати засоби компенсації відповідно до їх здатності компенсувати реактивні навантаження, якщо реактивні навантаження присутні і потім знижуються в періоди скидання навантаження, існує можливість передачі надлишкової потужності компенсуючих пристроїв від споживачів назад до енергосистеми. При цьому струмовий навантаження в мережі зростає, збільшуються втрати потужності в мережі, напруга в мережах також збільшиться і може досягти

недопустимих значень. Для того, щоб уникнути цих явищ, необхідно обладнати компенсуючі установки пристроями регулювання їх реактивної потужності.



Рис. 4.2 Регулятор реактивної потужності BLR-CX

Реактивна потужність конденсатора контролюється електронним регулятором, який регулює кількість електроенергії, що споживається з мережі. Регулятори працюють шляхом увімкнення або відключення конденсаторів, які потім компенсують миттєву реактивну потужність навантаження, щоб зменшити загальну потужність, що споживається з електричної мережі.

Щоб увімкнути компенсацію, необхідно встановити значення компенсації в меню налаштування. Введення значення пункт "3.12" негайно почне регулювання з урахуванням додаткової реактивної потужності.

Встановлена коригуюча реактивна потужність складається з вимірюваної. Тому завжди буде показаний  $\cos\phi$  реєстрований перед трансформатором. Це означає, що незважаючи на ємнісний характер установки при вимірах параметрів живлення від споживача завжди буде враховуватися необхідний  $\cos\phi$ .

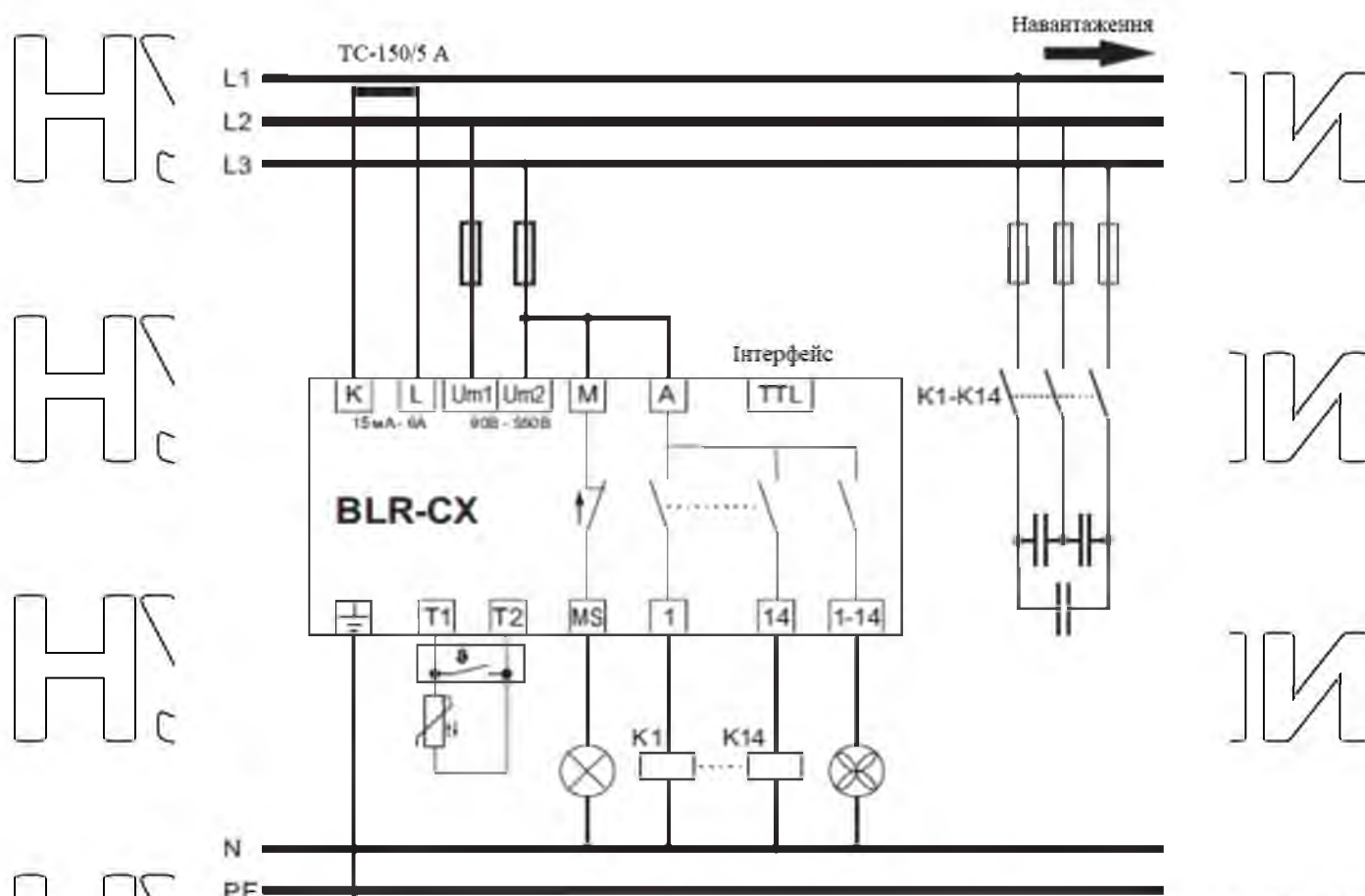


Рис. 4.3 Схема підключення регулятора реактивної потужності BLR-C

Завдяки тому, що вимірювання струму здійснюється з боку середньої напруги, стає можливою реєстрація реактивної потужності виробленої трансформатором, і регулювання цієї потужності за допомогою підключеної компенсаційної установки.

Число секцій регульованої конденсаторної батареї повинно вибиратися в залежності від характеру графіка споживання реактивної потужності. У багатьох випадках виявляється достатнім обмежитись трьома-чотирма секціями. При значній нерівномірності графіка електричних навантажень за годинами доби число секцій може бути збільшено до п'яти-шести. Подальше збільшення числа секцій не рекомендується, так як це ускладнює і здорожує установку. Необхідність застосування батарей з числом секцій, більшим ніж шість, повинна бути підтверджена техніко-економічними розрахунками.

# НУБІП УКРАЇНИ

Таблиця 4.1

## Ступені компенсації КУ -10 кВ

Кількість ступеней	Тип	U, кВ	Q, кВАр	m, кг	Номинальна ємність, мкФ	Кількість, шт
1	BO/R MT 50 кВАр	11	50	24	3x0,65	1
2	BO/R MT 50 кВАр	11	50	24	3x0,65	1
3	BO/R MT 100 кВАр	11	100	32	3x3,65	1
4	BO/R MT 200 кВАр	11	200	43	3x7,3	1
5	BO/R MT 250 кВАр	11	250	51	3x9,13	1
6	BO/R MT 250 кВАр	11	250	51	3x9,13	1
Сума		66	900	225	3x30,51	6

### 4.3. Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації

#### реактивної потужності

Згідно розрахунків втрат потужності в лінії (табл. 2.19) ми бачимо, що наданий час втрата потужності в лінії, за місяць, складає  $116,96 + j49,8$  тис кВА год.

Отже втрата енергії в лінії до встановлення КУ складе:

$$\Delta S_{\text{до}} = \sqrt{\Delta W P^2 + \Delta W Q^2}; \text{ тис. кВА} \cdot \text{год}$$

де  $\Delta W P$  - втрата активної енергії за місяць, тис. кВт год.

де  $\Delta W Q$  - втрата реактивної енергії за місяць, тис. кВАр год.

$\Delta S_{\text{до}} = \sqrt{116,96^2 + 49,8^2} = 127 \text{ тис. кВА} \cdot \text{год}$   
 Так як конденсаторна установка потужністю 900 кВар компенсує всю

реактивну складову, то перетік реактивної потужності в мережі буде близький до

0кВар. Проте згідно п. 16 Наказу №87 від 06.02.2018р. Мінрегіонбуду України

«Про затвердження Методики обчислення плати перетікання реактивної електроенергії» в розрахунках слід приймати  $\cos\phi = 0,97 \dots 1,0$ .

Отже втрата реактивної енергії за місяць, при умові протікання мінімальної

реактивної складової в лінії, складе:

$\Delta S_{\text{після}} = \frac{\Delta W_P}{\cos\phi}, \text{ тис. кВА} \cdot \text{год}$

$\Delta S_{\text{після}} = \frac{116,98}{0,98} = 119 \text{ тис. кВА} \cdot \text{год}$

Отже різниця втрат електричної енергії після встановлення конденсаторної

установки:

$\Delta S_{\text{різниця}} = \Delta S_{\text{до}} - \Delta S_{\text{після}}, \text{ тис. кВА} \cdot \text{год}$

$$\Delta S_{\text{різниця}} = 127 - 119 = 8 \text{ тис. кВА} \cdot \text{год}$$

Різниця втрат електричної енергії в місяць складе 8 тис. кВА год, що показує

доцільність впровадження даного заходу

НУБІП України

## РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ

Даним розділом роботи представлений техніко-економічний розрахунок визначення часу окупності впровадження конденсаторної установки ПЛ-10 кВ.

### 5.1. Загальні інвестиції на будівництво

Інвестиційний проект — це сукупність поєднаних в одне ціле намірів і практичних дій з метою здійснення інвестиційних вкладень, з метою забезпечення визначених конкретних фінансових, економічних, виробничих і соціальних заходів з метою отримання прибутку. Замовником інвестиційного проекту є суб'єкт інвестиційної діяльності (юридична або фізична особа), який має фінансові кошти й за вимогою підрядчика надає поручительство про свою платоспроможність. Замовником може бути держава, міністерство, відомство, корпорація, асоціація, об'єднання, підприємство, установа або приватна особа.

Таблиця 5.1

#### Ціна на обладнання

№	Назва позиції	Ціна, за од. грн	Кількість	Повна ціна, грн
1	ВО/Р МТ 50 кВар	14413	2 шт	28826
2	ВО/Р МТ 100 кВар	22603	1 шт	22603
3	ВО/Р МТ 200 кВар	35485	1 шт	35485
4	ВО/Р МТ 250 кВар	37917	2 шт	75834
5	Регулятор реактивної потужності BLR-CX	5334	1 шт	5334
	Сума		7 шт	168082 грн

Таблиця 5.2

## Вартість монтажних робіт

№	Назва монтажної роботи	Ціна, за од. грн	Кількість	Повна ціна, грн
1	Монтаж конденсаторних секцій на підстанцію з пусконаладженням	2500	6 шт	15000
2	Монтаж та підключення контролера	8100	1 шт	8100
3	Заміна ТС на ТС з двома вторинними обмотками	1300	1 комп	1300
4	Монтаж шин збірних до конденсаторних комірок	470	6 м	2820
5	Збирання схеми вторинної комутації	6600	1 шт	6600
6	Приєднання до комірок КУ заземлюючих точок	65	6 шт	390
7	Перевірка контакту заземлення	3000	6 шт	18000
	Сума			52210 грн

Отже, сумарна затрата на реконструкцію котельні складе:

$$E_{\text{був}} = \text{Обладнання} + \text{Монтаж}$$

$$E_{\text{буд}} = 168082 - 52210 = 220292 \text{ грн}$$

## 5.2. Розрахунок поточних витрат

Поточні витрати – витрати трудових, матеріальних, нематеріальних та фінансових ресурсів, виражених у грошовій формі, для здійснення поточної господарської діяльності.

### Вартість поточних витрат

Таблиця 5.3

№	Назва монтажної роботи	Ціна, за од. грн	Кількість од.	Повна ціна, грн
1	Замір існуючого заземлення	500	1	500 грн
2	Технічне обслуговування КУ-10 кВ	10000	1	10000 грн
3	Послуги електролабораторії	3000	1	3000 грн
4	Перевірка вимірів регулятора реактивної потужності	8000	1	8000 грн
	СУМА			21500 грн

Отже, сумарні поточні витрати склали:

Епот = 21500 грн

## 5.3. Розрахунок прибутку від будівництва

Для розрахунку плати за перетікання реактивної енергії між оператором системи розподілу та її споживачами у січні 2021 року застосовувати середньозважену фактичну ціну електричної енергії, що склалася на ринку у розмірі 1680 грн. за 1 МВт. Год (без ПДВ).

Отже, споживання електричної енергії 10 кВ за 1 рік без врахування компенсації становить:

$S_{\text{рік1}} = S_{\text{max1}} \cdot n, \text{кВА} \cdot \text{год}$   
 де  $S_{\text{max1}}$  – повна потужність за місяць, без врахування компенсації (127 тис. кВА. год)

$n$  – кількість місяців в році – 12 міс.

$S_{\text{рік1}} = 127000 \cdot 12 = 1524000 \text{ кВА} \cdot \text{год}$

Споживання лінії 10 кВ електричної енергії за 1 рік з врахування компенсації:

$S_{\text{рік1}} = S_{\text{max2}} \cdot n, \text{кВА} \cdot \text{год}$   
 де  $S_{\text{max2}}$  – повна потужність за місяць, з врахування компенсації (119 тис. кВА. год)

$$S_{\text{рік2}} = 119000 \cdot 12 = 1428000 \text{ кВА} \cdot \text{год}$$

Вартість електричної енергії за рік, грн (без компенсації):

$V_{\text{рік1}} = E_{\text{рік1}} \cdot k, \text{грн}$

$V_{\text{рік1}} = 1524000 \cdot 1,68 = 2560320 \text{ грн}$   
 Вартість електричної енергії за рік, грн (з компенсацією):

$V_{\text{рік2}} = 1428000 \cdot 1,68 = 2399040 \text{ грн/рік}$   
 Отже, прибуток за рік складе:

$\text{Пріч} = 2560320 - 2399040 = 161280 \text{ грн/рік}$

Отже, з врахуванням вартості будівництва та амортизації прибуток від будівництва складе 161280 грн/рік

#### 5.4. Розрахунок оціночних показників ефективності

Загальна формула розрахунку ефективності виглядає наступним чином:

$$E = P / Z, \text{ грн}$$

де  $P$  – результати виробництва;

$Z$  – витрати на отримання даного результату.

$$E = 161280 / 204748 = 0,78 = 78\%$$

Рентабельність продукції. Відношення прибутку за рік до собівартості продукції

$$R_{\text{пр}} = \text{Пріч} / \text{Поблад}$$

де  $\text{Пріч}$  – прибуток за рік, грн

$\text{Поблад}$  – вартість обладнання, грн

$$R_{\text{пр}} = 161280 / 167937,9 = 0,96 = 96\%$$

Час окупності складе:

$$Ч = (E_{\text{буд}} + E_{\text{пот}}) / \text{Пріч}$$

де  $E_{\text{буд}}$  – вартість будівництва (грн), а  $E_{\text{пот}}$  – поточні витрати (грн)

$$Ч = (204748 + 21400) / 161280 = 1,4 \text{ року}$$

Отже, час окупності конденсаторної установки складе 1,4 року, що є ефективним технічним рішенням, враховуючи усі вищезазначені підрахунки.

## РОЗДІЛ 6. ОРГАНІЗАЦІЙНІ ТА ТЕХНІЧНІ ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ НА ЧЕРКАСЬКОМУ ПІДПРИЄМСТВІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### 6.1. Загальні вимоги електробезпеки

До обслуговування електрифікованих машин і установок допускаються робітники, що мають першу кваліфікаційну групу по техніці безпеки, що пройшли інструктаж з електробезпеки на робочому місці. Інструктаж повинен проводитися не рідше одного разу у квартал, обов'язково фіксуватися в журналі з розписом як інструктованого, так і особи, що інструктує.

Робочим, які обслуговують електрифіковані машини та установки, дозволяється вмикати та вимикати їх за допомогою пускової апаратури, контролювати надійність заземлювальних провідників шляхом перевірки напруги, чистити освітлювальну арматуру або протирати електродвигуни, зупиняти, запускати та перезапускати обладнання при необхідності при відключенні або повторному підключенні.

Працівникам забороняється допускати сторонніх в електроустановки, самостійно ремонтувати або замінювати електричну частину машини (наприклад, лампочки і запобіжники, що перегоріли), відкривати розподільні щити, знімати попереджувальні плакати або кришки на комутаційних картах (магнітні пускани, кнопкові станції та автоматичні вимикачі).

Обслуговування електродвигунів, освітлювальних приладів, вимикачів, штепсельних з'єднань та засобів захисту слід доручати спеціально навченому електротехнічному персоналу (бригаді електромонтерів). Старший у бригаді повинен мати кваліфікаційну групу не нижче від III.

Старший електромонтер повинен відповідати за правильну експлуатацію електроустановок і безпеку роботи, проводити інструктаж з електробезпечності на робочому місці з робітниками, що обслуговують електрифіковані машини й установки. Електромонтерів, що має кваліфікаційну групу не нижче третьої, при повнім знятті напруги дозволяється робити самостійно ремонт магнітних пускачів,

пускових кнопок, автоматичних вимикачів, зміну електроламп і перегорілих плавких вставок запобіжників.

Для обслуговуючого електротехнічного персоналу необхідно мати не менш двох комплектів захисних засобів: діелектричні рукавички, калоші й коврики; ізолюючі кліщі й підставки; інструмент із ізольованими ручками; попереджувальні плакати; захисні окуляри; протигаз; тимчасові огороження; переносні заземлення; покажчики напруги, що працюють на принципі протікання активного струму.

Підходи до електроустаткування повинні бути вільними від сторонніх предметів. Перед силовими щитами й пультами керування повинні бути діелектричні коврики, а в сирих приміщеннях перед пускорегулюючою апаратурою - ізолюючі підставки. На взідних пристроях насосних, кормоцехів, приміщень для утримання худоби повинні бути встановлені комутуючі апарати, що дозволяють забезпечити відключення всіх електроустановок, що перебувають у приміщенні.

Заземлювальні частини повинні мати надійне металеве з'єднання з нульовою напругою повітряної лінії електропередачі.

Всі з'єднання в системі заземлення повинні бути доступні для огляду, а оголені проводи в цій мережі мають бути пофарбовані у чорний колір.

Ремонт обладнання та механізмів найкраще проводити після їх відключення від джерела живлення, і при кожному відключенні слід вивішувати попереджувальні знаки.

Усі роботи, пов'язані з ремонтом розподільних щитів, з'єднань або головної проводки, повинні виконуватись електромонтерами з кваліфікаційною групою не нижче III, і ці роботи вимагають обов'язкової участі помічника з іншої компанії, кваліфікація якого не нижча за II.

Інструменти, застосовувані для електромонтажних робіт, повинні бути з ізольованими ручками, випробуваними відповідно до норм і строків. Стан ізоляції інструмента перед початком роботи повинен бути перевірений шляхом огляду.

Електроінструмент, застосовуваний при ремонтних роботах, повинен бути на напругу не вище 36 В, переносні світильники - не вище 12 В.

У випадку застосування електроінструмента на напрузі 220 В живлення його необхідно здійснювати від роздільного трансформатора, що повинен бути виконаний відповідно до пункту 1-1-43 ПУЕ. Роботи, виконувані поблизу електроустановок малярами, дезінфекторами й робітниками інших не електротехнічних професій, повинні проводитися при знятій напрузі. При неможливості зняття напруги з установки ці роботи необхідно виконувати під спостереженням електромонтера, що забезпечує електробезпечність робіт.

При ремонті електроустановок необхідно застосовувати електродвигуни, електроапаратуру, проведення й настановні вироби за фермою виконання, способу установки і якості ізоляції з урахуванням високої вологості й наявності в повітрі домішок аміаку. Захисну й пускову апаратуру розміщати в хімічно стійких герметичних оболонках, електродвигуни застосовувати сільськогосподарської серії, закрито виконання типу, що обдувається.

Будинки й спорудження тваринницьких ферм і комплексів повинні бути обладнані блискавковідводами.

## 6.2. Заходи з безпеки праці під час роботи на повітряних лініях

### Робота на опорах

Підійматися на опору і працювати на ній дозволяється тільки в тих випадках, коли є повна впевненість в її достатній міцності і стійкості. Необхідність укріплення опори і безпечні засоби визначаються на місці керівником робіт і відображаються в проекті проведення робіт.

Роботи з укріплення опори, механічна міцність і стійкість якої викликає сумніви, виконуються методом закріплення тросів, відтяжок або спеціальних пристроїв для розкріплення на опорі. Щогли, складні опори і опори довжини 10 м встановлюють за допомогою спеціальних пристроїв (лебідок, посиленних блоків

тощо). Встановлення залізобетонних опор вручну без застосування механізмів забороняється.

Під час підймання на опору слід закріплюватися стропом запобіжного паска. Під час заміни деталей опор слід унеможливити їх зміщення або падіння опори.

Забороняється:

- порушувати цілісність проводів і знімати в'язки на проміжних опорах без попереднього укріплення опор;

- підймання на проміжну опору, якщо на ній закріплено менше як два проводи;

- на кутових опорах зі штирьовими ізолятори підніматися і працювати з боку внутрішнього кута;

- під час заміни приставок П і АП-подібних опор, відкопувати одночасно обидві стійки опор;

- під час витягування чи спускання приставки знаходитися у котловані.

Обходи і огляд ліній. Забороняється проводити будь-які ремонтні відновлювальні роботи, підніматися на опору та її конструкційні елементи під час огляду ПЛ, а також йти під проводами під час огляду ПЛ в темний час доби.

У важкопрохідній місцевості (болота, водяні перешкоди, гори тощо) та за умов несприятливої погоди (дощ, снігопад, сильний мороз тощо) а також в темний час доби огляд ПЛ повинні здійснювати два працівники, в інших випадках оглядати ПЛ може один працівник. Під час пошуку пошкоджень ПЛ працівники повинні мати з собою попереджувальні знаки або плакати для встановлення їх в разі виявлення пошкодження.

Забороняється на ПЛ понад 1000 В наближатися до проводу, що лежить на землі, на відстань меншу за 8 м. Поблизу такого проводу слід:

- організувати охорону для запобігання наближенню до нього людей і тварин; встановити, якщо це можливо, попереджувальні знаки і плакати; повідомити про те, що сталося, власника лінії; дочекатися приїзду ремонтної бригади.

Забороняється наближатися на відстань меншу 8 м до залізобетонних опор ПЛ 6, 10, 35 кВ за наявності ознак проходження через стійки опор струму замикання

на землю внаслідок пошкодження ізоляторів, доторкування проводу до опори тощо (інтенсивне випаровування вологи з ґрунту, виникнення електричної дуги на стійках і в місця безпосереднього закріплення опори в ґрунті).

Розчищення траси ПЛ. До початку звалювання дерев місце роботи повинне бути розчищене. Керівник робіт зобов'язаний перед початком роботи попередити всіх членів бригади про небезпеку наближення до проводів ПЛ дерев, що звалюються, канатів тощо.

Забороняється:

- вилазити на підрубані й підпиляні дерева;

- у випадку падіння дерева на проводи наближатися до нього на відстань меншу 8м до зняття напруги з ПЛ;

- стояти з боку падіння дерев і з протилежного боку;

- валити дерева без підпилювання або підрубання, а також робити наскрізний пропил дерева;

- залишати неоваленим підрубане і підпиляне дерево на час перерви в роботі або в разі переходу до інших дерев;

- групове звалювання дерев з попереднім підпилюванням і звалювання з використанням падіння одного дерева на інше.

Про наступне падіння дерева, що звалюється, пильщики мають попередити інших працівників.

Проведення робіт. Проведення робіт на повітряних лініях забороняється при наближенні і під час грози, сильного вітру, а також при температурі повітря нижче граничних норм. Як виняток допускається робота на повітряних лініях з ліквідації аварій, при цьому робота має виконуватися не менше ніж двома працівниками. При температурі нижче встановленої норми допускаються, як виняток, роботи з перервами для обігріву; при цьому керівник робіт зобов'язаний забезпечити працюючих пунктом обігріву, розташованим в безпосередній близькості від місця робіт.

Керівниками робіт на особливо відповідальних ділянках можуть бути призначені особи в посаді не нижче старшого електромеханіка, які зобов'язані бути присутні на місці робіт і керувати ними.

Влаштування пересічень і ремонт проводів ліній зв'язку, що перетинають провoda контактної мережі електрифікованих залізниць, трамваїв і тролейбусів, повинні виконуватися при вимкненні і заземленні на місці проведення робіт контактній мережі та в присутності представника дистанції контактної мережі.

Роботи з влаштування пересічень вище лінії електропередачі провадяться після зняття напруги з лінії електропередачі і її заземлення проводів на місці; роботи з влаштування пересічень під лініями електропередачі виконуються без зняття напруги» але обов'язково в діелектричних рукавицях і калошах з використанням інструментів з ізолюючими ручками. В місці зближення і перетину лінії зв'язку з лініями електропередачі керівник робіт перед початком роботи з проводами лінії зв'язку зобов'язаний переконатися у відсутності на них напруги (між проводами і землею).

Роботи, що провадяться в місцях перетину ПЛ з лініями зв'язку і провідного радіомовлення, слід узгоджувати з власником.

Під час виконання робіт на ділянках перетину ПЛ з транспортними магістралями (залізницями, судноплавними ріками і каналами), якщо необхідно тимчасово призупинити рух транспорту чи на час його руху призупинити роботи на ПЛ, працівник, який видає наряд, викликає на місце робіт представника служби руху транспортної магістралі. Цей представник зобов'язаний забезпечити зупинку руху транспорту на необхідний час або попереджати лінійну бригаду про транспорт, що наближається. Щоб пропустити транспорт, проводи, що заважають рухові, піднімаються на безпечну висоту.

### 6.3. Охорона праці і техніка безпеки при будівництві

Ці норми встановлюють вимоги безпеки, охорони навколишнього середовища та технічні вимоги до будівництва.

Під час зведення будівельних об'єктів повинні бути вжиті заходи для запобігання впливу на працівників та населення, яке перебуває на прилеглої до будівельного об'єкта території, небезпечних і шкідливих виробничих факторів.

За можливості впливу таких факторів необхідно розробити та реалізувати заходи відповідно до вимог цих Норм, інших нормативних документів, нормативно-правових актів.

Вимоги до заходів із забезпечення безпеки праці необхідно зазначити у проектно-технологічній документації – проектах організації будівництва – ПОБ, проектах виконання робіт – ПВР (додаток В). Виконання будівельно-монтажних робіт без ПВР забороняється.

Організація і виконання будівельно-монтажних робіт повинні відповідати вимогам:

- законодавства України про охорону праці (далі – законодавство);
- природоохоронного законодавства;
- нормативно-правових актів, що містять вимоги з охорони праці;
- державних стандартів системи стандартів безпеки праці (ССБП)
- державних будівельних норм (ДБН);
- правил безпечного зведення та безпечної експлуатації будинків і споруд;
- галузевих правил і типових інструкцій з охорони праці, що затверджені у визначеному порядку;
- гігієнічних нормативів, санітарних правил і норм, затверджених Міністерством охорони здоров'я України.

Під час виконання будівельно-монтажних робіт в умовах впливу шкідливих і небезпечних факторів з використанням технологічного оснащення, устаткування, транспортних засобів, стосовно яких вимоги безпечного виконання робіт даними Нормами не передбачені, необхідно застосовувати технічні рішення і дотримуватись правил безпеки праці, що зазначені в інших нормативних документах, інструкціях та проектно-технологічній документації. Розробляти проектно-технологічну документацію можуть тільки організації та фахівці, які мають ліцензію на виконання таких робіт. Експертиза є обов'язковою і здійснюється організаціями, що мають право на виконання такого виду робіт.

Вимоги щодо охорони праці нормативних та відомчих актів не повинні суперечити положенням цих Норм. У разі суперечностей пріоритет мають справжні Норми.

Замовник за 30 робочих днів до початку основних будівельно-монтажних робіт зобов'язаний повідомити територіальний орган Держгірпромнагляду про дату початку робіт за формою.

Всім проектам будівництва об'єктів має передувати комплекс підготовчих заходів та робіт, включаючи основні роботи з цих проектів.

Завершення цих робіт згідно з додатком підтверджується актом комісії про закінчення позамайdanчикових і внутрішньомайdanчикових підготовчих робіт і готовність об'єкта до початку будівництва. Відповідно до цього додатка керівник генпідрядної організації за 10 робочих днів до початку основних будівельно-монтажних робіт зобов'язаний поінформувати членів цієї комісії та представника територіального органу Держгірпромнагляду про дату і місце її роботи.

Комісії необхідно надати:

- а) ліцензії генпідрядних та субпідрядних організацій на виконання робіт за видами відповідно;
- б) документи про перевірку знань з безпеки праці інженерно-технічного персоналу;
- в) документи працівників, що підтверджують право виконання робіт з підвищеною небезпекою;
- г) відомості про забезпечення працівників будівельного об'єкта незалежно від форми власності санітарно-побутовими приміщеннями;
- д) дозвіл на виконання робіт з підвищеною небезпекою;
- е) проект виконання підготовчих робіт згідно з 3.1.

Роботодавці, незалежно від форми власності будівельних організацій, зобов'язані забезпечити дотримання цих правил працівниками. Посадовці та інші працівники підприємств з охорони праці повинні мати затверджені керівником організації функціональні обов'язки.

Роботодавці будівельних майданчиків мають забезпечити санітарні умови для своїх працівників.

Забороняється проживання у тимчасових санітарних спорудах на території будівельних майданчиків, а також вахтова робота під час проведення робіт із розчищення.

У разі мобільних будівельних підрозділів, які працюють у польових умовах, необхідно організувати зміни для розміщення робітників.

Будівельні майданчики, робочі ділянки, робочі місця повинні бути забезпечені необхідними засобами колективного та індивідуального захисту, первинними засобами пожежогашіння, а також засобами зв'язку та сигналізації.

#### 6.4. Оцінка впливу на навколишнє середовище

Якість води в джерелах водопостачання суттєво залежить від тих забруднень, які можуть потрапити в них з поверхні землі.

Для попередження забруднення поверхневих і підземних вод, з яких відбирають воду на питні та господарські потреби тварин і обслуговуючого персоналу, органами санітарного нагляду розроблені правила, що передбачають створення зон санітарної охорони навколо джерел водопостачання і водопровідних споруд.

Зона санітарної охорони поділяється на три пояси.

Перший пояс (зона суворого режиму) включає територію, на якій безпосередньо знаходиться джерело водопостачання. Територія пояса для поверхневого водозбору зазвичай приймається в радіусі 100-200 м навколо споруд. Для підземних водозборів, що використовують надійно захищений від забруднень горизонт артезіанських вод, ця територія описується радіусом не менше 30 м; при використанні ґрунтових вод радіус зони збільшується до 50 м. У першому поясі забороняється проживання і перебування осіб, які не працюють на водопровідних спорудах, купання, прання білизни, випасання тварин і ін. Територія захищається, упорядковується і озеленяється.

Другий пояс (зона обмежень) охоплює територію, суміжну з першим поясом. Для поверхневих джерел ця територія розташовується вздовж річки або каналу і їх притоках, межа зони практично відповідає чисельній величиною добового пробігу води.

Вода, що забирається з озер або водоймищ, підлягає санітарному нагляду та контролю з боку влади, залежно від таких факторів, як напрямок та швидкість течії, глибина водозабору, а також інших місцевих умов.

Кордон другого поясу для всіх підземних вод з деяким наближенням можна прийняти в радіусі 150 м; вона залежить від продуктивності джерела і глибини його залягання, швидкості руху води, коефіцієнта фільтрації водоносної породи і ін.

На території другого поясу забороняється будівництво будь-яких виробничих будівель, які можуть призвести до забруднення води, пристрій тноесховищ, очисних каналізаційних споруд, земляних виробок (кар'єрів, джерел води і ін.).

Третій пояс (зона спостережень) розташований за іншим поясом. Він встановлюється тільки для поверхневих вод. Особливий режим в цьому поясі не передбачається, а ведеться систематичний облік всіх інфекційних захворювань, пов'язаних з джерелами водопостачання.

При недотриманні вимог щодо організації зон санітарної охорони в джерела водопостачання можуть проникати забруднення органічного або мінерального походження, а також різної хвороботворної бактерії, погіршуючи якість споживаної води. Досвід показує, що в тих господарствах, де для напування худоби і приготування кормів використовувалася забруднена вода, продуктивність тварин падала, а падіж молодняку з ознаками отруєння значно збільшувався.

Підвищений вміст магнію хлориду і сульфату магнію у воді викликає розлад шлунка, ускладнюючи перетравлення їжі. Патогенні бактерії також можуть завдати шкоди здоров'ю.

Бактерії з відходів тваринництва та промислового забруднення можуть забруднювати питну воду.

## 6.5. Розрахунок заземлення опор лінії електропередавання

Проектом прийнято для всіх опор повітряної лінії виконання однострижневого вертикального заземлювача по типу 3.407-150 ЭС1 з міркувань зменшення об'ємів будівельних робіт.

Розрахунковий опір кожного із заземлювальних пристроїв опор існуючої повітряної лінії повинен складати не більше 30 Ом і забезпечуватись за будь-якої пори року.

Проектом передбачено виконання повторного заземлення PEN-провідника.

Також передбачено встановлення заземлення на кінцях повітряних ліній електропередачі згідно положення.

Опір розтікання струму з одного вертикального заземлювача:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_B}{l_B} \left( \lg \frac{2l_B}{d} + 0,5 \lg \frac{4t + 3l_B}{4t + l_B} \right)$$

Вихідні дані:

$\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – питомий опір ґрунту (суглинок)

$l_B = 5,2 \text{ м}$  – довжина вертикального заземлювача

$t = 0,8 \text{ м}$  – глибина траншеї

$d = 0,016 \text{ м}$  – діаметр вертикального заземлювача

$K_{св} = 1,2$  - коефіцієнт сезонності для вертикальних заземлювачів

$$R_B = 0,366 \frac{1,2 \cdot 100}{5,2} \left( \lg \frac{2 \cdot 5,2}{0,016} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 0,8 + 3 \cdot 5,2}{4 \cdot 0,8 + 5,2} \right) = 25,236 \text{ Ом}$$

Умова виконується, отже 1 стальний електрод d16 і довжиною 5,2 м задовольняє роботу мережі.

## 6.6. Застосування обмежувачів перенапруги на лініях напругою 10 кВ

Обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН) призначені для використання в якості основних засобів захисту електрообладнання станцій і мереж від комутаційних і атмосферних перенапруг на класи напруг від 0,38 до 110 кВ для мереж змінного струму і на напругу від 3,3 до 27,5 кВ для рухомого складу і систем електропостачання енергооб'єктів, промислової частоти 48-62 Гц.

При розробці ОПН були використані останні технологічні досягнення та досвід експлуатації. Слід обмежити використання вентиляльних розрядників випадками, коли класи напруги перевищують класи напруги в діючому електричному ланцюзі.

ОПН-КР призначені для надійного захисту електрообладнання в мережах класу напруги 6-10 кВ з ізолюваною або резонансно заземленою нейтраллю.

Рекомендуються для використання в розподільних мережах для захисту трансформаторів і двигунів. Виготовляються для внутрішньої установки (УХЛ2 по ГОСТ 15150) і призначені для експлуатації на висоті над рівнем моря до 1000 м при температурі навколишнього середовища від мінус 60 °С до плюс 55 °С і вологості навколишнього середовища:

- середньорічне значення 80% при 15 °С;
- верхнє значення 100% при 25 °С.

ОПН - 6,10 призначені для захисту електрообладнання розподільних пристроїв і апаратів від грозових і комутаційних перенапруг в повітряних мережах класу напруги 6-10 кВ з ізолюваною або резонансно заземленою нейтраллю.

Обмежувачі можуть бути використані всюди, де раніше передбачалося застосування вентиляльних розрядників РВО. Призначені для експлуатації на висоті над рівнем моря до 1000 м при температурі навколишнього середовища від мінус 60 °С до плюс 55 °С в умовах зовнішньої установки (УХЛ1 по ГОСТ 15150).

Вологість навколишнього середовища в експлуатації:

- середньорічне значення 80% при 15 °С;
- верхнє значення 100% при 25 °С.

Поряд з відомими перевагами металооксидних обмежувачів перенапруг, таких, як відсутність супроводжувачого струму після закінчення хвилі перенапруги. Випостійно з'єднані з мережі, що захищається, здатність поглинати великі енергії, тощо. ОПН мають додатковим набором привабливих характеристик завдяки застосуванню металооксидних резисторів з незмінними характеристиками в поєднанні із застосуванням унікальної технології складання в полімерний корпус:

- не потребує обслуговування протягом усього терміну служби;
- необмежений комутаційний ресурс;
- глибокий рівень обмеження перенапруг;
- широкий номенклатурний ряд робочих напруг;
- стабільність нестаріючих характеристик;
- вибухобезпечність і сейсмостійкість;
- висока надійність в експлуатації;
- стійкість до атмосферних забруднень;
- зручність вбудовування в розподільчі пристрої;

При експлуатації ОПН не потрібно застосування лічильника спрацьовування, в наслідок необмеженого комутаційного ресурсу.

Обмежувачі перенапруг виготовляються з порцелянової і полімерної зовнішньої ізоляцією. ОПН з порцелянової ізоляцією є високовольтний апарат в порцеляновій покривці на основі оксидно-цинкових високонелінійних варисторів, без іскрових проміжків. ОПН з полімерною ізоляцією виконані у вигляді одиночного нелінійного варистора, обпресовано в оболонку з полімерного матеріалу.

Застосування полімерів для виробництва зовнішньої ізоляції ОПН дозволило розробити обмежувачі, здатні експлуатуватися як в районах з високою забрудненістю, так і в сейсмонебезпечних районах і в умовах сильної вібрації і частих ударів. Полімерні корпусу забезпечують вибухобезпечність ОПН, оскільки при підвищенні тиску всередині корпусу розкриваються отвори в склопластиковій трубі, заповнені гумовим покриттям, і відбувається зниження тиску. Розлітаються тільки гумові пробки, не викликаючи яких-небудь пошкоджень.

# НУБІП України

Таблиця 6.1

Параметри нелінійного обмежувача перенапруги ОПНп-10/550/12,0

УХЛ1

Параметр	Значення
Клас напруги, кВ	10
Найбільша тривало допустима робоча напруга, дійсне значення, кВ	12.0
Номінальна напруга, дійсне значення, кВ	15.0
Номінальний розрядний струм 8/20 мкс. кА	10
Пропускна здатність, А	330
Струм витoku, мА	1
Питома енергія, кДж/кВ	3.24
Струм вибухобезпеки, кА	10



Рис. 6.1 Загальний вигляд ОПНп-10/550/12,0 УХЛ1

## ВИСНОВКИ

Даною роботою розроблялись питання з підвищення якості електричної енергії шляхом заміни проводу на провід більшого перетину та шляхом впровадження компенсації реактивної потужності лінії.

В першому розділі роботи була приведена попорна схема повітряної лінії 10 кВ, були представлені основні техніко-економічні показники та були визначені розрахункові навантаження ТП-10/0,4 кВ та навантаження, що проходять по вузлам ПЛ-10 кВ.

В другому розділі роботи був проведений розрахунок втрати напруги в усіх точках ТП-10/0,4 кВ лінії шляхом побудови математичної моделі та задання розрахункових параметрів блоків в середовищі програмного забезпечення MATLAB. Був проведений порівняльний розрахунок втрат напруги на існуючому проводі АС-35, згідно якого втрата напруги на проводі АС-35 складала 9,6%, що є в недопустимих межах, та на проводі АсХSn-1х70 мм<sup>2</sup> – 6,6%, що задовольняє показники якості електричної енергії.

Був проведений розрахунок втрати електричної потужності лінії на проводі АС-35 – 116,96 + j49,8 тис. МВА. Год та на проводі АсХSn-1х70 мм<sup>2</sup> – 74,17 + j43,72 тис. МВА. Год, що показує значну економію електричної енергії при зміні проводу та його економічну доцільність.

В третьому розділі були проведені розрахунки 3-ф струмів КЗ та був проведений вибір уставки МСЗ, згідно розрахунків відсічка МСЗ буде чутлива при 2-ф КЗ в кінці лінії.

В четвертому і п'ятому розділі проекту був проведений вибір і техніко-економічне обґрунтування встановлення конденсаторної установки по стороні 10 кВ. Згідно розрахунків, для компенсації необхідно встановити КУ потужністю 900 кВар з 6 ступенями компенсації. Термін окупності складе – 1,4 року.

В шостому розділі проекту були розглянуті питання охорони праці та техніки безпеки при будівництві та обслуговуванні об'єктів електропостачання.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії». (Відомості Верховної Ради (ВВР), 2017, № 27-28, ст.312)
2. Закон України «Про енергозбереження». ( Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2006, N 15, ст.126 )
3. ДБН А.2.2. – 3 – 2012 Склад та зміст проектної документації
4. ДБН В.2.5. – 23 – 2003. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Державний комітет України з будівництва та архітектури. – К.: 2004. – 128 с.
5. ДБН В.2.5-27-2006 Інженерне обладнання будинків і споруд. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд
6. ДБН А.2.2. –1 – 2003 Проектування. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище(ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд
7. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств.
8. СОУ-Н ЕЕ.20.178-2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова. Затверджено наказом Мінпаливенерго України №262 від 14.05.2008р.
9. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
10. Кодекс комерційного обліку електричної енергії. ЗАТВЕРДЖЕНО Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг 14 березня 2018 року № 311
11. ГKD 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. (Із змінами від 21 червня 2019р. №271). К.: Індустрія, 2019. - 592 с.
12. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТТЕС). Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики 25.07.2006 №

258 (у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості № 91 від 13.02.2012 та № 905 від 16.11.2012) Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 2 березня 2012 р. за № 350/20663.

13. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Затверджено наказом Держнаглядохоронпраці від 09. 01. 98 № 4. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10. 02. 98 за № 93/2533

14. Методика розрахунків плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджена наказом Міністерства палива та енергетики 17.01.02 р. № 19.

15. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підруч./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011.- 448 с.

16. Василега П.О. Електропостачання: Навчальний посібник. – Суми: ВТД "Університетська книга", 2008. – 415 с.

17. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі : навч. посіб. для студентів вищих навчальних закладів / Іноземцев Г.Б., Козирський В.В., Лут М.Т., Радько І.П., Синявський О.Ю. – 2-е вид., перероб. і доп. – К.: Вид-во «ТОВ «АграрМедіа Груп», 2014. – 526 с.

18. Клименко Б.В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс: навчальний посібник. – Харків: Вид-во «Точка», 2012.- 340 с.

19. Лут М.Т., Радько І.П., Тракай В.Г., Чміль А.І. Безпека праці в сільських електроустановках: Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів / М.Т. Лут, І.П. Радько, В.Г. Тракай, А.І. Чміль.-К.: Ви д– во ТОВ «АграрМедіа Груп», 2012. – 430 с.

20. ДБН В.2.5.-23:2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.

21. ДСТУ-НБ.В.1.2-16:2013. Визначення класу наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва

22. ГІД 34.20.178-2005 Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ.

23. ДБН А.3.1-5. Організація будівельного виробництва

24. ПУЕ 2017 р. Правила улаштування електроустановок.

25. Васи́лега П.О. Електропостачання: Навчальний посібник. – Суми: ВТД "Університетська книга", 2008. – 415 с.

26. Розподільчі електричні мережі. Інформаційний збірник. Укрсільенергопроект К.2001-55с.

27. І.П. Притака. Електропостачання сільського господарства. – К.: Вища школа, 1983. – 302 с

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України