

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**Факультет інженерно-технологічний**  
**Кафедра енергетики та електротехнічних систем**

До захисту  
Допускається  
В.о. завідувача кафедри

Олександр ЮРЧЕНКО

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

за магістерським рівнем вищої освіти

На тему: «Дослідження системи автоматизованої мийки транспортних засобів  
навчально-практичного центру ІТФ СНАУ»

Виконала

\_\_\_\_\_

(підпис)

Галина Чайка

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Група:

ЕТЕС 2401-1М

Науковий керівник:

\_\_\_\_\_

(підпис)

Володимир КРАВЧЕНКО

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Рецензент:

\_\_\_\_\_

(підпис)

Лариса ПОЛЯТИКІНА

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Суми – 2025

## АНОТАЦІЯ

**Чайка Галина Іванівна. Дослідження та аналіз втрат електроенергії в електричних мережах для умов АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО».**

Кваліфікаційна робота на здобуття магістра за освітньою програмою «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Сумський національний аграрний університет, Суми, 2025.

Кваліфікаційна робота присвячена дослідженню, аналізу та розробці практичних рекомендацій щодо зниження втрат електричної енергії в розподільчих мережах Акціонерного товариства «СУМІОБЛЕНЕРГО». Актуальність теми зумовлена необхідністю підвищення енергоефективності електричних мереж України, зменшення технічних і комерційних втрат у системах розподілу та забезпечення надійного електропостачання споживачів в умовах зростання навантаження на енергетичну інфраструктуру.

У роботі виконано огляд сучасного стану електричних мереж, класифікацію видів втрат електроенергії, визначено основні чинники їх виникнення. Проаналізовано нормативну базу, методи розрахунку технічних втрат і показники ефективності використання електроенергії. З'ясовано, що найбільші втрати припадають на розподільчі мережі 10/0,4 кВ, де поряд із технологічними спостерігаються суттєві комерційні втрати, спричинені недосконалістю систем обліку, похибками вимірювання та несанкціонованим споживанням.

На основі фактичних даних районного підрозділу АТ «Сумиобленерго» проведено дослідження втрат електроенергії по фідеру ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» підстанції ПС 35/10 кВ «Сиркомбінат». Балансовий аналіз за 2020–2024 роки дозволив простежити зміну динаміки втрат, виокремити періоди підвищених відхилень і оцінити вплив зовнішніх факторів (аварій, обстрілів, сезонних коливань). Встановлено, що максимальні перевищення нормативів

спостерігалися у 2022 році, тоді як у 2023–2024 роках відбувалося поступове відновлення та стабілізація показників.

На основі результатів аналізу розроблено комплекс рекомендацій, спрямованих на зменшення як технічних, так і комерційних втрат. Серед них – впровадження системи автоматизованого комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), компенсація реактивної потужності, балансування навантаження, модернізація трансформаторів і ліній, застосування Volt/VAR-регулювання та інтелектуальних алгоритмів керування.

Економічне обґрунтування підтвердило доцільність реалізації запропонованих заходів: при середньому тарифі 5,20 грн/кВт·год зниження втрат з 8,8 % до 7,5 % забезпечує річну економію близько 140 тис. грн на один типовий фідер. Найбільш ефективними є заходи з компенсації реактивної потужності та балансування навантаження, строк окупності яких не перевищує трьох років.

Реалізація розроблених рекомендацій дає змогу зменшити сумарні втрати електроенергії на 8–12 %, підвищити коефіцієнт корисної дії мережі до 97–98 %, покращити якість електропостачання та забезпечити перехід до принципів «розумних мереж» (Smart Grid). Отримані результати мають практичне значення для енергетичних підприємств і можуть бути використані при плануванні модернізації розподільчих мереж в Україні.

**Ключові слова:** втрати електроенергії, розподільчі мережі, комерційні втрати, технічні втрати, енергоефективність, АСКОЕ, Smart Grid, компенсація реактивної потужності, балансування навантаження, оптимізація режимів роботи, економічна ефективність.

## ABSTRACT

### **Chaika Halyna Ivanivna. Research and Analysis of Electricity Losses in Power Networks under the Conditions of JSC “SUMYOBLENERGO”.**

Qualification work for a master's degree in the educational programme “Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics” in the speciality 141 “Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics”. Sumy National Agrarian University, Sumy, 2025.

The master’s thesis is devoted to the study, analysis, and development of practical recommendations for reducing electricity losses in the distribution networks of JSC “Sumyoblenergo”. The relevance of the topic is determined by the urgent need to improve the energy efficiency of Ukraine’s power networks, reduce technical and commercial losses in distribution systems, and ensure reliable power supply to consumers under increasing load on the energy infrastructure.

The work includes a review of the current state of electric networks, classification of electricity losses, and identification of their main causes. The regulatory framework, methods for calculating technical losses, and indicators of energy efficiency were analyzed. It was found that the highest losses occur in 10/0.4 kV distribution networks, where significant commercial losses are observed along with technological ones due to imperfect metering systems, measurement errors, and unauthorized consumption.

Based on actual data from the regional branch of JSC “Sumyoblenergo”, a detailed analysis of losses in the 10 kV feeder “Stara Ivanivka” of the 35/10 kV substation “Syrkombinat” was conducted. The balance analysis for 2020–2024 allowed to trace the dynamics of losses, identify periods of increased deviations, and assess the influence of external factors (emergencies, shelling, and seasonal fluctuations). The highest deviations from the standard values were observed in 2022, while gradual stabilization was recorded in 2023–2024.

A set of recommendations was developed to reduce both technical and commercial losses, including the implementation of Automated Meter Reading (AMR/ASKOE) systems, reactive power compensation, load balancing, modernization

of transformers and power lines, and the application of Volt/VAR control and intelligent network management algorithms.

Economic justification confirmed the feasibility of the proposed measures: with an average tariff of 5.20 UAH/kWh, a reduction of losses from 8.8 % to 7.5 % provides an annual saving of about 140 thousand UAH per typical 10 kV feeder. The most cost-effective measures include reactive power compensation and load balancing, with a payback period not exceeding three years.

The implementation of the proposed recommendations allows reducing total electricity losses by 8–12 %, increasing network efficiency up to 97–98 %, improving power quality, and moving toward the Smart Grid concept. The obtained results have practical value for energy companies and can be used in the planning of distribution network modernization in Ukraine.

***Keywords:*** electricity losses, distribution networks, commercial losses, technical losses, energy efficiency, AMR, Smart Grid, reactive power compensation, load balancing, operational optimization, economic efficiency.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	<b>8</b>
<b>1. АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ</b> .....	<b>11</b>
1.1. Загальні відомості про структуру електричних мереж .....	11
1.2. Класифікація та види втрат електроенергії.....	13
1.3. Причини виникнення технічних і комерційних втрат електроенергії.....	15
1.4. Методи розрахунку технічних втрат у мережах.....	18
1.5. Нормативна база та показники ефективності використання електроенергії.....	21
1.6. Огляд сучасних підходів до зменшення втрат електроенергії.....	24
1.7. Висновки до розділу 1 .....	27
<b>2. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО»</b> .....	<b>29</b>
2.1. Загальна характеристика АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО» та структури його електричних мереж .....	29
2.2. Характеристика об'єкта дослідження та обґрунтування вибору фідера ...	30
2.3. Методика дослідження комерційних втрат електроенергії .....	31
2.4. Дослідження та аналіз комерційних втрат електроенергії в мережах.....	33
2.4.1. Аналіз втрат електроенергії за 2020 рік.....	34
2.4.2. Аналіз втрат електроенергії за 2021 рік.....	36
2.4.3. Аналіз втрат електроенергії за 2022 рік.....	38
2.4.4. Аналіз втрат електроенергії за 2023 рік.....	40
2.4.5. Аналіз втрат електроенергії за 2024 рік.....	42
2.4.6. Аналіз зведених показників за 2020-2025 рр. ....	44
2.5. Висновки до розділу 2.....	47
<b>3. РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ</b> .....	<b>49</b>

3.1. Напрями підвищення енергоефективності розподільних мереж.....	49
3.2. Оптимізація режимів роботи фідерів 10 кВ.....	50
3.3. Впровадження автоматизованих систем обліку та моніторингу (АСКОЕ).....	52
3.4. Технічні заходи щодо зниження втрат електроенергії.....	54
3.5. Висновок до розділу 3.....	56
<b>4. ОХОРОНА ПРАЦІ.....</b>	<b>58</b>
<b>5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....</b>	<b>65</b>
<b>ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ.....</b>	<b>68</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....</b>	<b>70</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>	<b>74</b>

## ВСТУП

**1. Актуальність теми.** Втрати електричної енергії у розподільчих мережах залишаються однією з найважливіших проблем енергетики України. За даними НКРЕКП [23], їх середній рівень перевищує 10 %, що на 2–3 % вище, ніж у більшості країн ЄС. Основними причинами є фізичне старіння обладнання, недосконалість схем розподілу, неефективна компенсація реактивної потужності та недостатній рівень автоматизації систем обліку.

В умовах зростання навантаження на енергетичну інфраструктуру особливо актуальним стає перехід до принципів Smart Grid і впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Згідно з дослідженнями ІЕА [24] та ENTSO-E [25], використання таких систем дозволяє знизити втрати на 2–5 %, а комерційні – удвічі, завдяки прозорому моніторингу споживання і контролю небалансів у режимі реального часу.

Близько 60 % обладнання українських мереж експлуатується понад 30 років, що збільшує питомі втрати на 10–15 % порівняно з проектними значеннями [22, 23]. Для умов АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО», яке обслуговує розгалужену мережу 10/0,4 кВ, характерні перевантаження окремих фідерів, сезонна нерівномірність споживання та комерційні втрати, пов'язані з позаобліковим використанням енергії [19, 31].

Отже, дослідження втрат електроенергії в розподільчих мережах АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» та розробка рекомендацій щодо їх зменшення є актуальним завданням, що відповідає Кодексу систем розподілу [17] і сучасним вимогам ЄС щодо підвищення енергоефективності, цифровізації та сталого розвитку енергетики [32, 33, 34].

**2. Аналіз стану наукової розробки проблеми.** Проблема втрат електроенергії в розподільчих мережах широко досліджується у світовій і вітчизняній науці. У працях [1, 5, 10, 12] втрати поділяють на технічні – спричинені опорами елементів мережі, трансформаторними втратами та

реактивними потоками, – і комерційні, що виникають через помилки обліку та несанкціоновані підключення.

Сучасні підходи до аналізу втрат охоплюють два основні напрями: моделювання потоків потужності [2, 3, 4] і балансовий аналіз споживання [9, 11, 12]. Математичні моделі дозволяють оцінювати втрати у складних мережах, тоді як балансові методи забезпечують виявлення комерційної складової на основі даних лічильників.

Дослідники [26, 27, 28] підкреслюють ефективність оптимізації режимів мереж – реконфігурації фідерів, компенсації реактивної потужності та регулювання напруги (Volt/VAR). За даними EPRI [28] і IEEE [29], такі рішення зменшують втрати на 5–10 %. Балансування фаз також залишається недорогим, але результативним засобом зниження втрат [30].

Важливим напрямом є цифровізація обліку. За даними IEA та ENTSO-E [24, 25, 32, 33], упровадження систем АСКОЕ/АМІ дозволяє скоротити нетехнічні втрати на 1,5–3 % та підвищити точність енергетичних балансів. В Україні вимоги до таких систем визначені Кодексом систем розподілу і Кодексом комерційного обліку [17, 31], а практичний досвід упровадження описано в матеріалах НКРЕКП [22, 23] та АТ «Сумиобленерго» [19].

Попри значну наукову увагу, залишається потреба у прикладних дослідженнях для умов конкретних операторів системи розподілу. Саме тому робота спрямована на аналіз втрат у мережах АТ «Сумиобленерго» та розробку реалістичних техніко-економічних рекомендацій щодо їх зменшення.

**3. Мета дослідження.** Метою дослідження є аналіз, оцінювання та зниження втрат електричної енергії у розподільчих мережах АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО» на основі поєднання балансових і технічних методів, із подальшим обґрунтуванням комплексу заходів, спрямованих на підвищення енергоефективності, надійності та економічності електропостачання.

**4. Об'єкт дослідження** – процес розподілу електричної енергії в мережах 10/0,4 кВ АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО», зокрема фідер ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» підстанції ПС 35/10 кВ «Сиркомбінат».

**5. Предмет дослідження** – закономірності формування технічних і комерційних втрат електроенергії в розподільчих мережах та методи їх зниження шляхом оптимізації режимів роботи, модернізації обладнання й упровадження систем автоматизованого обліку електроенергії.

**6. Завдання дослідження.** Для досягнення поставленої мети в роботі вирішено такі основні завдання, що відповідають структурі дослідження:

– виконати теоретичний аналіз причин і видів втрат електроенергії в розподільчих мережах, розглянути існуючі методи їх розрахунку, нормативну базу та сучасні технічні рішення щодо їх зменшення;

– провести детальне дослідження фактичних втрат електроенергії в мережах АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» на прикладі фідера 10 кВ підстанції ПС 35/10 кВ «Сиркомбінат»; здійснити аналіз динаміки за 2020–2024 роки, визначити частку комерційних втрат і причини перевищення нормативів;

– розробити практичні рекомендації щодо зниження втрат електроенергії, зокрема: оптимізацію режимів фідерів 10 кВ, впровадження системи АСКОЕ, модернізацію обладнання, компенсацію реактивної потужності та підвищення ефективності експлуатації мереж;

– провести економічне обґрунтування запропонованих заходів.

**7. Методи дослідження.** У дослідженні застосовано аналітичний і балансовий методи для оцінки втрат електроенергії, порівняльний аналіз для виявлення динаміки їх зміни, техніко-економічний аналіз для обґрунтування ефективності заходів зі зниження втрат, а також елементи моделювання режимів і графоаналітичні методи для узагальнення результатів та формування рекомендацій.

**8. Структура та обсяг роботи.** Кваліфікаційна робота складається зі вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Повний обсяг роботи становить 81 сторінка, включаючи 5 таблиць, 19 рисунків і 34 джерела використаної літератури.

# 1. АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

## 1.1. Загальні відомості про структуру електричних мереж

Електричні мережі є основною складовою енергетичної системи, що забезпечує надійну передачу й розподіл електроенергії від джерел її виробництва до кінцевих споживачів. Вони представляють собою сукупність електротехнічного обладнання, ліній електропередачі, трансформаторних підстанцій, комутаційних апаратів і пристроїв захисту, об'єднаних у єдину функціональну систему. З технічного погляду, електричні мережі формують енергетичний каркас держави, який забезпечує енергетичну безпеку, стабільність частоти й напруги, а також оптимальні умови енергопостачання для промислових і побутових споживачів [1].

Структура електричних мереж має ієрархічну побудову та складається з трьох основних рівнів – передавального, розподільчого та споживчого. Передавальні мережі надвисокої та високої напруги (330 кВ, 220 кВ, 110 кВ) призначені для транспортування електроенергії на великі відстані з мінімальними питомими втратами. Їх особливістю є використання потужних повітряних ліній, стійких до перенавантажень, та високовольтних підстанцій, що забезпечують трансформацію напруги для подальшого розподілу [2].

Розподільчі мережі середньої та низької напруги (35 кВ, 10 кВ, 6 кВ, 0,4 кВ) безпосередньо забезпечують електропостачання споживачів. Вони характеризуються значною протяжністю, складною топологією та великою кількістю розгалужень. Саме на цьому рівні формується основна частка технічних втрат енергії внаслідок активних опорів проводів, магнітних і електричних втрат у трансформаторах, несиметрії навантажень, впливу реактивних струмів і температурних коливань [3]. Для розподільчих мереж типовими є підстанції класу напруги 35/10 кВ або 110/10 кВ, від яких відходять кілька фідерів – повітряних або кабельних ліній напругою 10 кВ. Кожен фідер

живить групу трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, до яких підключені побутові та виробничі споживачі.

Мережі низької напруги (0,4 кВ) завершують енергетичний ланцюг – вони з'єднують трансформаторні підстанції зі споживачами електроенергії, при цьому втрати тут також можуть бути суттєвими через малий переріз проводів, старіння ізоляції та нераціональний розподіл фазних навантажень [4].

Сучасна структура електричних мереж України відповідає багаторівневій схемі управління енергопостачанням. Основу становлять регіональні оператори систем розподілу (наприклад, АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО»), які експлуатують розгалужену систему мереж 10–0,4 кВ, а також обслуговують підстанції класу 35/10 кВ. З метою оптимізації їх роботи широко застосовуються автоматизовані системи диспетчерського контролю та збору даних (SCADA), що дозволяють у реальному часі контролювати режими навантаження, напругу та величини втрат у фідерах [5].

Загальну схему побудови енергосистеми можна подати у вигляді рис. 1.1, де показано взаємозв'язок між електростанціями, передавальними мережами, розподільчими мережами й кінцевими споживачами.

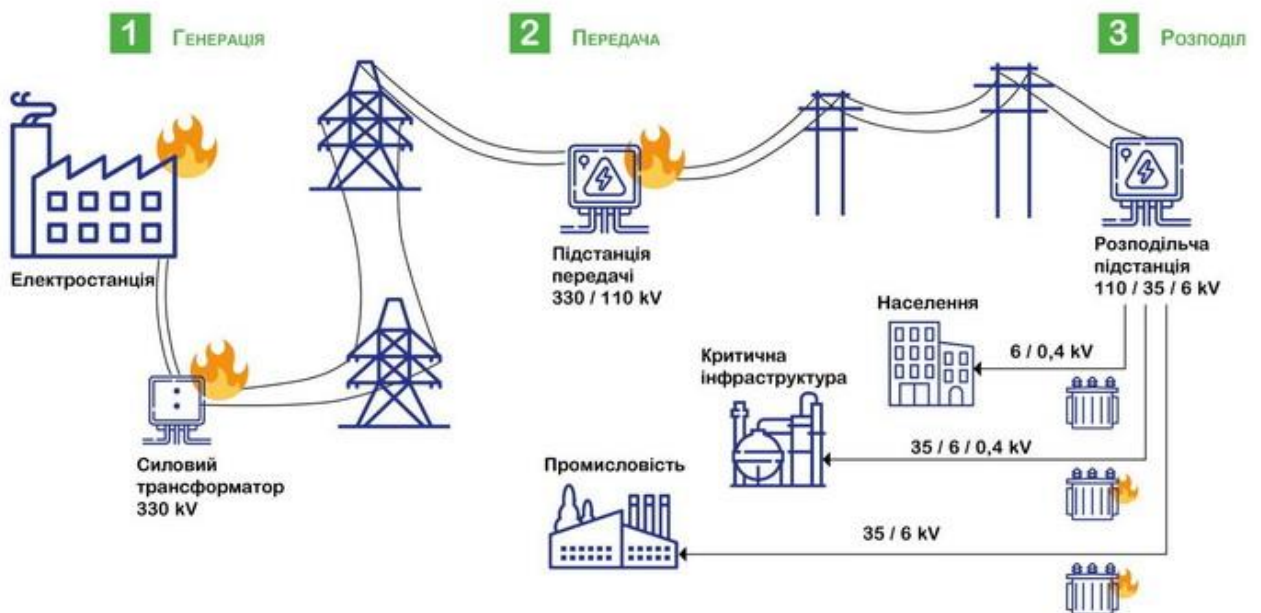


Рис. 1.1. Структура системи електропостачання споживачів

Враховуючи складність і масштабність системи, важливо зазначити, що структура електричної мережі визначає не лише ефективність передачі енергії, а й рівень надійності енергопостачання. Будь-які зміни у параметрах ліній, трансформаторів чи навантаження прямо впливають на енергетичний баланс і на величину втрат. Тому детальне дослідження структури мережі є передумовою для точного розрахунку втрат електроенергії та подальшої розробки технічних рішень щодо їх зниження.

Електрична мережа є багаторівневою системою, де кожна ланка – передавальна, розподільча й споживча – має власні технічні особливості та різний вплив на загальні втрати електроенергії. У розподільчих мережах 10 кВ, які обслуговує АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО», спостерігаються найбільші питомі втрати, обумовлені конфігурацією фідерів, протяжністю ліній, параметрами провідників і навантаженням трансформаторів. Отже, розуміння структурної організації мережі є базовим етапом для подальшого аналітичного дослідження втрат та формування практичних рекомендацій щодо їх мінімізації.

## **1.2. Класифікація та види втрат електроенергії**

У сучасних електричних мережах втрати електроенергії поділяються на дві основні категорії – технічні та нетехнічні (комерційні втрати). Ця класифікація є загальноприйнятою і застосовується в аналітичних дослідженнях та практичній діяльності підприємств-розподільників [6, 8].

Технічні втрати виникають внаслідок фізичних процесів, які супроводжують процес передачі, розподілу та споживання електроенергії. Вони включають, зокрема, активні втрати у провідниках ( $I^2R$ -провідникові), магнітні та електричні втрати в трансформаторах (гістерезисні, вихрові), втрати від корони на лініях високої напруги а також втрати холостого ходу. Згідно з останніми дослідженнями, технічні втрати можна поділити на постійні (no-load) та змінні (load-dependent): перші не залежать від навантаження мережі, інші – зростають з ростом струму. [8]

За даними аналітичного звіту Inter-American Development Bank, типова розподільча мережа має близько 20–40 % технічних втрат, які не залежать від навантаження, та 60–80 % змінних втрат, що прямо залежать від струмів у лініях і трансформаторах [6].

Нетехнічні втрати відображають випадки, коли електрична енергія поставлена споживачу, але не зафіксована або не оплачена. Ці втрати пов'язані із крадіжками електроенергії, відключеннями, неточностями лічильників, неврахованими залишками мережі, а також керівницькими або адміністративними помилками. У розподільчих системах з нерозвиненим обліком та контролем нетехнічні втрати можуть становити значну частину загальних втрат енергії.

Детальна класифікація не технічних (комерційних) втрат представлена на рисунку (рис. 1.2).

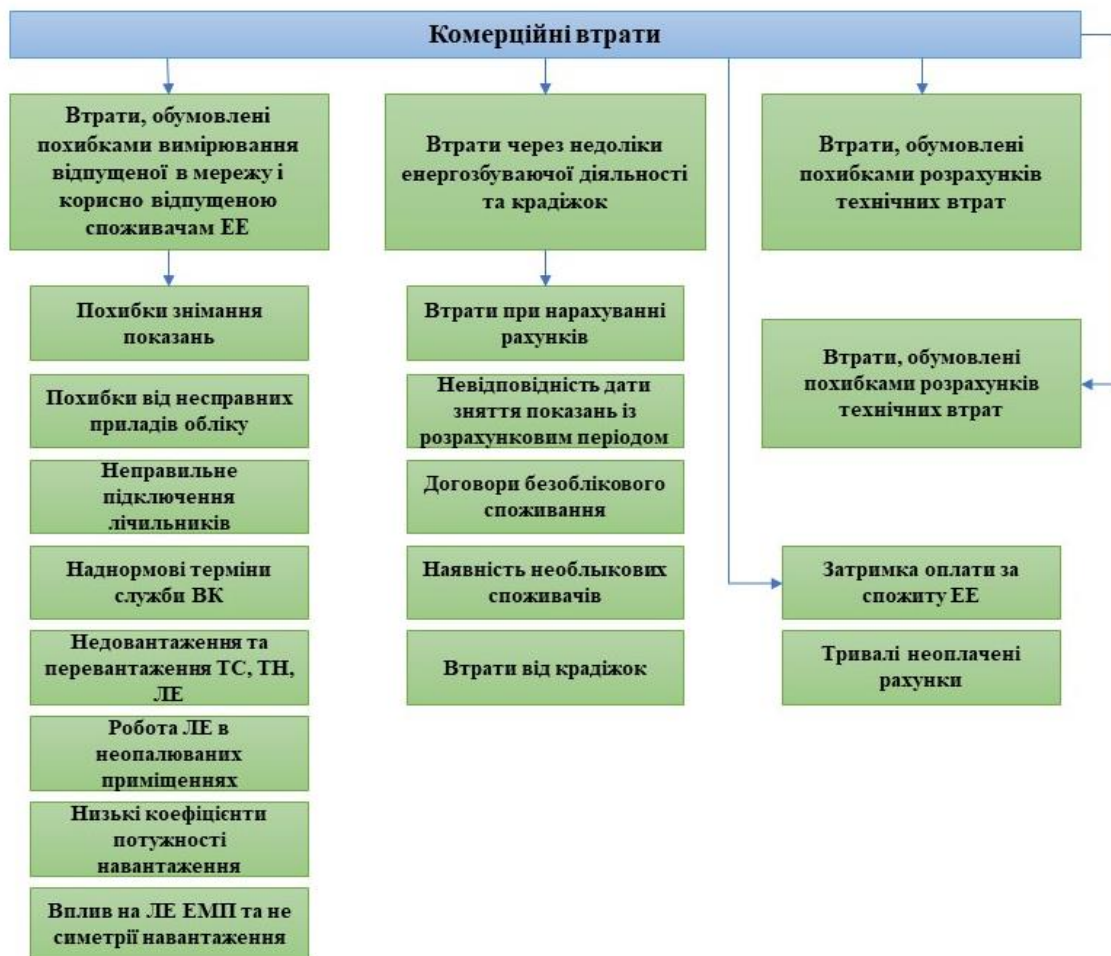


Рис. 1.2. Класифікація не технічних (комерційних) втрат електроенергії

Для практичного аналізу той чи іншої фідер або підстанція має характеристики (довжина лінії, тип провідників, структура навантаження, кількість трансформаторів) які визначають, наскільки велика частка втрат припадає на технічний компонент, а також яка ймовірна частка нетехнічних втрат. Водночас, для підприємства-розподільника, такого як АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО», особливо важливим є розмежування цих двох видів втрат – адже методи їх зменшення суттєво відрізняються: технічні втрати знижуються через технічні заходи (оптимізація провідників, компенсація реактивної потужності, реконструкція мережі), а нетехнічні – через покращення обліку, боротьбу з несанкціонованим споживанням, підвищення якості лічильників і контролю.

Зустрічається ще одна класифікація, яка розглядає втрати у передачі (на рівні високих/середніх напруг) та втрати у розподілі (на рівні 10 кВ/0,4 кВ). Для розподільчих мереж характерно, що як технічні, так і нетехнічні втрати мають більший питомий внесок у порівнянні з передавальною мережею через більшу протяжність, менші перерізи провідників, велику кількість відгалужень і складнішу топологію.

Таким чином, у межах дослідження втрат мережі підприємства АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО» доцільно застосувати поділ за технічними та нетехнічними складовими, зокрема для аналізу фідера 10 кВ, а також розглянути підрозділ технічних втрат на постійні і змінні із метою подальшого розрахунку та оцінки ефективності заходів зі зниження втрат.

### **1.3. Причини виникнення технічних і комерційних втрат електроенергії**

Втрати електроенергії в системах розподілу виникають під впливом комплексу фізичних, технічних та організаційно-економічних чинників. Для повноти аналізу необхідно розглядати як технічні, так і комерційні (нетехнічні) втрати, однак у даній роботі головна увага приділяється саме комерційним

втратам, які мають безпосередній вплив на економічну ефективність діяльності оператора системи розподілу.

Технічні втрати формуються внаслідок фізичних процесів, що супроводжують передачу електроенергії – це омичні втрати в лініях електропередачі, втрати в магнітних колах трансформаторів, витоки струму через ізоляцію та нагрів провідників. Їх рівень залежить від довжини фідерів, перерізів проводів, навантаження, коефіцієнта потужності та температурних умов [1, 8]. В умовах АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» вони, як правило, становлять прогнозовану і контрольовану частку загальних втрат.

На відміну від технічних, комерційні втрати не пов'язані безпосередньо з процесом передачі енергії, а виникають через недоліки в системі обліку, адміністрування та контролю. Найпоширенішою причиною є несанкціоноване підключення споживачів до мережі або втручання у роботу приладів обліку. Незаконні врізки, обхід лічильників, пошкодження пломб, застосування магнітів або зовнішніх пристроїв для заниження показань створюють суттєві втрати електроенергії, що не відображаються в комерційному балансі [9, 12].

Другою за значимістю причиною є використання застарілих або несправних приладів обліку, що мають значну похибку вимірювання. Часто у сільських і віддалених регіонах експлуатуються лічильники, які не пройшли метрологічну перевірку, або підключені некоректно. У таких випадках фактичне споживання електроенергії перевищує обліковане, що формує додаткові невраховані обсяги [10, 11].

Суттєву роль відіграють також людські фактори: помилки під час зняття показань, затримки у передачі даних, некоректне нарахування платежів та неповне відображення споживання в базах даних. За оцінками міжнародних досліджень, частка людського фактора у структурі комерційних втрат може досягати 10–15 % загального їх рівня [7, 12].

Додатковим джерелом комерційних втрат є несанкціоноване споживання у мережах 0,4 кВ без встановлених засобів обліку. Такі випадки типові для об'єктів комунальної сфери, приватного сектору або дрібного бізнесу, коли

електроенергія фактично використовується, але не враховується через відсутність лічильників або через тимчасові підключення [11].

Сукупність зазначених факторів утворює комплексну картину комерційних втрат, що відображена на рисунку 1.3, де показано взаємозв'язок між технічними процесами, людським фактором і неправомірними діями споживачів.



Рис. 1.3. Причини комерційних втрат електроенергії

У межах АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» подібні втрати мають місце переважно у розподільчих мережах 10 кВ і нижче, де відсутня повна автоматизація обліку. Впровадження систем дистанційного збору даних (AMR/AMI), аналітичного контролю через SCADA та енергомоніторинг дозволяють істотно скоротити вплив цих чинників, оскільки забезпечують автоматичне порівняння фактичного та прогнозного споживання, а також оперативне виявлення відхилень [9].

Таким чином, комерційні втрати електроенергії мають багатофакторну природу і є наслідком як технічної недосконалості системи обліку, так і

організаційно-економічних проблем. Їх рівень визначається взаємодією технічних, поведінкових і адміністративних чинників. Саме тому аналіз і зниження комерційних втрат є одним із ключових напрямів підвищення енергоефективності розподільчих систем, що становить основну мету подальшого дослідження.

#### **1.4. Методи розрахунку технічних втрат у мережах**

Розрахунок технічних втрат електроенергії є базовим етапом аналізу енергоефективності систем розподілу та необхідною умовою для коректного визначення рівня комерційних втрат. Згідно з методологією обліку енергоресурсів, загальні втрати електроенергії в мережі складаються з двох частин: технічної, що зумовлена фізичними процесами передачі енергії, і нетехнічної (комерційної), яка відображає несанкціоноване або невраховане споживання, похибки вимірювань і недоліки адміністрування [7, 9]. Отже, визначення комерційних втрат можливе лише після точного розрахунку технічних втрат і порівняння їх із фактичним енергетичним балансом.

Найпоширенішими методами розрахунку технічних втрат у розподільчих мережах є аналітичний, балансовий та статистичний [14, 16].

Аналітичний метод передбачає детальний розрахунок активних втрат у проводах і трансформаторах на основі електротехнічних параметрів мережі. Активні втрати у провідниках визначаються за законом Джоуля–Ленца:

$$P_{вт} = I^2 R, \quad (1.1)$$

де  $P_{вт}$  – потужність втрат, Вт;

$I$  – струм навантаження, А;

$R$  – активний опір ділянки мережі, Ом.

Для ліній опір обчислюється як

$$R = \rho \frac{l}{S}, \quad (1.2)$$

де  $\rho$  – питомий опір матеріалу провідника, Ом·м;

$l$  – довжина, м;

$S$  – переріз провідника, мм<sup>2</sup>.

Сумарні втрати енергії за певний період розраховуються за формулою:

$$W_{вт} = P_{вт} \cdot T_{роб}, \quad (1.3)$$

де  $T_{роб}$  – тривалість роботи лінії у годинах.

Цей метод застосовується переважно для точного оцінювання втрат у конкретному фідері або ділянці, наприклад, у фідері 10 кВ підстанції 35/10 кВ.

Балансовий метод базується на зіставленні виміряної енергії на вході та виході розподільчої мережі. Визначається різниця між електроенергією, поданою у фідер, і сумою енергії, зафіксованої приладами обліку споживачів:

$$\Delta W = W_{вх} - W_{вих}, \quad (1.4)$$

де  $W_{вх}$  – електроенергія, відпущена з підстанції 35/10 кВ у фідер, кВт·год;

$W_{вих}$  – сукупна енергія, врахована лічильниками споживачів.

Ця різниця  $\Delta W$  включає як технічні, так і комерційні втрати. Для виділення останніх спочатку розраховується величина технічних втрат  $W_{тех}$  за аналітичними або нормативними залежностями (наприклад, за струмами навантаження, опорами проводів і параметрами трансформаторів) [14, 15].

Комерційні втрати, таким чином, визначаються як:

$$W_{ком} = \Delta W - W_{тех}. \quad (1.5)$$

Балансовий метод дозволяє отримати інтегральну оцінку рівня комерційних втрат у межах певного періоду – доби, місяця або року. Якщо величина  $\Delta W$  перевищує розраховані технічні втрати, різниця свідчить про наявність неврахованих обсягів електроенергії, що може бути наслідком несанкціонованих підключень, похибок обліку або крадіжок [7, 11].

Перевагою балансового методу є його практична реалізованість і можливість використання фактичних даних вимірювань. При наявності автоматизованої системи обліку (АСКОЕ) можна побудувати енергетичний баланс у реальному часі, порівнявши обсяги енергії на вході в мережу та на виході у споживачів. Такий підхід широко застосовується в європейських країнах та є ефективним інструментом боротьби з нетехнічними втратами [16].

На рисунку 1.4 представлено структурну схему балансового методу визначення комерційних втрат, що ілюструє логічну послідовність дій: збір даних – розрахунок технічних втрат – порівняння з фактичними показниками – визначення комерційної складової – аналіз причин відхилень.



Рис. 1.4. Структурна схема балансового методу визначення комерційних втрат електроенергії

У межах діяльності АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» балансовий метод використовується як основний спосіб визначення комерційних втрат у фідерах 10 кВ. Для цього щомісяця проводиться аналіз енергетичного балансу кожної лінії: порівнюється електроенергія, відпущена з підстанції (за даними технологічного обліку), із сумою показників комерційних лічильників споживачів. Відхилення, що перевищують допустимі значення технічних втрат, фіксуються службами енергозбуту та експлуатації як потенційні комерційні втрати, що потребують додаткової перевірки.

Таким чином, балансовий метод є ключовим аналітичним інструментом у системі управління енергетичними ресурсами АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО», оскільки дозволяє на основі реальних вимірювань визначати частку втрат, не зумовлених технічними чинниками, та своєчасно виявляти зони підвищеного ризику несанкціонованого споживання.

### **1.5. Нормативна база та показники ефективності використання електроенергії**

Аналіз втрат електроенергії, як технічних, так і комерційних, повинен базуватися на чітко визначених нормативно-правових документах, які регламентують порядок обліку, допустимі рівні втрат та методи їх контролю. В Україні діє розгалужена система нормативних актів, спрямованих на забезпечення прозорості обліку електроенергії та підвищення ефективності її використання. Основу становлять Закони України «Про ринок електричної енергії», «Про енергозбереження», а також Кодекс систем розподілу (КСР), затверджений постановою НКРЕКП №310 від 14.03.2018 року. Відповідно до цих документів оператор системи розподілу зобов'язаний забезпечувати достовірний облік електроенергії на всіх рівнях мережі, проводити періодичний аналіз балансів електроенергії та виявляти відхилення, що перевищують нормативні втрати [7, 9].

Нормативи втрат електроенергії встановлюються окремо для кожного класу напруги та типу мережі. Наприклад, для розподільчих мереж 10 кВ у сільській місцевості допустимий рівень технічних втрат зазвичай не перевищує 4–5 % від загального обсягу переданої електроенергії, а для міських мереж – близько 3 %. Комерційні втрати нормативно не лімітуються, однак вважаються показником ефективності діяльності оператора системи розподілу. У практиці енергетичних компаній Європейського Союзу загальний рівень втрат (технічних і комерційних) не перевищує 6–7 %, тоді як в українських мережах цей показник може сягати 10–12 %, що свідчить про наявність резервів підвищення енергоефективності [11, 16].

Відповідно до положень Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП №311 від 14.03.2018 р., усі учасники ринку зобов'язані забезпечити точний облік відпущеної та спожитої електроенергії із застосуванням засобів вимірювальної техніки, внесених до державного реєстру. Кодекс визначає порядок зчитування даних, обробки, зберігання та передачі інформації в центральну базу даних адміністратора комерційного обліку. Порушення цих вимог, а також втручання у роботу засобів обліку кваліфікується як несанкціоноване споживання, що безпосередньо формує комерційні втрати.

Оцінка ефективності використання електроенергії здійснюється за комплексом техніко-економічних показників. До основних належать:

- питомі втрати електроенергії, виражені у відсотках до обсягу переданої або реалізованої енергії;
- коефіцієнт корисного використання електроенергії ( $\eta$ ), який показує частку енергії, що дійшла до споживачів:

$$\eta = \frac{W_{вих}}{W_{ех}} \cdot 100\%. \quad (1.6)$$

– коефіцієнт надійності обліку, який характеризує ступінь достовірності та стабільності вимірювань;

– індекс комерційних втрат (ICL), що визначається як відношення обсягу комерційних втрат до загальних втрат у мережі:

$$ICL = \frac{W_{\text{КОМ}}}{\Delta W} \cdot 100\%. \quad (1.7)$$

У таблиці 1.1 наведено нормативні показники допустимих втрат електроенергії в мережах різного класу напруги. Наведені показники мають орієнтовний характер і можуть уточнюватися залежно від структури мережі, протяжності ліній, кількості трансформаційних ступенів, рівня автоматизації обліку та умов експлуатації.

Таблиця 1.1. – Нормативні показники допустимих втрат електроенергії в мережах різного класу напруги

Клас напруги, кВ	Тип мережі	Умови експлуатації	Допустимі технічні втрати, % від переданої енергії	Характеристика джерела нормативу
330 – 750	Магістральна (передавальна)	Висока пропускна здатність, мінімальні трансформації	1,0 – 1,5	Нормативи енергосистеми НЕК «Укренерго» [14]
110 – 220	Регіональна розподільча	Переважно повітряні лінії, трансформаторні підстанції	2,0 – 3,0	Кодекс систем розподілу НКРЕКП № 310 (2018)
35 – 10	Розподільча (середня напруга)	Міські мережі, щільне навантаження	2,5 – 3,5	Кодекс комерційного обліку електричної енергії НКРЕКП № 311 (2018)
35 – 10	Розподільча (середня напруга)	Сільські мережі, велика протяжність, несиметричне навантаження	4,0 – 5,0	Внутрішні нормативи операторів систем розподілу (АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО»)
0,4	Низька напруга (споживачі)	Побутові та комунальні мережі	5,0 – 6,0	ДСТУ 4499:2005 та рекомендації Міненерго

–	Загальний рівень втрат (технічні + комерційні)	Для України (усереднено)	8 – 12	Дані НКРЕКП та IEA Energy Reports (2024)
–	Загальний рівень втрат (технічні + комерційні)	Для країн ЄС	5 – 7	<i>European Energy Regulators Report, 2023</i>

Зниження значення індексу комерційних втрат є головним критерієм ефективності впровадження систем моніторингу та обліку, таких як АСКОЕ або АМІ. Ці технології дають можливість автоматизовано формувати баланси електроенергії по кожному фідеру, своєчасно виявляти невідповідності між поданими та облікованими обсягами, що сприяє зменшенню нетехнічних втрат і підвищенню фінансової стабільності оператора системи розподілу [15].

У межах діяльності АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» показники ефективності оцінюються щомісячно на основі даних комерційного обліку. При цьому ведеться розрахунок питомих втрат по кожній підстанції 35/10 кВ та фідеру 10 кВ, із подальшим порівнянням із нормативними рівнями. Якщо відхилення перевищує 2–3 % від розрахованих технічних втрат, проводиться аналіз можливих причин, серед яких – несанкціоновані підключення, похибки лічильників, несвоєчасна передача показань або втручання у схему обліку.

Таким чином, нормативна база визначає загальні вимоги до організації обліку електроенергії та контролю за втратами, а система показників ефективності дозволяє здійснювати кількісну оцінку якості управління електричними мережами. Впровадження балансового аналізу в поєднанні з автоматизованими системами обліку є ключовим напрямом зниження комерційних втрат і підвищення надійності електропостачання.

## **1.6. Огляд сучасних підходів до зменшення втрат електроенергії**

Сучасні тенденції розвитку енергетичного сектору визначають головним напрямом підвищення ефективності роботи електричних мереж зниження

технічних та, особливо, комерційних втрат електроенергії. В умовах лібералізації ринку електроенергії та запровадження європейських стандартів діяльності операторів систем розподілу (ОСР), таких як АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО», ключову роль відіграють цифрові технології моніторингу, автоматизований облік, аналітичні системи контролю балансів і управління навантаженнями (рис. 1.5) [12, 16].

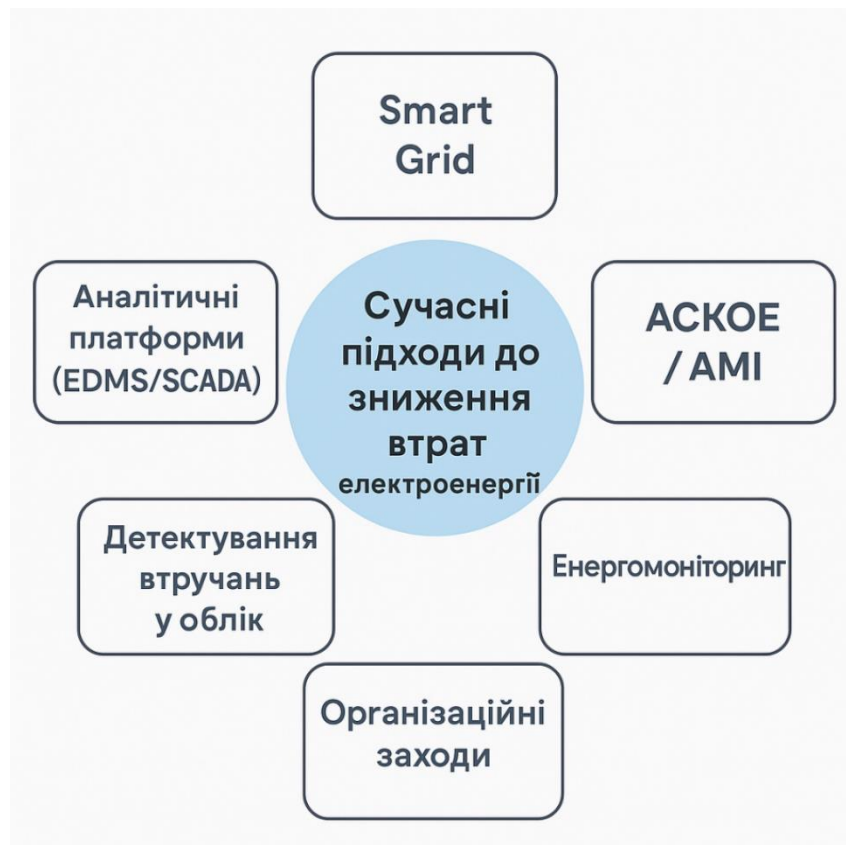


Рис. 1.5. Сучасні підходи до зниження втрат електроенергії

Упродовж останнього десятиліття зменшення втрат електроенергії стало одним із основних завдань інтелектуалізації електричних мереж. Поняття «Smart Grid» охоплює комплекс технічних і програмних рішень, спрямованих на оптимізацію потоків електроенергії, автоматизацію контролю, оперативне виявлення несанкціонованих підключень і забезпечення прозорого обліку. Ключовим елементом таких систем є автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), що забезпечують дистанційне зчитування показань лічильників, формування енергетичних балансів у режимі реального часу та інтеграцію даних до єдиної інформаційної платформи [14].

Згідно з дослідженнями IEEE та Міжнародної енергетичної агенції, впровадження систем AMR/AMI (Automatic Meter Reading / Advanced Metering Infrastructure) дає змогу зменшити рівень комерційних втрат у розподільчих мережах на 30–50 % завдяки усуненню людського фактору та підвищенню точності збору даних [15]. У таких системах електролічильники оснащуються двосторонніми каналами зв'язку, що дозволяють не лише отримувати дані про споживання, але й оперативно передавати команди для обмеження навантаження або відключення несанкціонованих споживачів.

Одним із важливих напрямів зниження втрат є застосування енергомоніторингу та систем аналітики. Завдяки збору великих обсягів даних (Big Data) з різних ділянок мережі можливо проводити автоматичний аналіз балансу енергії, зіставляти прогностичні та фактичні показники, визначати аномальні споживання та формувати «теплові карти» втрат. Це дозволяє інженерним службам оперативно ідентифікувати ділянки з підвищеним рівнем втрат і своєчасно реагувати на відхилення. Системи SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition / Energy Management System), що вже впроваджуються в АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО», забезпечують візуалізацію потоків енергії, автоматичну фіксацію небалансів і інтеграцію з комерційним обліком.

Ще одним ефективним заходом є використання сучасних приладів обліку з функцією детектування втручання, які фіксують спроби магнітного або електронного впливу на лічильник. У комбінації з інтелектуальними алгоритмами порівняння профілів споживання такі прилади дозволяють автоматично виявляти випадки крадіжок електроенергії [13]. Додатково застосовуються програмні комплекси типу Energy Data Management Systems (EDMS), що дають змогу формувати звіти за фідерами, підстанціями або групами споживачів і порівнювати фактичне споживання з еталонними моделями.

Серед організаційних заходів найефективнішими визнано:

- регулярне проведення енергетичних аудитів і технічного обстеження ділянок із підвищеними втратами;
- запровадження мотиваційних програм для персоналу, орієнтованих на зниження комерційних втрат;
- удосконалення процедур взаємодії між технічними та збутовими підрозділами компанії;
- активізація роз'яснювальної роботи серед споживачів щодо відповідальності за несанкціоноване підключення.

Міжнародний досвід показує, що поєднання технічних і управлінських заходів є найбільш результативним. Наприклад, у Польщі впровадження інтелектуальних систем обліку з аналітичними алгоритмами дозволило знизити нетехнічні втрати з 8 % до 4 % за три роки, тоді як в Іспанії – з 9 % до 3 % [15].

У контексті діяльності АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» основним напрямом розвитку є створення комплексної системи енергомоніторингу розподільчих мереж 10 кВ, яка включає балансування потоків енергії між підстанціями, фідерами та споживачами, виявлення небалансів, що перевищують розраховані технічні втрати, і подальше формування звітів для аналітичного відділу. Такий підхід дозволяє перейти від реактивного до проактивного управління втратами, тобто не лише фіксувати факти комерційних втрат, а й прогнозувати їх виникнення за допомогою аналітичних моделей.

Отже, сучасні підходи до зниження втрат електроенергії ґрунтуються на інтеграції цифрових технологій, автоматизованого обліку та аналітичного управління. Їх запровадження в практику АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» сприятиме підвищенню точності енергетичних балансів, зменшенню комерційних втрат і забезпеченню надійного функціонування системи розподілу електроенергії.

## **1.7. Висновки до розділу 1**

У розділі проведено аналіз структури електричних мереж, видів і причин втрат електроенергії, методів їх розрахунку та сучасних способів зменшення.

Встановлено, що найбільші втрати спостерігаються у розподільчих мережах 10/0,4 кВ, причому суттєву частку становлять комерційні (нетехнічні) втрати, зумовлені несанкціонованими підключеннями, похибками обліку та втручаннями в роботу лічильників.

Найефективнішим інструментом визначення таких втрат є балансовий метод, який ґрунтується на порівнянні енергії, відпущеної у фідер, із даними комерційного обліку споживачів. Саме він застосовується в АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО» для оцінки рівня комерційних втрат.

Серед сучасних напрямів зменшення втрат визначено впровадження цифрових технологій – систем Smart Grid, АСКОЕ/АМІ, енергомоніторингу та аналітичних платформ SCADA/EDMS, що забезпечують прозорий облік і швидке виявлення небалансів.

Отримані результати створюють основу для подальшого дослідження втрат у мережах АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО» на прикладі конкретного фідера 10 кВ підстанції 35/10 кВ.

## **2. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО»**

### **2.1. Загальна характеристика АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО» та структури його електричних мереж**

Акціонерне товариство «СУМИОБЛЕНЕРГО» є оператором системи розподілу електричної енергії, що забезпечує надійне електропостачання споживачів на території Сумської області. Основними напрямками діяльності підприємства є розподіл електроенергії, експлуатація, технічне обслуговування та модернізація мереж напругою 0,4–110 кВ, а також організація комерційного обліку електроенергії [17].

Мережевий комплекс товариства охоплює всі адміністративні райони області й має розгалужену структуру з підстанцій різних рівнів напруги – від 35/10 кВ до 330/110/35/6 кВ. Така ієрархічна побудова забезпечує ефективне перетворення та розподіл електричної енергії від магістральних мереж до кінцевих споживачів через систему проміжних вузлів живлення.

Більшість розподільчих мереж області побудовані за радіально-розгалуженою схемою, типовою для сільських територій. Переважають повітряні лінії електропередачі, що становлять понад дві третини загальної довжини мереж. Це підвищує втрати електроенергії порівняно з кабельними лініями, особливо за умов нерівномірних навантажень і сезонних коливань споживання.

Система комерційного обліку електроенергії в АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО» лише частково автоматизована. Сучасна система АСКОЕ функціонує на окремих підстанціях і фідерах, переважно у міських мережах. Решта облікових точок обслуговується вручну або у напівавтоматичному режимі, що ускладнює точне визначення балансів і розмежування технічних та комерційних втрат [18].

Значна протяжність ліній, високий ступінь зношеності обладнання та неповна автоматизація обліку формують складні умови для управління енергопотоками. Це зумовлює потребу у детальному аналізі втрат електроенергії на рівні окремих фідерів 10 кВ, що дозволяє об'єктивно оцінити ефективність роботи системи розподілу та визначити напрями зниження комерційних втрат.

Таким чином, електричні мережі АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» є багаторівневою системою, у якій поєднуються технічні та організаційні чинники впливу на втрати. Подальший аналіз у цьому розділі спрямований на дослідження втрат електроенергії на прикладі одного з фідерів 10 кВ підстанції 35/10 кВ.

## **2.2. Характеристика об'єкта дослідження та обґрунтування вибору фідера**

Як об'єкт дослідження в даній роботі прийнято підстанцію 35/10 кВ «Сиркомбінат» філії Охтирського району електричних мереж АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО». Підстанція є одним із ключових вузлів живлення у місцевій системі розподілу електроенергії, що забезпечує електропостачання як промислових споживачів, так і побутового сектора.

Підстанція обладнана двома силовими трансформаторами потужністю по 6,3 МВА, які працюють паралельно. Напряга живлення на стороні високої напруги становить 35 кВ, а на стороні низької – 10 кВ. Живлення надходить від Охтирської ТЕЦ та двох ПЛ 35 кВ «Тростянець» та «Відг. Кириківка». На стороні 10 кВ встановлено 6 фідерів, що живлять мережі населених пунктів Охтирського району.

Для дослідження втрат електроенергії обрано фідер ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка», загальною довжиною 18,65 км. Він характеризується змішаним навантаженням, що включає побутових, комунальних і сільськогосподарських споживачів. На лінії розташовано 13 трансформаторних підстанцій потужністю

від 25 до 400 кВА, які забезпечують електропостачання кількох населених пунктів.

Вибір саме цього фідера обґрунтовується його типовістю для сільських розподільчих мереж, значною протяжністю та наявністю споживачів із різними графіками навантаження. Крім того, на лінії частково встановлені сучасні лічильники електроенергії з можливістю дистанційного зчитування, що дозволяє оцінити комерційні втрати шляхом балансового аналізу між енергією, відпущеною з підстанції, та енергією, врахованою у споживачів [19].

Підстанція «Сиркомбінат» обладнана комірками типу КСО-366 із вакуумними вимикачами, що забезпечують надійність комутаційних операцій та мінімізацію власних втрат у колах. На стороні 35 кВ встановлено роз'єднувачі з дистанційним керуванням, що дозволяє здійснювати оперативні перемикання та покращує керованість мережі. Облік електроенергії здійснюється електронними лічильниками типу NIK та Енергоміра, показники яких періодично передаються до диспетчерського центру.

Схеми підстанції 35/10 кВ «Сиркомбінат» і фідера ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» наведено у Додатках А та Б. Вони відображають просторову структуру електричної мережі, взаємозв'язок між підстанціями та споживачами, а також точки комерційного обліку, що використовуються для побудови енергетичного балансу та розрахунку втрат.

Таким чином, підстанція «Сиркомбінат» і фідер «Стара Іванівка» є репрезентативними об'єктами для дослідження втрат електроенергії, оскільки поєднують характерні ознаки сільських мереж, різнотипні навантаження та можливість порівняльного аналізу технічних і комерційних втрат

### **2.3. Методика дослідження комерційних втрат електроенергії**

Дослідження втрат електроенергії у фідері ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» виконується на основі фактичних щомісячних даних, наданих районним

відділенням електричних мереж (РЕМ) АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО». У таблиці обліку наведено три основні показники:

- відпуск електроенергії в мережу  $W_{\text{вх}}$ ;
- фактичні втрати електроенергії  $\Delta W_{\text{ф}}$ ;
- планові втрати  $\Delta W_{\text{пл}}$ .

На основі цих показників формується баланс електроенергії фідера, який дозволяє визначити величину корисного відпуску  $W_{\text{кор}}$ , частку загальних втрат і порівняти фактичні значення з нормативними.

Першим кроком є визначення обсягу корисно використаної електроенергії споживачами:

$$W_{\text{кор}} = W_{\text{вх}} - \Delta W_{\text{ф}}. \quad (2.1)$$

Відносна частка корисного відпуску у відсотках становить:

$$\eta = \frac{W_{\text{кор}}}{W_{\text{вх}}} \cdot 100. \quad (2.2)$$

Відповідно, частка втрат у загальному відпуску:

$$\delta = \frac{\Delta W_{\text{ф}}}{W_{\text{вх}}} \cdot 100. \quad (2.3)$$

Оскільки технічні втрати для конкретного фідера розрахувати неможливо через відсутність вихідних параметрів лінії, комерційна складова визначається як перевищення фактичних втрат над нормативними. Нормативні значення встановлюються регулятором (НКРЕКП) і для мереж напругою 10 кВ приймаються на рівні 8 % [17, 19, 21, 22].

Комерційні втрати в абсолютному вираженні визначаються за формулою:

$$W_{ком} = \begin{cases} \Delta W_{\phi} - 0,08 \cdot W_{ex}, & \text{якщо } \Delta W_{\phi} > 0,08 \cdot W_{ex}; \\ 0, & \text{якщо } \Delta W_{\phi} \leq 0,08 \cdot W_{ex}. \end{cases} \quad (2.4)$$

Відносний рівень комерційних втрат:

$$\delta_{ком} = \frac{W_{ком}}{W_{ex}} \cdot 100. \quad (2.5)$$

Такий підхід дозволяє кількісно оцінити мінімальний можливий обсяг нетехнічних (комерційних) втрат без необхідності окремо розраховувати технічну складову.

Отримані показники аналізуються у часовій динаміці (помісячно) для виявлення сезонних коливань і тенденцій:

- якщо  $\delta \leq 8\%$  – втрати перебувають у межах норми, комерційні втрати відсутні або незначні;
- якщо  $\delta > 8\%$  – спостерігається перевищення нормативу, що вказує на можливу наявність комерційних втрат, зумовлених неточностями обліку, несанкціонованими підключеннями або іншими організаційними причинами.

Аналіз результатів проводиться в комплексі з даними про погодні умови, характер навантаження та проведені ремонтні роботи. Це дає змогу виявити, чи пов'язане зростання втрат із технічними причинами, чи має системний характер, властивий саме комерційним втратам.

#### **2.4. Дослідження та аналіз комерційних втрат електроенергії в мережах**

Дослідження рівня комерційних втрат електроенергії у розподільчих мережах є одним із ключових етапів оцінювання ефективності функціонування енергопостачальної організації. На відміну від технічних втрат, які зумовлені

фізичними процесами у провідниках та трансформаторах, комерційні втрати виникають унаслідок похибок обліку, помилок у звітності або несанкціонованого споживання. Вони безпосередньо впливають на фінансові результати підприємства, а також на достовірність даних про фактичне енергоспоживання.

Метою даного розділу є проведення кількісного аналізу комерційних втрат на прикладі мереж АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» за даними районного відділення електричних мереж (РЕМ). Для цього використано звітні показники балансу електроенергії по фідеру ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» підстанції ПС 35/10 кВ «Сиркомбінат», а також зведені річні дані за 2020–2024 роки.

Розрахунки здійснювалися на основі порівняння фактичних втрат з нормативними, прийнятими для мереж 10 кВ [20–22]. Такий підхід дозволяє виокремити комерційну складову втрат, визначити динаміку її зміни в часі та оцінити ефективність заходів, спрямованих на підвищення прозорості комерційного обліку.

#### **2.4.1. Аналіз втрат електроенергії за 2020 рік**

На основі звітних даних балансу електроенергії по фідеру ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» підстанції ПС 35/10 кВ (рис. 2.1) проведено розрахунок фактичних та нормативних втрат електроенергії з визначенням їх комерційної складової. Для кожного місяця враховано індивідуальні нормативи втрат, установлені для відповідного періоду року (див. Додаток В).

Упродовж 2020 року загальний відпуск електроенергії в мережу становив 26466,9 тис. кВт·год, а фактичні втрати – 2175,4 тис. кВт·год, що відповідає 8,22% від обсягу відпуску. Порівняно з розрахунковими нормативними втратами (2712,3 тис. кВт·год або 10,25 %) спостерігається зменшення загальних втрат на 0,53 %, що свідчить про достатню точність комерційного обліку та відсутність суттєвих небалансів.

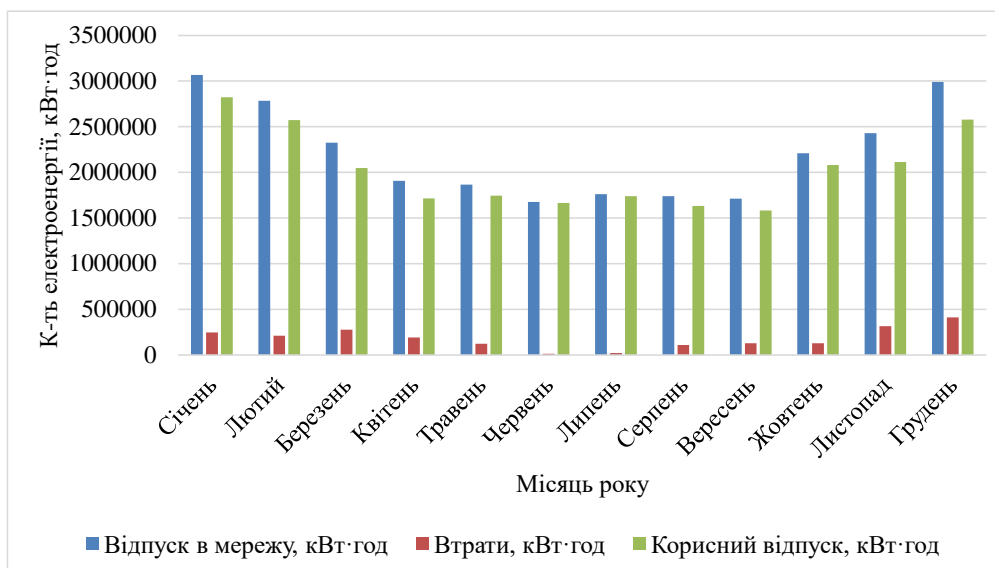


Рис. 2.1. Баланс електроенергії по ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2020 рік

Динаміка втрат має виражений сезонний характер (рис. 2.2). Найвищі значення спостерігаються в січні – березні (12,3 %) та грудні (12,4 %), що пояснюється підвищенням навантаження в зимовий період, збільшенням пускових струмів, а також можливими похибками вимірювальних трансформаторів при роботі в межах номінальної потужності. У цей період можливе короткочасне перевищення нормативів через неповну відповідність схем обліку та підвищену кількість підключень побутових споживачів.

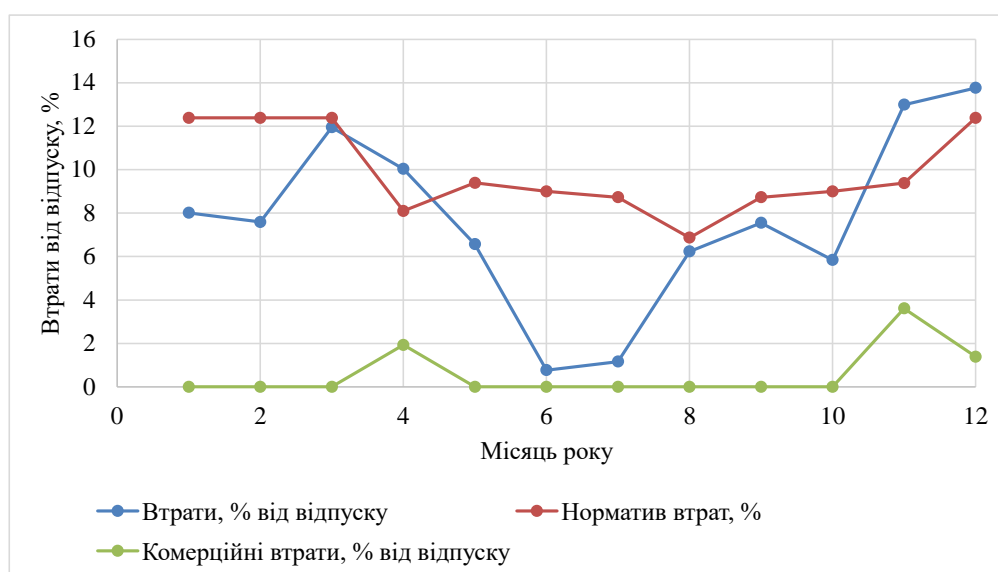


Рис. 2.2. Динаміка втрат електроенергії ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2020 рік

Найменші втрати зафіксовано у червні – серпні (6,9–9 %), що пов'язано зі зниженням активного навантаження, рівномірною роботою ліній і кращими умовами експлуатації контактних з'єднань. У цей період фактичні втрати залишаються нижчими за нормативні, що підтверджує ефективність експлуатаційних заходів і стабільність режимів мережі.

За результатами аналізу визначено, що комерційні втрати у 2020 році мають мінімальний рівень – близько 0,17 млн кВт·год. Їх поява може бути зумовлена:

- неточністю у вимірюванні на трансформаторних підстанціях з великим дисбалансом навантаження;
- похибками ручного зчитування даних лічильників у зимові місяці;
- короткочасними втратами внаслідок аварійних перемикань або позачергових відключень.

Аналіз даних рис. 2.2 показує, що протягом року втрати мають виражений піковий характер – максимум у березні та наприкінці року, що підтверджує необхідність посилення контролю за точністю вимірювань у періоди високих навантажень.

#### **2.4.2. Аналіз втрат електроенергії за 2021 рік**

За результатами балансового аналізу по фідеру ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» ПС 35/10 кВ «Сиркомбінат» встановлено, що у 2021 році (див. Додаток Г) загальний відпуск електроенергії в мережу становив 25,26 млн кВт·год, із яких фактичні втрати – 2,34 млн кВт·год, або 9,3 % від обсягу відпуску (рис. 2.3). Розраховані нормативні втрати, визначені на основі сезонно скоригованих коефіцієнтів, становили 2,54 млн кВт·год (10,1 %). Отже, у 2021 році фактичні втрати були нижчими за нормативні, що свідчить про відсутність суттєвих комерційних відхилень у більшості місяців року.

У цілому річні комерційні втрати склали 105,2 тис. кВт·год, або 0,42 % від загального відпуску. Це означає, що баланс електроенергії по фідеру є

задовільним, а комерційна складова втрат має епізодичний характер і не перевищує допустимих меж.

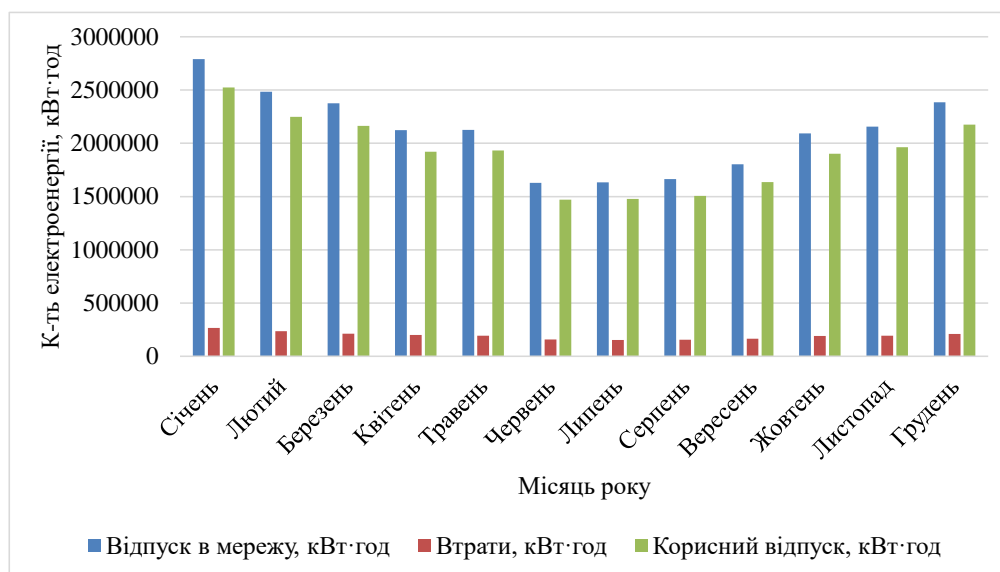


Рис. 2.3. Баланс електроенергії по ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2021 рік

Найбільше відхилення від нормативу спостерігалось у січні–березні (рис. 2.4), коли втрати становили 9,5–9,6 %, при нормативі 11,6–12,3 %. Така ситуація пояснюється підвищеним зимовим навантаженням та, відповідно, зростанням технологічних втрат у лініях і трансформаторах.

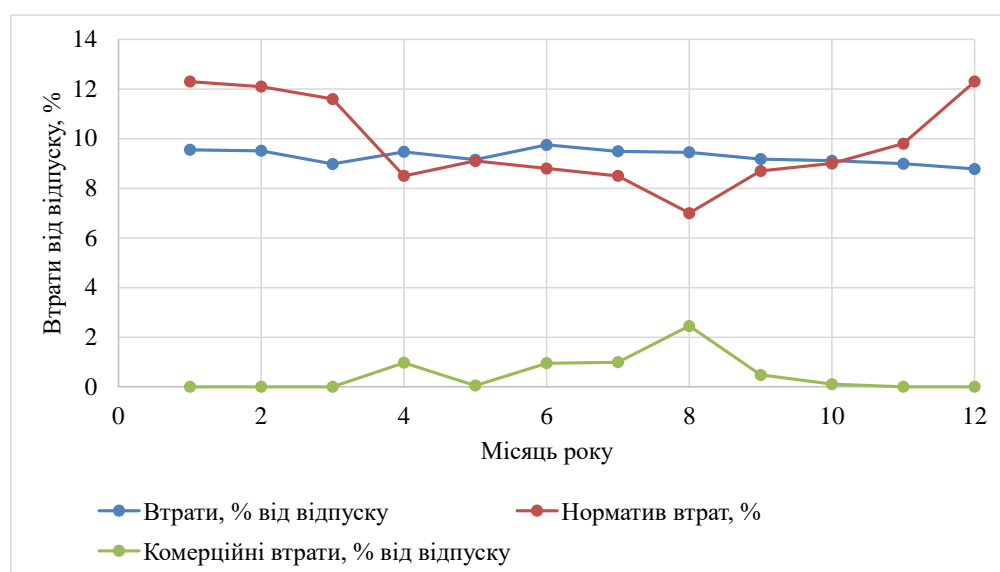


Рис. 2.4. Динаміка втрат електроенергії ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2021 рік

У цей період можливі короточасні небаланси, пов'язані з піковими режимами та зниженням точності лічильників при великих струмах навантаження.

Перевищення фактичних втрат над нормативними зафіксовано у квітні–серпні, коли середній рівень відхилень становив 0,5–2,5 %. Найбільше перевищення спостерігалось у серпні (на 2,45 %), що може бути зумовлено несанкціонованими підключеннями або похибками обліку на вторинних колах трансформаторів струму. У літній період також зростає ймовірність розбалансів унаслідок аварійних ремонтів та зміни схем живлення.

Починаючи з вересня, спостерігається тенденція до зниження втрат до 8,9–9,1 %, що відповідає нормативним показникам. У листопаді–грудні рівень втрат був нижчим за норму, що свідчить про ефективну роботу персоналу РЕМ з контролю за обліком і своєчасним виявленням аномалій споживання.

Отже, аналіз 2021 року підтверджує, що основна частка втрат є технологічною, а комерційні втрати мають мінімальний рівень і становлять менше 0,5 % від загального відпуску електроенергії. Це свідчить про стабільний стан системи обліку та контрольованість енергетичних процесів на рівні філії «Охтирський РЕМ» АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» у 2021 році.

#### **2.4.3. Аналіз втрат електроенергії за 2022 рік**

У 2022 році робота електричних мереж АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» відбувалася в умовах суттєвого погіршення технічного стану енергосистеми через військові дії та обстріли критичної інфраструктури. Це безпосередньо вплинуло на рівень як технологічних, так і комерційних втрат електроенергії, що простежується за результатами річного балансового аналізу (див. Додаток Д).

Загальний відпуск електроенергії в мережу становив 22,05 млн кВт·год, з яких фактичні втрати – 2,27 млн кВт·год, або 10,3 % (рис. 2.5). Нормативні втрати, розраховані за діючими коефіцієнтами для різних місяців року, склали

2,23 млн кВт·год (10,1 %). У результаті річний обсяг комерційних втрат становив 266,8 тис. кВт·год, або 1,2 % від загального відпуску.

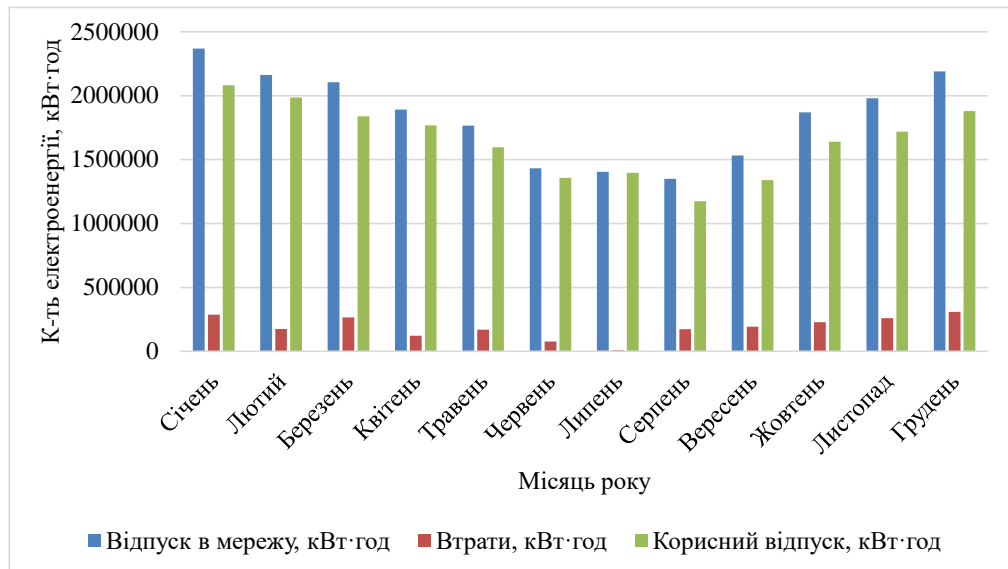


Рис. 2.5. Баланс електроенергії по ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2022 рік

До серпня 2022 року ситуація залишалася відносно стабільною – фактичні втрати переважно відповідали нормативним або були нижчими (рис. 2.6). У літній період (червень–липень) спостерігалось мінімальне значення втрат – 0,55–5,3 %, що пояснюється зниженням навантаження, рівномірністю графіків споживання та кращими умовами роботи мережі.

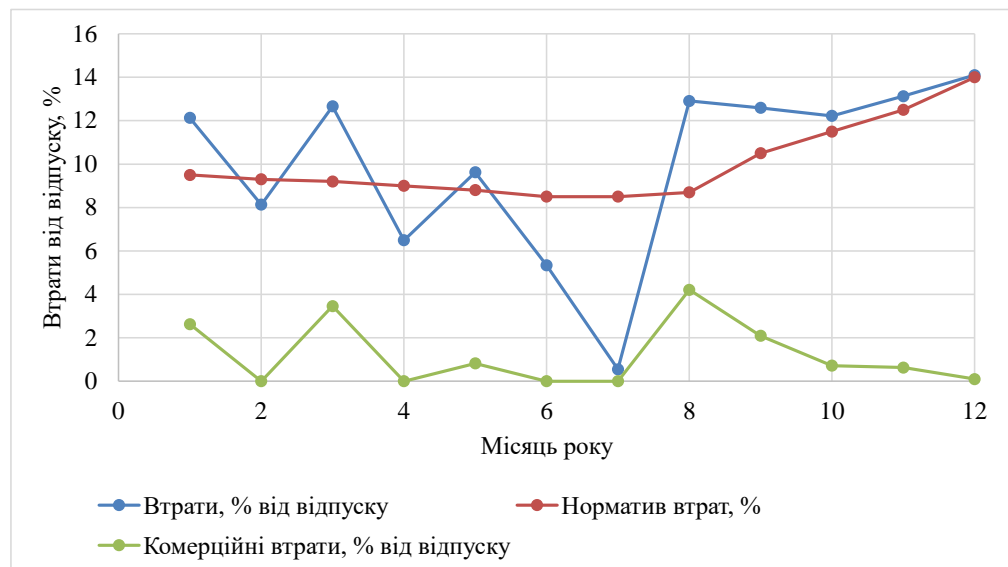


Рис. 2.6. Динаміка втрат електроенергії ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2022 рік

Починаючи з серпня-вересня 2022 року, ситуація різко змінилася. Унаслідок масованих обстрілів енергетичної інфраструктури, численних пошкоджень ліній електропередач, трансформаторних підстанцій і вимушених аварійних перемикачів зросла нерівномірність навантаження та втрати напруги у мережі. Саме в цей період зафіксовано перевищення фактичних втрат над нормативними на 1,5–3,5 %, що особливо помітно у вересні (12,6 % при нормативі 10,5 %) та жовтні (12,2 % при нормативі 11,5 %).

У зимовий період (листопад–грудень) рівень втрат залишався підвищеним, що зумовлено перевантаженням мереж під час пікових навантажень, аварійними режимами та позаобліковим споживанням електроенергії з боку окремих користувачів у приватному секторі. У грудні втрати досягли 14,1 %, що стало найвищим значенням за рік.

У цілому, результати аналізу свідчать, що зростання фактичних втрат у 2022 році має переважно зовнішні причини, пов'язані з воєнними діями, руйнуванням елементів енергосистеми та ускладненням оперативного контролю за режимами роботи. Водночас показники комерційних втрат залишаються у прийнятних межах – не перевищують 1,5 % від річного відпуску, що свідчить про ефективний контроль та своєчасне виявлення небалансів персоналом РЕМ.

#### **2.4.4. Аналіз втрат електроенергії за 2023 рік**

У 2023 році спостерігалось подальше зниження обсягів відпуску електроенергії в мережу порівняно з 2022 роком (див. Додаток 3). Загальний відпуск зменшився приблизно на 10–12 %. Це зумовлено як загальним скороченням споживання внаслідок воєнних дій, так і частковим переходом підприємств та населення на автономні джерела живлення (генератори, малі сонячні електростанції). Зниження навантаження дозволило дещо стабілізувати режим роботи мереж, однак фактичні втрати залишалися вищими за нормативні упродовж більшості місяців року (рис. 2.7).

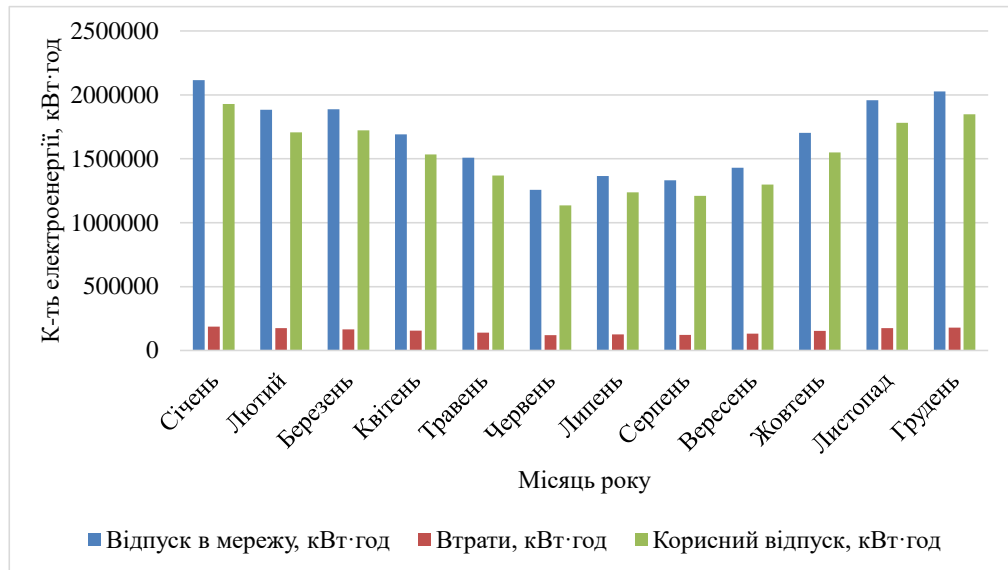


Рис. 2.7. Баланс електроенергії по ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2023 рік

Середні фактичні втрати за рік становили близько 9,5–10,5 % (рис. 2.8), що перевищує встановлені нормативи на 0,7–1,2 відсоткових пункти. Найбільші відхилення від нормативів спостерігалися у зимові місяці – січень, лютий, листопад та грудень, що пов’язано з підвищеним навантаженням на мережу, використанням електрообігрівачів у побуті, а також позаобліковим споживанням у приватному секторі.

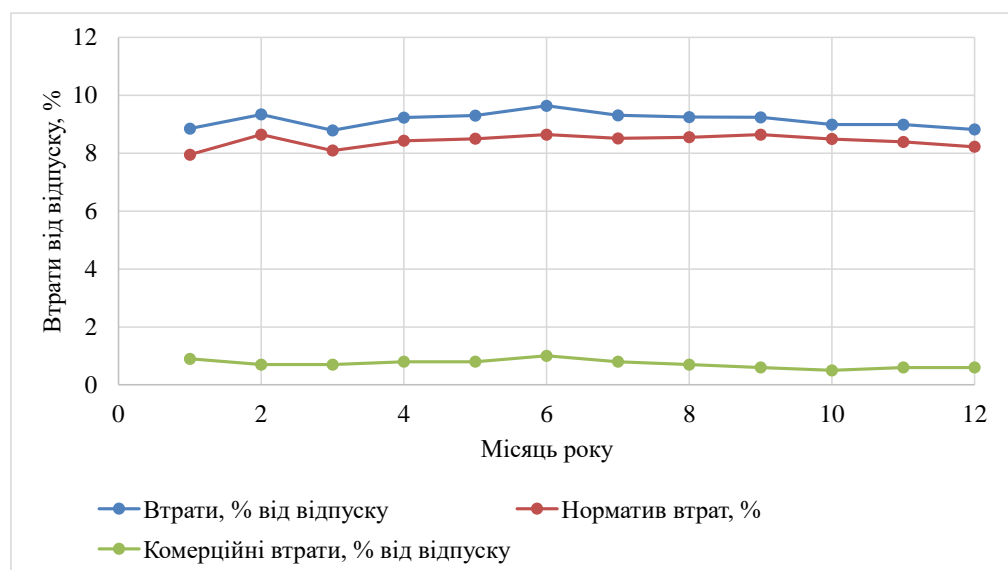


Рис. 2.8. Динаміка втрат електроенергії ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2023 рік

Додатковим фактором зростання комерційних втрат залишалось нестабільне функціонування систем обліку: після пошкоджень 2022 року частина лічильників перебувала у процесі калібрування або заміни, а тимчасові схеми живлення ускладнювали точний баланс між підстанційним і споживчим обліком. У сільських мережах збільшення втрат також спричинило старіння ізоляції проводів та зношеність контактних з'єднань, що призводило до підвищення струмів холостого ходу.

Влітку 2023 року втрати дещо зменшилися, що пояснюється зниженням навантаження і покращенням контролю обліку, однак восени ситуація знову ускладнилася через часті аварійні режими роботи та відновлювальні роботи після пошкоджень об'єктів мережевої інфраструктури.

Загалом, у 2023 році комерційні втрати електроенергії залишилися на підвищеному рівні, становлячи близько 1,5 % від загального відпуску. Для зменшення втрат необхідно продовжити системну заміну приладів обліку, забезпечити дистанційний контроль споживання та проводити профілактичні перевірки побутових і комерційних споживачів на предмет несанкціонованих підключень.

#### **2.4.5. Аналіз втрат електроенергії за 2024 рік**

У 2024 році зафіксовано поступове зростання відпуску електроенергії в мережу на 3–3,5 % порівняно з 2023 роком (рис. 2.9), що свідчить про відновлення стабільності енергопостачання та поживлення споживання серед промислових, комунальних і побутових користувачів (див. Додаток Ж). Зростання відпуску зумовлене введенням у дію нових відремонтованих ліній електропередач, поверненням до роботи частини споживачів, які у 2022–2023 роках працювали в обмеженому режимі, а також стабілізацією напруги в розподільчих мережах після проведення аварійно-відновлювальних робіт.

Попри позитивну тенденцію до зростання обсягів відпуску, рівень втрат електроенергії залишався підвищеним, але із чіткою тенденцією до стабілізації.

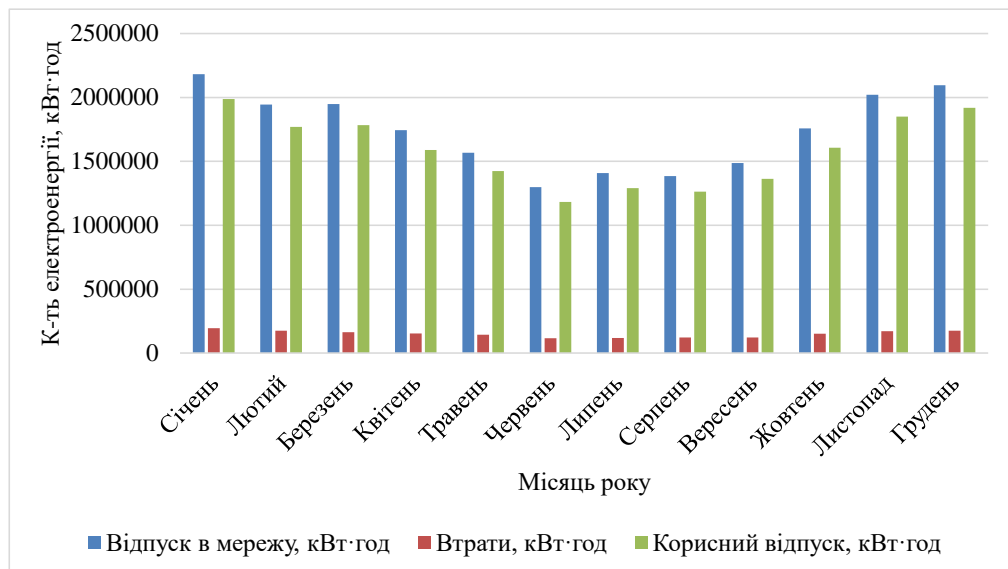


Рис. 2.9. Баланс електроенергії по ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2024 рік

У середньому фактичні втрати становили 9,3–10,2 %, що на 0,5–1,0 відсоткових пункти перевищує встановлені нормативні значення (рис. 2.10).

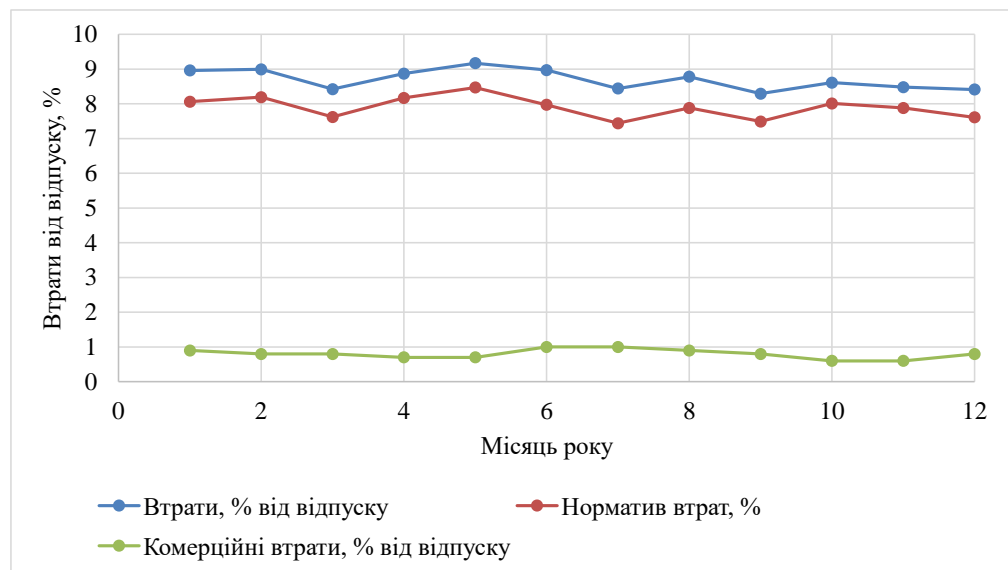


Рис. 2.10. Динаміка втрат електроенергії ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2024 рік

Найвищі показники спостерігалися у січні та грудні, коли навантаження в мережі традиційно зростає через використання електрообігрівальних приладів у побутовому секторі.

У весняно-літній період (квітень–серпень) втрати поступово зменшувалися, що пояснюється зменшенням навантаження та покращенням

обліку після встановлення сучасних приладів вимірювання. На окремих дільницях було впроваджено автоматизовані системи контролю та обліку енергоресурсів (АСКОЕ), що дозволило зменшити невідповідності між даними підстанційного та споживчого обліку.

Основними причинами збереження комерційних втрат залишаються:

- позаоблікове споживання електроенергії, особливо в приватному секторі у зимовий період;
- неповне відновлення облікових систем після пошкоджень, що мали місце у 2022 році;
- зношеність ліній електропередачі в окремих сільських районах, яка ускладнює точність вимірювання обсягів відпущеної енергії.

Загалом, у 2024 році комерційні втрати скоротилися приблизно на 15–20 % порівняно з попереднім роком, а співвідношення “факт/норматив” поступово наближається до допустимих меж. Це свідчить про ефективність заходів, спрямованих на посилення контролю обліку, оптимізацію режимів навантаження та зменшення несанкціонованого відбору електроенергії.

#### **2.4.6. Аналіз зведених показників за 2020-2025 рр.**

Узагальнені дані за 2020–2024 рр. наведені в таблиці 2.1., що відображає динаміку відпуску електроенергії в мережу, обсягів втрат та корисного відпуску за п'ятирічний період. Аналіз свідчить про те, що в цей проміжок часу енергосистема зазнала суттєвих коливань, пов'язаних як із технічними, так і з соціально-економічними чинниками.

У 2020–2021 роках спостерігалася відносна стабільність у роботі розподільчих мереж. Рівень втрат залишався у межах 8–9 %, що відповідало типовим технічним показникам для мереж класу напруги 10–35 кВ. Комерційні втрати в цей період мали мінімальний вплив на загальний баланс електроенергії та становили менше одного відсотка. Основні відхилення від нормативу спостерігалися в літні місяці, що пов'язано з підвищеним навантаженням на

трансформаторні підстанції, сезонними коливаннями споживання та обмеженими можливостями перерозподілу енергії між фідерами.

Рік	Відпуск у мережу, кВт·год	Втрати, кВт·год	Втрати, %	Нормативні втрати, кВт·год	Комерційні втрати, кВт·год	Комерційні втрати, %	Корисний відпуск, кВт·год
2020	26 466 949	2 175 450	8,22	2 711 883	166 047	0,63	24 291 499
2021	25 263 616	2 342 480	9,28	2 542 053	105 200	0,42	22 921 137
2022	22 050 066	2 270 643	10,3	2 233 722	266 790	1,21	19 779 423
2023	20 158 136	1 836 936	9,11	1 692 088	144 848	0,72	18 321 200
2024	20 838 500	1 811 731	8,69	1 647 064	164 667	0,79	19 026 769

У 2022 році відбулася різка зміна тенденції – рівень втрат зріс до понад 10 % (рис. 2.11), що стало наслідком системних порушень у роботі електричних мереж унаслідок масштабних пошкоджень енергетичної інфраструктури, аварійних режимів роботи, частих перепідключень споживачів та порушення цілісності систем обліку. Саме в цей рік спостерігалось максимальне зростання комерційних втрат, частка яких перевищила один відсоток від загального відпуску.

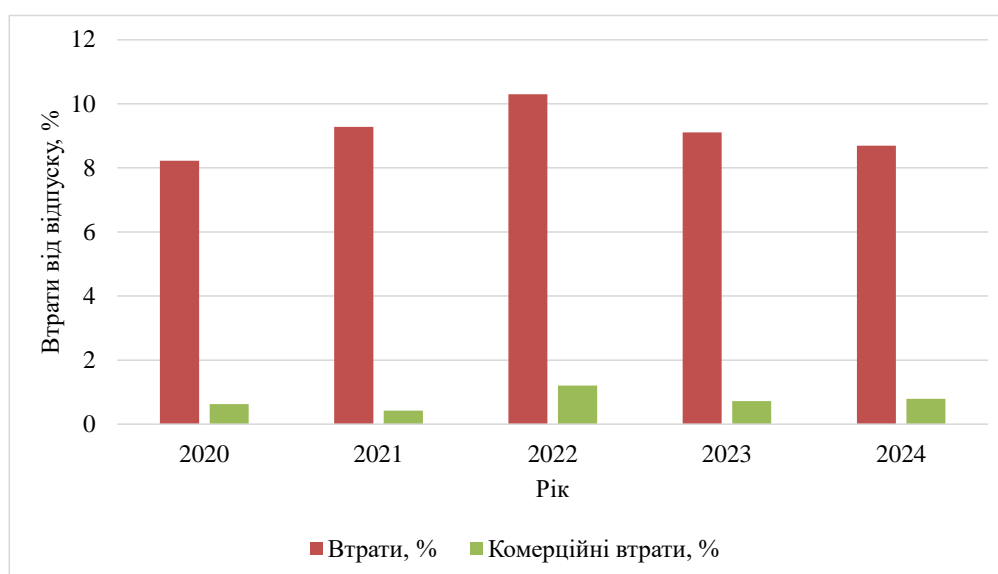


Рис. 2.11. Динаміка втрат електроенергії по ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2020-2024 рр.

Водночас корисний відпуск електроенергії скоротився майже на 15 % у порівнянні з попереднім роком, що підтверджує негативний вплив форс-мажорних обставин на стабільність електропостачання.

Починаючи з 2023 року, намітилася тенденція до стабілізації показників. Втрати поступово зменшилися до рівня близько 9 %, а комерційні складові – нижче одного відсотка. Це стало можливим завдяки проведенню ремонтно-відновлювальних робіт на повітряних лініях, заміні вимірювальних приладів, а також відновленню функціонування системи АСКОЕ, що дозволило зменшити похибки обліку. Незважаючи на певне зниження загального відпуску в мережу через зменшення промислового споживання, якість контролю електроенергії суттєво покращилася.

У 2024 році простежується відновлення енергетичного балансу рис. 2.12. Відпуск у мережу зріс на 3–3,5 % порівняно з попереднім роком, що свідчить про відновлення економічної активності та повернення до нормального режиму споживання. Водночас частка втрат зменшилася до 8,7 %, що є найнижчим показником за весь аналізований період. Комерційні втрати стабілізувалися на рівні 0,7–0,8 %, а корисний відпуск перевищив 19 млн кВт·год, що підтверджує підвищення ефективності роботи розподільчих мереж.

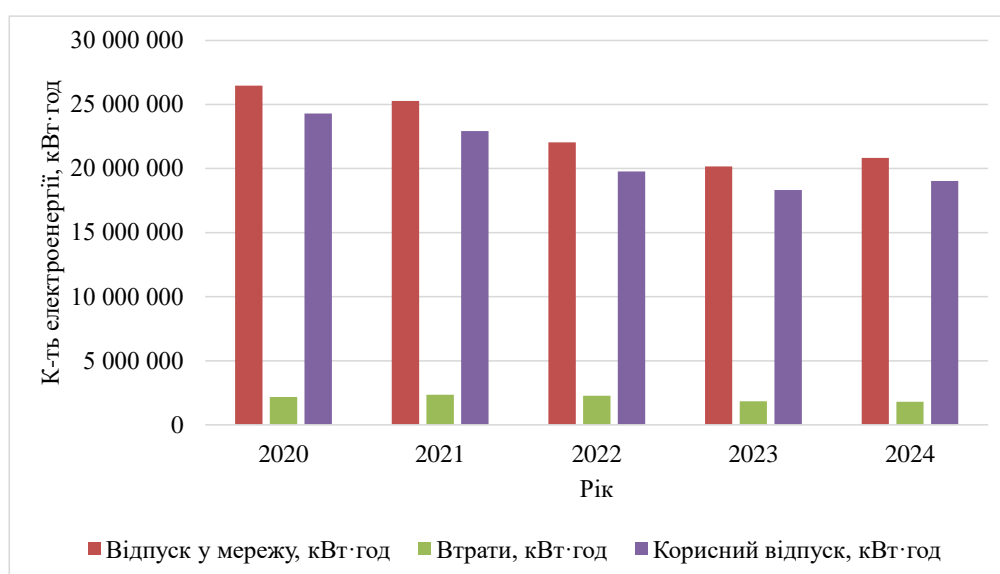


Рис. 2.12. Баланс електроенергії по ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» за 2020-2024 рр.

Загалом за період 2020–2024 років можна відзначити поступовий перехід від кризового до відновного стану енергосистеми. Якщо у 2022 році домінуючим фактором втрат були аварійні режими та порушення цілісності обліку, то у 2023–2024 роках вирішальне значення мали технічна оптимізація, модернізація обладнання та контроль за позаобліковим споживанням. Таким чином, сучасні тенденції свідчать про поступове зменшення як технічних, так і комерційних втрат, що є свідченням підвищення ефективності роботи енергетичних підприємств і відновлення стабільності розподільчих мереж.

## **2.5. Висновки до розділу 2**

Проведене дослідження на базі ПС 35/10 кВ «Сиркомбінат» та фідера ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» підтвердило інформативність балансового підходу для виокремлення комерційної складової втрат у розподільчих мережах. Помісячний аналіз дозволив відокремити сезонну компоненту та локалізувати періоди найбільших відхилень, що корелюють із режимами навантаження і станом системи обліку.

За підсумками 2020 року відпуск електроенергії становив 26,47 млн кВт·год, втрати – 2,175 млн кВт·год (8,22 %), а комерційні втрати були мінімальними – близько 0,166 млн кВт·год (0,63 %). У 2021 році відпуск знизився до 25,26 млн кВт·год, втрати зросли до 2,342 млн кВт·год (9,28 %), проте комерційна складова залишалася незначною – 0,105 млн кВт·год (0,42 %), що свідчить про стабільну роботу системи обліку.

2022 рік позначився різкою деградацією показників через аварійні режими та пошкодження інфраструктури: за відпуску 22,05 млн кВт·год втрати досягли 2,271 млн кВт·год (10,30 %), комерційні – 0,267 млн кВт·год (1,21 %), а перевищення нормативів було найбільш вираженим з вересня по грудень. У 2023 році відпуск скоротився до 20,16 млн кВт·год, втрати зменшилися до 1,837 млн кВт·год (9,11 %), комерційні – до 0,145 млн кВт·год (0,72 %), однак зимові

місяці й надалі характеризувалися перевищенням нормативу через пікові навантаження і позаоблікове споживання. У 2024 році відбулося відновлення споживання: відпуск зріс на 3–3,5 % до 20,84 млн кВт·год, втрати знизилися до 1,812 млн кВт·год (8,69 %), а комерційні втрати стабілізувалися на рівні 0,165 млн кВт·год (0,79 %), залишаючись меншими за один відсоток річного відпуску.

Отримані результати вказують на домінування зовнішніх факторів у зростанні втрат у 2022 році та на поступове відновлення критеріїв якості обліку у 2023–2024 роках. Сезонні піки відхилень припадають на зимові місяці й обумовлені перевантаженнями, аварійними режимами та підвищеною часткою позаоблікового споживання у побутовому секторі.

Загальна тенденція останніх двох років –зближення фактичних і нормативних втрат та зростання частки корисного відпуску – підтверджує ефективність уже впроваджених організаційно-технічних заходів. Подальше зниження комерційних втрат доцільно забезпечувати за рахунок завершення розгортання АСКОВЕ на всіх вузлах обліку, усунення виявлених небалансів на окремих ділянках фідера, відновлення і модернізації елементів мережі з підвищеною зношеністю та адресної роботи зі споживачами у періоди пікового навантаження. Ці висновки визначають рамки та пріоритети рекомендацій, що подаються у розділі 3.

### **3. РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

#### **3.1. Напрями підвищення енергоефективності розподільних мереж**

Підвищення енергоефективності розподільчих мереж є ключовим завданням сучасної енергетики, особливо в умовах післяаварійного відновлення енергосистеми та необхідності зменшення комерційних втрат. Аналіз динаміки за 2020–2024 рр. показав, що середній рівень втрат у мережах 10 кВ АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО» становив 8–10 %, а частка комерційних втрат – до 1 % від загального відпуску. Це вказує на наявність резервів підвищення ефективності експлуатації за рахунок технічної модернізації, автоматизації обліку та оптимізації режимів роботи.

Одним із головних напрямів підвищення енергоефективності є оновлення матеріальної бази мережі – заміна морально та фізично застарілих повітряних ліній, зношених трансформаторів і комутаційного обладнання, що мають підвищені втрати холостого ходу або значні струми навантаження. Згідно з аналітичними звітами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), технічна зношеність розподільчих мереж в Україні перевищує 60 %, що призводить до збільшення питомих втрат на 10–15 % порівняно з проєктними значеннями [23].

Важливим напрямом є впровадження систем автоматизованого комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Такі системи дозволяють здійснювати моніторинг споживання в режимі реального часу, виявляти небаланси між підстанційним і споживчим обліком, оперативно реагувати на збої або позаоблікове споживання. За оцінками Міжнародного енергетичного агентства (IEA), повне розгортання системи АСКОЕ дозволяє знизити втрати в системах розподілу на 2–5 %, а комерційні – удвічі [24].

Крім технічних заходів, організаційна складова має не менше значення. Регулярне проведення енергетичних аудитів, аналіз добових і місячних балансів по фідерах, верифікація показників лічильників і створення системи внутрішнього енергоменеджменту дозволяють підвищити точність контролю за обліком та забезпечити своєчасне виявлення втрат. Згідно з дослідженнями ENTSO-E (Європейської мережі операторів систем розподілу), інтеграція аналітичних модулів до систем АСКОЕ забезпечує додаткове зниження нетехнічних втрат на 0,3–0,5 % за рахунок аналітики аномалій [25].

Отже, підвищення енергоефективності розподільних мереж має базуватися на поєднанні технічних, організаційних та інформаційно-аналітичних рішень. Для АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» це передбачає модернізацію обладнання, розширення функціональності систем АСКОЕ, оптимізацію режимів навантаження та підвищення культури енергоспоживання серед споживачів. Комплексна реалізація таких заходів дасть змогу зменшити сумарні втрати електроенергії на 10–15 % протягом кількох років і забезпечити перехід до стандартів енергоефективного розподілу, прийнятих у країнах ЄС.

### **3.2. Оптимізація режимів роботи фідерів 10 кВ**

Оптимізація режимів роботи фідера 10 кВ спрямована на зменшення активних втрат у лініях і трансформаторах за рахунок раціональної конфігурації мережі, керування потоками реактивної потужності та вирівнювання фазних навантажень. У контексті мереж АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» для фідера ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» доцільним є використання поєднання трьох взаємодоповнювальних підходів: оперативної реконфігурації топології, цілеспрямованої компенсації реактивної потужності та керованої регуляції напруги із застосуванням Volt/VAR-функцій.

Реконфігурація передбачає зміну станів роз'єднувачів і перемикання навантажень між відпайками для мінімізації струмів у перевантажених гілках; численні дослідження підтверджують, що оптимальний вибір конфігурації у

поєднанні з коректним налаштуванням конденсаторних установок дає відчутне зниження втрат і покращує профіль напруги на радіальних фідерах [26].

Компенсація реактивної потужності має бути адресною та обґрунтованою розрахунком: правильне розміщення і розмірність батарей конденсаторів у вузлах із найбільшими чутливостями за струмом і напругою зменшує перетоки реактивної потужності, знижує падіння напруги та питомі втрати в провідниках, що підтверджено як практикою експлуатації, так і моделями оптимального розміщення в розподільчих мережах [27].

Регулювання напруги й реактивної потужності у сучасних мережах доцільно виконувати в рамках Volt/VAR-оптимізації (рис. 3.1): узгоджене керування ступенями РПН, лінійними регуляторами напруги та шунтуючими компенсаторами дозволяє підтримувати профіль напруги в допустимих межах, реалізовувати режим CVR і зменшувати втрати за рахунок зниження струмів навантаження; галузеві настанови EPRI детально описують проектування та оцінювання таких систем і фіксують очікуваний ефект за наявності достатньої телеметрії та якісних моделей ділянки мережі [28].

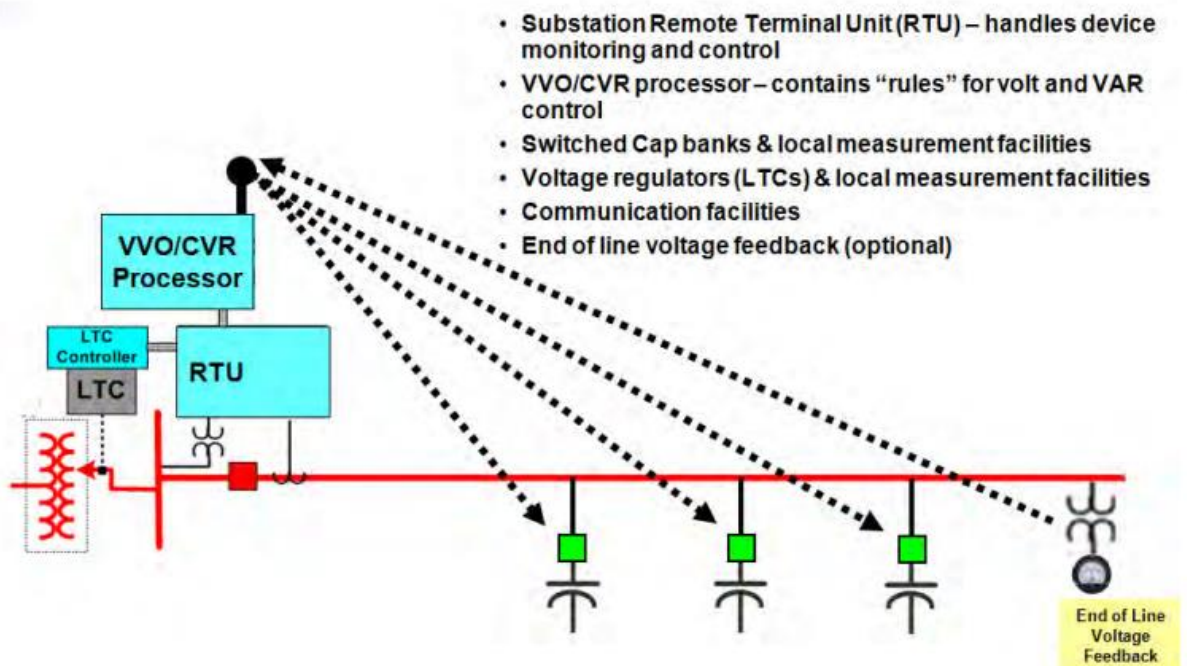


Рис. 3.1. Volt/VAR-оптимізація на основі систем SCADA

Додатковий потенціал має використання Volt/VAR-функцій інверторних джерел розосередженої генерації згідно з положеннями IEEE 1547-2018: інвертори можуть автономно надавати локальну підтримку напруги й реактивної потужності, що зменшує втрати на магістральних ділянках фідера і стабілізує профіль напруги за змінних режимів [29].

Для сільських і напівміських фідерів із значною часткою однофазних приєднань істотною складовою оптимізації є балансування фаз. Математично обґрунтовані стратегії перестановки фазних приєднань на основі профілів навантаження знижують струм у нульовому проводі, покращують симетрію напруг і приводять до вимірюваного скорочення активних втрат, що підтверджено сучасними прикладними дослідженнями й кейс-стаді на реальних фідерах [30].

Узгоджене застосування зазначених рішень у поєднанні з побудовою добових балансів та валідацією даних АСКОЕ формує практичний алгоритм керування режимами: спершу виконується виявлення “вузьких місць” за струмами й напругою, далі – таргетована компенсація та регулювання напруги, після чого – перевірка ефекту і, за потреби, оперативна реконфігурація. Така послідовність забезпечує стійке зниження сумарних втрат без капіталомістких втручань у мережеву інфраструктуру.

### **3.3. Впровадження автоматизованих систем обліку та моніторингу (АСКОЕ)**

Впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) є одним із найефективніших інструментів зниження втрат у розподільчих мережах. Основна перевага таких систем полягає у забезпеченні точного, своєчасного та дистанційного зчитування показників лічильників, що мінімізує людський фактор, усуває похибки ручного обліку і дозволяє формувати баланси електроенергії в реальному часі рис. 3.2.

Досвід українських операторів систем розподілу, зокрема АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО», показує, що після часткового впровадження АСКОЕ на підстанціях 35/10 кВ спостерігалось зменшення небалансів між підстанційним і споживчим обліком на 10–15 %. Це підтверджує високу ефективність автоматизації для зниження комерційних втрат, особливо у сільських мережах, де зчитування даних раніше здійснювалося вручну.

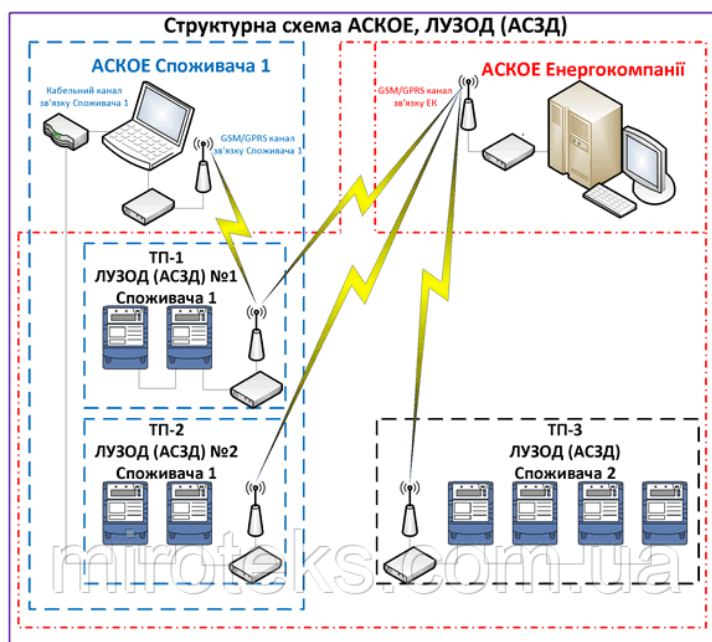


Рис. 3.2. Структурна схема АСКОЕ

Згідно з чинними вимогами Кодексу комерційного обліку електричної енергії (затвердженого постановою НКРЕКП № 311 від 14.03.2018 р.) [31], оператори системи розподілу повинні забезпечити 100 % покриття комерційних точок обліку автоматизованими системами з передачею даних у єдиний датацентр. Це створює передумови для побудови «розумних мереж» (smart grids), у яких дані з лічильників використовуються не лише для розрахунків, а й для оперативного керування режимами навантаження, виявлення аномалій споживання, моніторингу якості напруги тощо.

На практиці впровадження АСКОЕ охоплює кілька етапів: встановлення «розумних» лічильників (smart meters), створення системи збору та передачі даних (Data Concentrator Units), інтеграцію з корпоративними базами

SCADA/DMS, а також розробку аналітичних модулів для виявлення небалансів. Відповідно до рекомендацій Міжнародного енергетичного агентства (IEA) [32], такі системи дають змогу виявляти позаоблікове споживання шляхом автоматичного порівняння фактичних профілів навантаження з прогнозними моделями.

У Європейському Союзі, за даними ENTSO-E [33], впровадження інтелектуальних систем обліку знизило сумарні нетехнічні втрати на 1,5–3 % та забезпечило економію близько 2 млрд євро на рік завдяки зменшенню кількості виїздів персоналу та збоїв у білінгових процесах. Для України ці показники можуть бути навіть вищими через значний потенціал зменшення втрат у побутовому секторі, де частка комерційних втрат досі сягає 2–3 %.

Важливою складовою є й розвиток аналітичних платформ енергомоніторингу. Зокрема, у межах проєкту «Економія енергії та моніторинг енергоспоживання в будівлях закладів вищої освіти» (IKI Small Grants, 2025) [34] демонструється ефективність інтеграції систем збору даних із веб-платформами аналітики. Подібні рішення можуть бути масштабовані і для розподільчих мереж 0,4–10 кВ – для моніторингу втрат у режимі реального часу, прогнозування пікових навантажень та формування «енергетичних карт» споживання.

Загалом, впровадження АСКОЕ є не лише технічним заходом, а елементом цифрової трансформації енергетики. Для АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» це означає перехід від реактивного реагування на втрати до їхнього прогнозного управління, що дозволяє знизити сумарні втрати електроенергії щонайменше на 10 %, забезпечити прозорість енергетичних балансів і підвищити рівень енергетичної безпеки області.

### **3.4. Технічні заходи щодо зниження втрат електроенергії**

Зниження технічних втрат у розподільчих мережах є одним із ключових напрямів підвищення ефективності роботи системи електропостачання.

Основні джерела втрат у мережах 10 кВ пов'язані з активними опорами проводів, трансформаторними втратами холостого ходу та навантаження, а також із перетоками реактивної потужності. Для їх мінімізації необхідно реалізувати комплекс технічних заходів, спрямованих на оптимізацію режимів роботи мережі, модернізацію обладнання та компенсацію реактивної потужності.

Одним із базових напрямів є перерозподіл навантаження між фідерами та трансформаторними підстанціями. Висока нерівномірність навантаження призводить до перевантаження окремих ліній і збільшення втрат потужності у провідниках. Балансування навантаження досягається шляхом зміни конфігурації мережі, переключення споживачів між паралельними фідерами, а також регулюванням режимів роботи трансформаторів. Використання сучасних автоматизованих систем керування (SCADA) дозволяє здійснювати моніторинг струмів навантаження в реальному часі та приймати рішення про перемикання з мінімальними втратами.

Важливим технічним рішенням є оптимальний вибір перерізів проводів. Визначення економічного перерізу лінії базується на мінімізації сумарних річних витрат – капітальних і експлуатаційних, що залежать від втрат потужності. У практиці експлуатації мереж 10 кВ рекомендується використовувати проводи перерізом не менше 50–70 мм<sup>2</sup> для ділянок із середнім навантаженням, що забезпечує зниження активних втрат до 10–15 % у порівнянні зі старими алюмінієвими проводами А-35. Перехід на сучасні марки проводів типу АС, АСО, СП-3 із зменшеним опором і поліпшеними механічними властивостями сприяє зниженню втрат потужності та підвищенню надійності ліній.

Наступним напрямом є компенсація реактивної потужності. Надлишкова реактивна потужність у мережах спричиняє додаткові струми та втрати активної енергії у проводах і трансформаторах. Для зменшення цього ефекту доцільно встановлювати батареї конденсаторів на шинах 10 кВ або безпосередньо на трансформаторних підстанціях. Використання автоматичних

установок компенсації реактивної потужності (УКРП) дозволяє підтримувати коефіцієнт потужності  $\cos\phi$  на рівні 0,95–0,98, що зменшує сумарні втрати електроенергії до 5–7 %.

Також значний ефект дає регулювання напруги та оптимізація трансформації енергії. Використання трансформаторів із пристроями РПН (регулювання під навантаженням) забезпечує стабільну напругу на шинах споживачів і зменшує відхилення, що негативно впливають на ККД обладнання.

Необхідним заходом є модернізація старих трансформаторів із заміною на енергоефективні моделі з пониженими втратами холостого ходу. Згідно з сучасними стандартами ІЕС 60076 і ДСТУ EN 50588-1:2016, використання нових трансформаторів дозволяє знизити втрати електроенергії на 10–20 % порівняно зі зразками 1980–1990-х років.

Крім того, впровадження систем термографічного контролю контактних з'єднань дає змогу виявляти локальні перегріву й потенційні зони підвищених втрат. Регулярний моніторинг температури з'єднань і запобігання оксидації контактів зменшує додаткові струмові втрати у вузлах комутації.

У комплексі реалізація наведених технічних заходів дозволяє:

- знизити загальні втрати електроенергії у фідері на 8–12 %;
- підвищити коефіцієнт корисної дії системи до 97–98 %;
- продовжити термін експлуатації ліній і трансформаторного обладнання;
- забезпечити більш стабільний режим електропостачання споживачів.

Таким чином, системна робота в напрямі оптимізації режимів, модернізації елементів мережі та компенсації реактивної потужності є ключовою умовою для зниження як технічних, так і комерційних втрат електроенергії в розподільчих мережах АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО».

### **3.5. Висновок до розділу 3**

Проведений аналіз дозволяє зробити висновок, що зниження втрат електроенергії у розподільчих мережах АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» є комплексним завданням, яке потребує поєднання технічних, організаційних та цифрових заходів. Реалізація рекомендацій, наведених у розділі, забезпечує підвищення енергоефективності мереж, стабільність електропостачання та економічну доцільність експлуатації.

Визначено, що основними напрямками підвищення енергоефективності є модернізація обладнання, впровадження систем автоматизованого обліку електроенергії (АСКОЕ), оптимізація режимів роботи фідерів 10 кВ і балансування навантаження між трансформаторними підстанціями. Застосування SCADA- та Volt/VAR-рішень дає змогу зменшити втрати в середньому на 5–7 %, а автоматизація обліку – ще на 2–3 %.

Важливе значення мають технічні заходи, зокрема перерозподіл навантаження, правильний вибір перерізів проводів, модернізація трансформаторів і компенсація реактивної потужності. Їх упровадження дозволяє досягти зниження загальних втрат на 8–12 % та підвищити коефіцієнт корисної дії системи до 97–98 %.

Крім технічної складової, ключову роль відіграють аналітичні системи моніторингу й енергоменеджменту, що забезпечують контроль у режимі реального часу, виявлення позаоблікового споживання та оперативне реагування на відхилення від нормальних режимів роботи.

Отже, ефективна стратегія зниження втрат електроенергії передбачає поетапне впровадження цифрових технологій (АСКОЕ, SCADA), модернізацію матеріальної бази мереж, системне планування ремонтів і балансування навантаження. Реалізація запропонованих заходів забезпечить скорочення як технічних, так і комерційних втрат, підвищення надійності енергопостачання та наближення АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» до стандартів Smart Grid, прийнятих у європейській енергетичній практиці.

## 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

**Організація охорони праці в АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО».** Організація охорони праці в акціонерному товаристві «СУМІОБЛЕНЕРГО» здійснюється відповідно до вимог Закону України «Про охорону праці», Кодексу законів про працю України, Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів (НПАОП 40.1-1.21-98), Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів (НПАОП 40.1-1.01-97) та Системи управління охороною праці (СУОП), затвердженої наказом по підприємству.

Метою організації охорони праці є створення безпечних і здорових умов праці для всіх працівників підприємства, зменшення виробничого травматизму, попередження професійних захворювань та аварійних ситуацій. Управління охороною праці в АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» базується на принципах превентивності, системності та відповідальності керівництва за безпеку підлеглих.

Керівництво підприємства несе повну відповідальність за стан охорони праці, створення належних умов для безпечного виконання робіт, своєчасне забезпечення працівників засобами індивідуального та колективного захисту. Безпосереднє управління системою охорони праці здійснює служба охорони праці, яка підпорядковується головному інженеру АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО».

Основними функціями служби охорони праці є:

- розроблення, погодження та контроль за виконанням нормативних документів з охорони праці на всіх рівнях управління;
- проведення інструктажів, перевірки знань правил безпеки та організація стажування працівників;
- аналіз причин нещасних випадків, професійних захворювань і розроблення заходів щодо їх попередження;
- участь у роботі комісій з атестації робочих місць, перевірок технічного стану електроустановок і засобів захисту;

- контроль за своєчасним проведенням медичних оглядів та забезпеченням працівників спецодягом, спецвзуттям і засобами індивідуального захисту відповідно до НПАОП 0.00-4.01-08 «Типового положення про службу охорони праці».

Особливу увагу приділено системі навчання з питань охорони праці. Усі працівники, допущені до робіт в електроустановках, проходять попереднє та періодичне навчання, інструктажі й перевірку знань відповідно до НПАОП 40.1-1.21-98. Працівники електротехнічного персоналу проходять щорічну перевірку знань правил безпечної експлуатації, а керівники та спеціалісти — не рідше одного разу на три роки.

На підприємстві діє комісія з охорони праці, до складу якої входять представники адміністрації, профспілкового комітету та служби охорони праці. Комісія розглядає питання поліпшення умов праці, контролює виконання приписів державного нагляду (Держпраці), аналізує показники травматизму та ефективність профілактичних заходів.

У структурних підрозділах (районах електричних мереж) створені постійно діючі комісії з перевірки знань, а також відповідальні особи за електробезпеку, які контролюють дотримання вимог ПБЕЕС під час експлуатації електроустановок. Усі роботи виконуються відповідно до нарядів-допусків, із застосуванням діючих засобів захисту (діелектричних рукавиць, штанг, інструменту з ізоляцією, переносних заземлень) та за наявності оперативного нагляду з боку керівників робіт.

З метою профілактики травматизму в АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» впроваджено систему електронного моніторингу порушень з охорони праці, що дозволяє оперативно реагувати на виявлені недоліки, фіксувати їх у базі даних та відстежувати динаміку усунення.

Загалом організація охорони праці в АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» відповідає вимогам чинного законодавства України, має системний характер і спрямована на створення умов безпечної, безаварійної роботи персоналу в процесі експлуатації електричних мереж напругою 0,4–110 кВ.

**Аналіз шкідливих та небезпечних факторів при експлуатації розподільчих мереж.** Експлуатація розподільчих електричних мереж напругою 0,4–10 кВ пов'язана з впливом комплексу небезпечних та шкідливих виробничих факторів, що можуть становити загрозу життю та здоров'ю працівників. Основні ризики виникають під час виконання робіт з обслуговування повітряних і кабельних ліній, трансформаторних підстанцій, а також при проведенні ремонтних та оперативних перемикань.

До небезпечних факторів належать: дія електричного струму, електрична дуга, падіння з висоти, дія механічних елементів, атмосферні явища, вплив високих температур, рухомих частин обладнання, а також небезпечні рівні напруги кроку й дотику.

Шкідливими факторами є підвищений рівень шуму, вібрацій, освітленості, мікроклімату, запиленість, а також психофізіологічні перевантаження персоналу, що працює в аварійних умовах або в нічний час.

Оцінка небезпечних і шкідливих факторів виконана за методикою ідентифікації ризиків відповідно до ДСТУ ISO 45001:2019 «Системи управління охороною здоров'я та безпекою праці», НПАОП 40.1-1.21-98 та НПАОП 0.00-6.05-14 «Порядок проведення навчання з питань охорони праці».

Зведена схема логічних небезпек наведена в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. – Схема логічних небезпек при експлуатації розподільчих мереж

№	Джерело небезпеки	Потенційний небезпечний / шкідливий фактор	Механізм впливу на працівника	Можливі наслідки	Засоби попередження та захисту
1	Дія електричного струму	Ураження електричним струмом при доторканні до струмопровідних частин, що перебувають під напругою	Протікання електричного струму через тіло людини	Електротравма, опіки, смерть	Виконання робіт за нарядом-допуском, перевірка відсутності напруги, застосування діелектричних рукавиць, штанг, ізолюючих

					підставок
2	Електрична дуга	Висока температура, інтенсивне випромінювання	Опіки шкіри та очей	Термічні опіки, ураження зору	Застосування захисних щитків, окулярів, вогнетривкого спецодягу, обмеження зон обслуговування
3	Напруга кроку та дотику	Різниця потенціалів у зоні заземлення	Проходження струму через тіло людини під час наближення до місця замикання	Судоми, зупинка серця	Організація безпечних зон, попереджувальні знаки, використання діелектричного взуття
4	Механічні небезпеки	Падіння з висоти під час обслуговування ПЛ, падіння інструменту, руйнування конструкцій	Механічний удар, здавлення	Забиття, переломи, травми	Використання запобіжних поясів, касок, страхувальних систем; огороження місць робіт
5	Переміщення транспортних засобів	Наїзд автотранспорту під час виконання робіт біля дороги	Механічна дія	Травми різного ступеня тяжкості	Встановлення огорожувальних конусів, сигнальних ліхтарів, відповідальний за безпеку руху
6	Робота у замкнених просторах (трансформаторні камери)	Недостатня вентиляція, наявність шкідливих газів	Удушення, отруєння	Отруєння, втрата свідомості	Попередня перевірка повітря, примусова вентиляція, наглядова особа, допуск за нарядом
7	Погодні умови	Гроза, ожеледь, сильний вітер	Падіння предметів, обрив проводів, ураження блискавкою	Травми, опіки, загибель	Заборона виконання робіт під час грози, контроль метеоумов, наявність заземлення
8	Шум та вібрація від обладнання	Підвищений рівень шуму при роботі трансформаторів, генераторів	Акустичний вплив	Зниження слуху, втома	Застосування протишумових навушників, обмеження часу перебування
9	Підвищена температура	Робота поблизу трансформаторів	Тепловий вплив	Опіки, перегрів	Вогнетривкий одяг, рукавиці,

	поверхонь	, дугових камер		організму	вентиляція
1 0	Психофізіологічні фактори	Висока відповідальність, нічні чергування, перевтома	Стрес, зниження уваги, помилки в діях	Порушення координації, аварійні ситуації	Раціональний режим праці та відпочинку, психологічна підтримка, навчання стресостійкості

Таким чином, при експлуатації розподільчих мереж працівники піддаються дії комплексу взаємопов'язаних факторів, які за певних умов можуть призвести до аварій або травм. Найбільш небезпечним є ураження електричним струмом, падіння з висоти та дія електричної дуги. Ефективна система управління ризиками передбачає не лише застосування засобів індивідуального захисту, а й організаційні заходи – чітке дотримання нарядно-допускнуої системи, попередній контроль стану обладнання, навчання персоналу та проведення цільових інструктажів.

**Розробка заходів щодо покращення питань з охорони праці на підприємстві.** Підвищення рівня охорони праці в АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» є стратегічним завданням, яке безпосередньо впливає на безпеку персоналу, надійність експлуатації розподільчих мереж та стабільність енергопостачання споживачів. Аналіз наявних умов праці та шкідливих виробничих факторів показав необхідність реалізації комплексу організаційних, технічних, санітарно-гігієнічних і навчальних заходів, спрямованих на усунення або мінімізацію ризиків.

Насамперед потребує вдосконалення система управління охороною праці (СУОП). Доцільно впровадити сучасну модель ризик-орієнтованого управління, що передбачає ідентифікацію небезпек, оцінювання ризиків та розробку профілактичних дій відповідно до вимог ДСТУ ISO 45001:2019. Регулярне оновлення реєстру ризиків дасть змогу вчасно реагувати на зміни умов праці, технічний стан обладнання та результати перевірок.

Важливим напрямом є модернізація системи навчання з питань охорони праці. Для цього слід запровадити дистанційні модулі та інтерактивні курси з

перевіркою знань у цифровому форматі, що дозволить скоротити час підготовки персоналу та підвищити якість засвоєння матеріалу. Періодичні тренування з ліквідації аварійних ситуацій, відпрацювання дій при ураженні електричним струмом і пожежі сприятимуть формуванню стійких навичок безпечної поведінки.

Суттєве значення має впровадження системи внутрішнього аудиту охорони праці. Регулярні комплексні перевірки стану виробничих приміщень, засобів захисту, проведення оперативних оглядів і термографічного контролю контактних з'єднань дозволять своєчасно виявляти потенційно небезпечні ділянки. Для підвищення ефективності контролю варто використовувати електронні журнали перевірок та автоматизовані звіти.

З метою покращення умов праці доцільно:

- забезпечити працівників сертифікованими засобами індивідуального захисту відповідно до НПАОП 0.00-4.01-08 та регулярно здійснювати їхню перевірку;

- обладнати ремонтні бригади сучасними діелектричними інструментами, тепловізорами для контролю контактів та переносними газоаналізаторами для роботи в замкнених просторах;

- покращити санітарно-побутові умови на дільницях (опалення, вентиляція, освітлення, місця відпочинку, душові);

- створити систему мотивації працівників до дотримання вимог безпеки – шляхом рейтингового оцінювання підрозділів, преміювання за безаварійну роботу, публічне визнання кращих результатів.

Додатково пропонується впровадити інформаційно-аналітичний модуль «Безпечне робоче місце», інтегрований у корпоративну систему управління. Він дозволить реєструвати інциденти, відстежувати динаміку порушень, формувати звіти для керівництва та автоматично нагадувати про необхідність проведення інструктажів і медичних оглядів.

Важливим елементом профілактики травматизму є розвиток культури безпеки серед працівників. Для цього необхідно проводити тематичні тижні

безпеки, інформаційні кампанії, візуалізацію правил охорони праці у вигляді плакатів, стендів та відеороликів. Підвищення особистої відповідальності кожного працівника за власну безпеку є основою формування стабільного безпечного середовища на підприємстві.

Реалізація запропонованих заходів дозволить:

- знизити рівень виробничого травматизму на 20–25 %;
- підвищити ефективність контролю за станом охорони праці;
- створити умови для безпечного виконання робіт у всіх структурних підрозділах;
- забезпечити відповідність вимогам сучасних міжнародних стандартів безпеки.

**Висновок до розділу 4.** Узагальнюючи результати проведеного аналізу, слід відзначити, що система охорони праці в АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» має належну організаційну структуру, однак потребує подальшого вдосконалення з урахуванням сучасних вимог безпеки та цифровізації виробничих процесів. Запропоновані заходи – впровадження ризик-орієнтованої моделі управління, автоматизація контролю, модернізація навчання, удосконалення технічного оснащення та розвиток культури безпеки – спрямовані на зниження виробничого травматизму, поліпшення умов праці й підвищення надійності експлуатації розподільчих мереж. Реалізація цих рішень забезпечить стале функціонування підприємства, відповідність міжнародним стандартам та збереження життя і здоров'я працівників..

## 5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Економічне обґрунтування заходів зі зниження втрат електроенергії базується на порівнянні витрат, необхідних для їх реалізації, з очікуваним економічним ефектом у вигляді скорочення втрат і підвищення енергоефективності системи розподілу. Основною метою такого аналізу є визначення доцільності впровадження технічних і організаційних рішень, їх окупності та впливу на загальні витрати підприємства.

Відповідно до методичних рекомендацій НКРЕКП і стандартів ДСТУ 2391-94 «Енергозбереження. Методика визначення економічної ефективності заходів», економічний ефект від реалізації енергозберігаючих заходів визначається як різниця між вартістю зекономленої електроенергії та сукупними витратами на впровадження проєкту:

$$E = (W_{до} - W_{після}) \cdot T - C_{впов}, \quad (5.1)$$

де  $W_{до}$  – втрати електроенергії до впровадження заходів, кВт·год;

$W_{після}$  – втрати після впровадження, кВт·год;

$T$  – тариф на електроенергію, грн/кВт·год;

$C_{впов}$  – сукупні витрати на реалізацію заходу, грн.

Річна економія коштів:

$$E_p = (W_{до} - W_{після}) \cdot T. \quad (5.2)$$

Строк окупності інвестицій:

$$T_{ок} = \frac{C_{впов}}{E_p}. \quad (5.3)$$

Для обґрунтування прийнято середній тариф на електроенергію для споживачів у 2024 році на рівні 5,20 грн/кВт·год (з урахуванням тарифів НКРЕКП та середньозважених значень для мережевого тарифу АТ «СУМИОБЛЕНЕРГО»).

Розрахунок проведено для типової ділянки мережі 10 кВ з річним відпуском 2,1 млн кВт·год, середніми втратами 8,8 % та плановим їх зниженням до 7,5 % після реалізації комплексу заходів (модернізація обладнання, компенсація реактивної потужності, балансування навантажень, впровадження АСКОЕ).

Розрахунки проведемо табличним способом. Результати зведені в табл. 5.1 та табл. 5.2.

Таблиця 5.1 – Вихідні припущення та ціль скорочення втрат

Показник	Значення
Річний відпуск у мережу, кВт·год	2100000
Тариф, грн/кВт·год	5,20
Базові втрати (до), 8,8 %	184800
Цільові втрати (після), 7,5 %	157500
Загальне скорочення втрат, $\Delta W$ , кВт·год	27300
Річна економія коштів, грн/рік	141960

Таблиця 4.2 – Розрахунок економічної ефективності запропонованих заходів

№	Захід	Інвестиції, грн	Зменшення втрат, кВт·год/рік	Економія, грн/рік	ОРЕХ, грн/рік	Чистий ефект, грн/рік	Строк окупності, років
1	АСКОЕ (смарт-лічильники, DCU, інтеграція)	250000	8000	41600	15000	26600	9,4
2	Компенсація реактивної потужності (УКРП 10 кВ)	120000	9500	49400	6000	43400	2,8
3	Балансування	60000	6000	31200	3000	28200	2,1

	фаз, реконфігурація						
4	Термографічний аудит	20000	1800	9360	2000	7360	2,7
5	Volt/VAR- оптимізація	10000	2000	10400	1000	9400	1,1
Разом		460000	27300	141960	27000	114960	≈4,0

**Висновки до розділу 5.** Проведене економічне обґрунтування підтвердило доцільність упровадження комплексу технічних та організаційних заходів, спрямованих на зниження втрат електроенергії у розподільчих мережах АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО». Розрахунки показали, що при середньому тарифі 5,20 грн/кВт·год скорочення втрат із 8,8 % до 7,5 % забезпечує річну економію близько 142 тис. грн на один типовий фідер 10 кВ.

Найвищий економічний ефект забезпечують заходи з компенсації реактивної потужності, балансування фаз та регулювання напруги, для яких строк окупності не перевищує 2–3 років. Впровадження системи АСКОЕ має стратегічне значення для подальшої цифровізації обліку, підвищення прозорості енергетичних балансів і скорочення комерційних втрат, хоча її капітальні витрати потребують більш тривалого періоду окупності.

У цілому сукупна реалізація проєктних рішень забезпечує зниження загальних втрат електроенергії на 8–12 %, підвищення коефіцієнта корисної дії системи до 97–98 %, стабілізацію напруги в мережі та зменшення експлуатаційних витрат. Отже, запропоновані заходи є економічно ефективними, мають короткий строк окупності та можуть бути рекомендовані до впровадження в аналогічних розподільчих мережах АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» та інших операторів систем розподілу.

## ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

У кваліфікаційній роботі виконано комплексне дослідження втрат електроенергії у розподільчих мережах АТ «Сумиобленерго», визначено їхню структуру, динаміку, основні причини виникнення та розроблено практичні рекомендації щодо їх зниження на прикладі фідера ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» підстанції ПС 35/10 кВ «Сиркомбінат».

На основі проведеного аналізу зроблено такі висновки:

1. Встановлено, що найбільші втрати електроенергії припадають на мережі 10/0,4 кВ, де окрім технічних, значну частку становлять комерційні (нетехнічні) втрати, зумовлені несанкціонованими підключеннями, похибками засобів обліку та людським фактором.

2. За період 2020–2024 рр. середній рівень втрат у мережах філії «Охтирський РЕМ» коливався в межах 8–10 %, причому пік припадав на 2022 рік через пошкодження інфраструктури та аварійні режими. Починаючи з 2023 року спостерігається стабілізація та відновлення показників, а комерційні втрати не перевищують 1 % від відпуску.

3. Сезонний аналіз показав, що найбільші втрати фіксуються в зимові місяці (січень–березень, листопад–грудень), що пояснюється підвищеним навантаженням, використанням електрообігрівачів і зростанням позаоблікового споживання у приватному секторі.

4. Використання балансового методу підтвердило його ефективність для виявлення небалансів і кількісної оцінки комерційних втрат без потреби в додаткових польових вимірюваннях.

5. На основі аналізу розроблено комплекс технічних, організаційних і цифрових рекомендацій. Найефективнішими з них є:

- впровадження системи АСКОЕ для автоматизації збору даних і моніторингу;
- компенсація реактивної потужності з підтриманням  $\cos\varphi=0,95-0,98$ ;
- балансування навантажень і реконфігурація фідерів 10 кВ;

- модернізація трансформаторів і ліній, застосування сучасних проводів СІП;

- використання Volt/VAR-регулювання для підтримання оптимального профілю напруги.

6. Економічний розрахунок підтвердив, що реалізація комплексу заходів дає змогу знизити сумарні втрати на 8–12 %, забезпечуючи річну економію близько 140 тис. грн на типовий фідер і строк окупності 2–3 роки для більшості технічних рішень. Оцінено, що впровадження цифрових технологій (АСКОЕ, SCADA, Smart Grid) забезпечує перехід від реактивного реагування до прогнозного управління втратами, підвищує точність обліку, надійність енергопостачання та прозорість енергетичних балансів.

Практичні рекомендації:

- завершити впровадження АСКОЕ на всіх підстанціях 35/10 кВ та фідерах 10 кВ;

- проводити періодичний енергетичний аудит і термографічний контроль контактів;

- оптимізувати режими навантаження шляхом реконфігурації мережі;

- продовжити заміну зношеного обладнання на енергоефективні трансформатори;

- забезпечити регулярну інформаційно-роз'яснювальну роботу зі споживачами щодо раціонального використання електроенергії.

Проведене дослідження дозволило виявити основні джерела втрат, оцінити їхню структуру, визначити ефективні шляхи зменшення та обґрунтувати економічну доцільність запропонованих рішень. Реалізація розроблених рекомендацій сприятиме зниженню втрат електроенергії, підвищенню енергоефективності та надійності електропостачання, а також наблизить діяльність АТ «СУМІОБЛЕНЕРГО» до стандартів Smart Grid та європейських практик управління розподільчими мережами.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Parvizi P. Technical Losses in Power Networks: Mechanisms and Quantification Methods. *Electronics*, Vol. 14, No. 17, 2025. DOI: 10.3390/electronics14170876.
2. Muratov A. Analysis of Electricity Loss Calculation Methods in Distribution Networks. *E3S Web of Conferences*, ESR 2021. DOI: 10.1051/e3sconf/202127001011.
3. Gulakhmadov A., Karimov R., Babaev R. Power Flows and Losses Calculation in Radial Networks by Representing the Network Topology in the Hierarchical Structure Form. *Energies*, 2022, 15(3): 765.
4. Díaz S., González P., Melo T. Electric Power Losses in Distribution Networks: Analysis and Reduction Methods. *Turkish Journal of Computer and Mathematics Education*, Vol. 12, No. 12, 2021.
5. Woldesemayat M. L. Assessment of Power Distribution System Losses: Methods and Implications. *Cogent Engineering*, 2024. DOI: 10.1080/23311916.2024.2298765.
6. Abdurauf A., Kushokov G. Types of Power Losses in Electric Networks. *International Journal of Engineering and Information Systems (IJEAIS)*, Vol. 4, Issue 4, April 2020, P. 29-32.
7. Jiménez R. Sizing Electricity Losses in Transmission and Distribution Systems in Latin America and the Caribbean. *Inter-American Development Bank*, 2014.
8. Parvizi P. Technical Losses in Power Networks: Mechanisms and Quantification Methods. *Electronics*, Vol. 14, No. 17, 2025.
9. Real Time Study on Technical and Non-technical Losses in Distribution System. *International Journal of Innovative Research in Technology (IJIRT)*, Vol. 5, Issue 3, August 2018.

10. Woldesemayat M. L. Assessment of Power Distribution System Losses: Methods and Implications. Cogent Engineering, 2024. DOI: 10.1080/23311916.2024.2298765.
11. Tatangwa W. N. Commercial Loss of Energy in Electricity Transmission and Consumption. Centre for Utilities and Regulation, University of Florida, 2003.
12. Gaurav S. Transmission and Distribution Losses and Aggregate Technical & Commercial (AT&C) Losses. Global Journal of Enterprise Information System (GJEIS), Vol. 10, No. 1, 2018, pp. 27–41.
13. Khatoon S., Singh S. Analytical and Comparative Evaluation of Losses in 11 kV Distribution Feeders. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 36, No. 4, 2021, pp. 2451–2462.
14. Muratov A. Analysis of Electricity Loss Calculation Methods in Distribution Networks. E3S Web of Conferences, ESR 2021.
15. Woldesemayat M. L. Assessment of Power Distribution System Losses: Methods and Implications. Cogent Engineering, 2024.
16. Parvizi P. Technical Losses in Power Networks: Mechanisms and Quantification Methods. Electronics, Vol. 14, No. 17, 2025.
17. Кодекс систем розподілу електричної енергії: постанова НКРЕКП № 310 від 14.03.2018 р.
18. Герасименко А. В., Суханов І. В. Аналіз сучасних проблем комерційного обліку електроенергії в системах розподілу. Енергетика і електрифікація, 2022, № 4, с. 23–30.
19. АТ «Сумиобленерго». Публічний звіт оператора системи розподілу за 2017 рік. – Суми: АТ «Сумиобленерго», 2018.
20. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Постанова № 1175 від 05.10.2018 р. Про затвердження Порядку формування тарифів на послуги з розподілу електричної енергії. – Київ: НКРЕКП, 2018.

21. Міністерство енергетики України. Методичні рекомендації щодо визначення технічних і комерційних втрат електричної енергії в електричних мережах. – Київ: Міненерго, 2020. – 38 с.
22. НКРЕКП. Звіт про результати діяльності операторів системи розподілу електричної енергії за 2023 рік. – Київ: НКРЕКП, 2024.
23. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Звіт про стан та розвиток ринку електричної енергії України за 2023 рік. – Київ: НКРЕКП, 2024. – 132 с.
24. International Energy Agency. Energy Efficiency Indicators for Distribution Systems. – Paris: IEA, 2022. – 48 p.
25. ENTSO-E. Technical Report on Reducing Losses in European Distribution Networks. – Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2021. – 67 p.
26. Su, C.-T., Lee, C.-S. Feeder reconfiguration and capacitor setting for loss reduction of distribution systems. *Energy Conversion and Management*, 42(16), 2001, 2165–2172.
27. Askarzadeh, A. Capacitor placement in distribution systems for power loss reduction and voltage profile improvement: A new methodology. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(14), 2016, 3631–3638.
28. Electric Power Research Institute (EPRI). Design and Assessment of Volt-VAR Optimization Systems (Distribution Voltage Optimization), Product ID 000000000001022004.
29. Narang, D. et al. An Overview of Issues Related to IEEE Std 1547-2018: Current Practices, Challenges, and Needs. NREL/TP-5D00-77156, 2021.
30. Lin, C.-H. Optimal Phase Balancing in Electricity Distribution Feeders Using MILP. *Sustainability*, 15(5), 2023, 4473.
31. НКРЕКП. Постанова № 311 від 14.03.2018 р. «Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії». – Київ: НКРЕКП, 2018.
32. International Energy Agency. Digitalization and Energy 2023. – Paris: IEA, 2023. – 112 p.

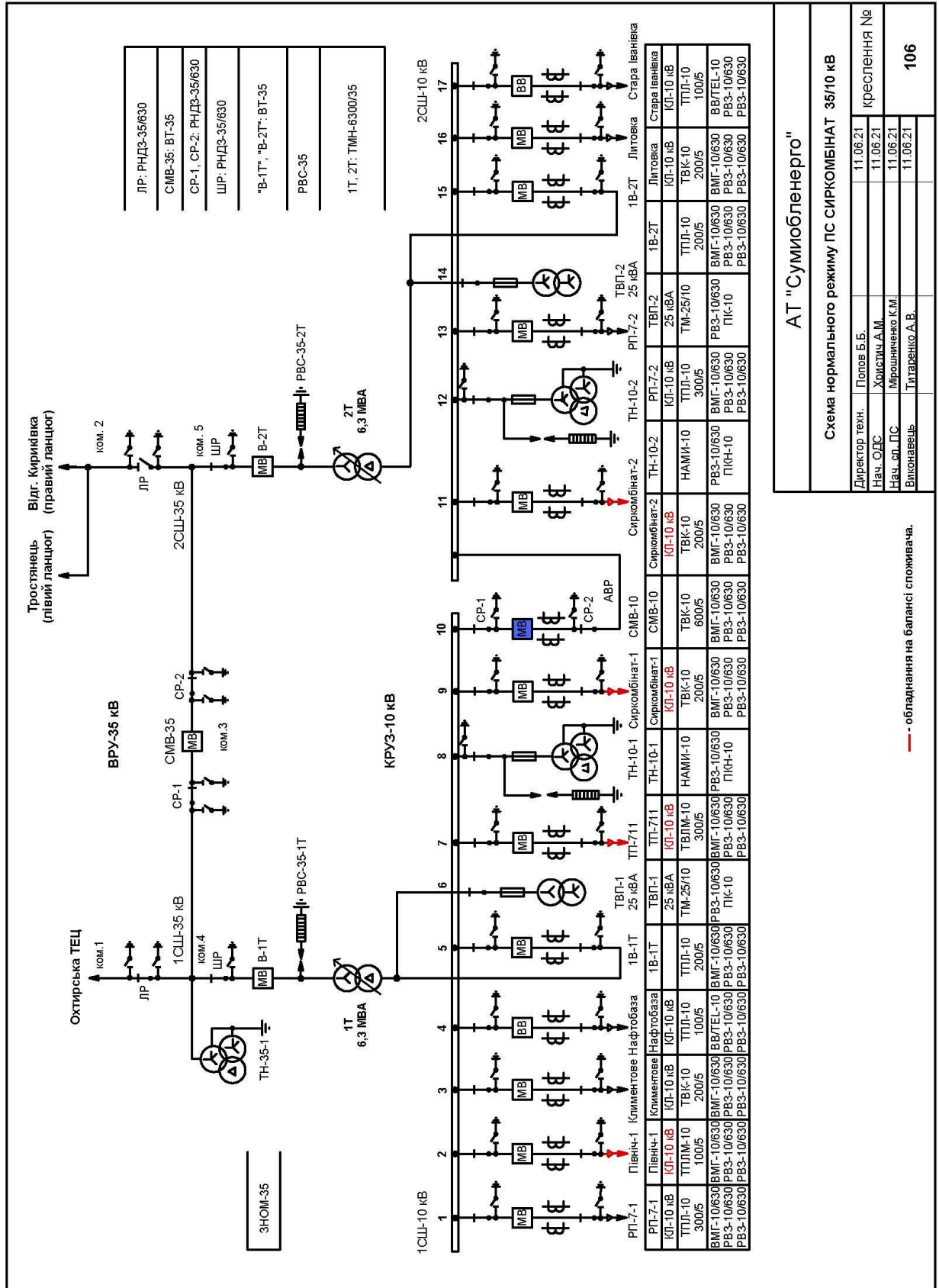
33. ENTSO-E. Smart Metering Implementation Report 2023. – Brussels: ENTSO-E, 2023. – 56 p.

34. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. IKI Small Grants – Energy Efficiency and Monitoring in Ukrainian Universities. – Bonn, 2025.

# ДОДАТКИ

# ДОДАТОК А

## Схема кіл первинних з'єднань ПС 35/10 кВ «Сиркомбінат»



АТ "Сумиобленерго"

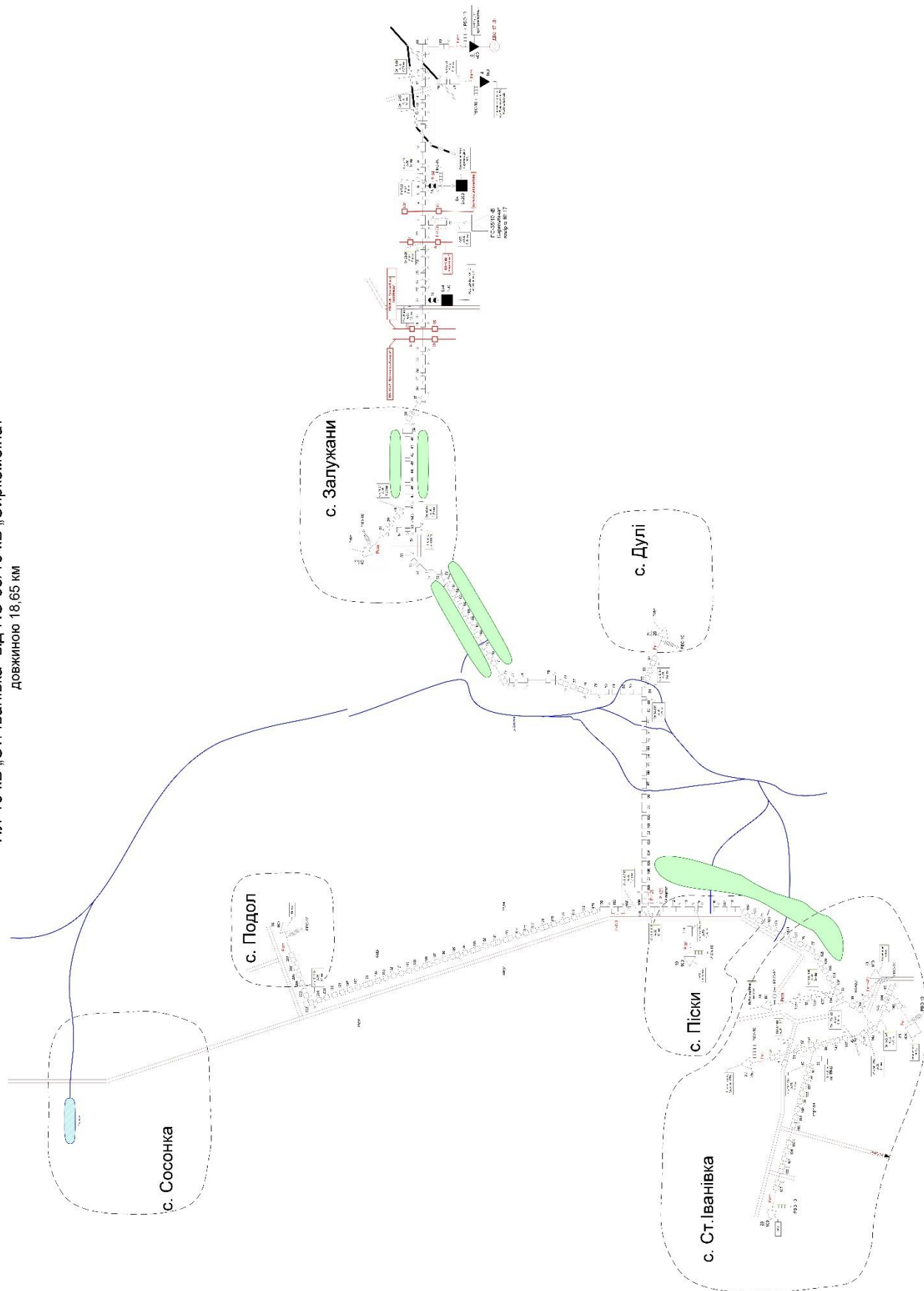
Схема нормального режиму ПС СИРКОМБІНАТ 35/10 кВ	
Директор техн.	Полов Б.Б.
Нач. ОДС	Хомішук А.М.
Нач. сл. ПС	Мрошчино К.М.
Виконавець	Литаренко А.В.
КРЕСЛЕННЯ №	
11.06.21	
11.06.21	
11.06.21	
11.06.21	
106	

— - обладнання на балансі споживача.

## ДОДАТОК Б

### Поопорна схема ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» від ПС 35/10 кВ «Сиркомбінат»

ПЛ-10 кВ «Ст. Іванівка» від ПС-35/10 кВ «Сиркомбінат»  
довжиною 18,65 км



## ДОДАТОК В

### Комерційні втрати ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» за 2020 рік

Місяць	Відпуск в мережу, кВт·год	Втрати, кВт·год	Втрати, % від відпуску	Норматив втрат, %	Поріг (норматив), кВт·год	Комерційні втрати, кВт·год	Комерційні втрати, % від відпуску	Корисний відпуск, кВт·год
Січень	3067015,35	245730,5	8,01	12,38	379691,1	0	0	2821284,9
Лютий	2783068,05	211311,5	7,59	12,38	344097,62	0	0	2571756,6
Березень	2323612,2	277554,9	11,95	12,38	287771,14	0	0	2046057,3
Квітень	1906004,1	191184	10,03	8,1	154386,53	36797,47	1,93	1714820,1
Травень	1866588,15	122721,9	6,57	9,39	175316,6	0	0	1743866,25
Червень	1677509,4	12862,5	0,77	9	150975,85	0	0	1664646,9
Липень	1761081	20381,55	1,16	8,73	153788,87	0	0	1740699,45
Серпень	1740002,25	108356,9	6,23	6,87	119545,35	0	0	1631645,4
Вересень	1712908,05	129269,7	7,55	8,73	149568,3	0	0	1583638,35
Жовтень	2210365,5	129018,8	5,84	9	198933	0	0	2081346,75
Листопад	2429491,05	315633,2	12,99	9,38	227930,68	87702,47	3,61	2113857,9
Грудень	2989303,8	411424,7	13,76	12,38	369877,96	41546,69	1,39	2577879,15
<b>Разом за рік</b>	<b>26466948,9</b>	<b>2175450</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2711883</b>	<b>166046,63</b>	<b>-</b>	<b>24291499,1</b>

## ДОДАТОК Г

### Комерційні втрати ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» за 2021 рік

Місяць	Відпуск в мережу, кВт·год	Втрати, кВт·год	Втрати, % від відпуску	Норматив втрат, %	Поріг (норматив), кВт·год	Комерційні втрати, кВт·год	Комерційні втрати, % від відпуску	Корисний відпуск, кВт·год
Січень	2791280,1	266654,85	9,55	12,3	343327,45	0	0	2524625,25
Лютий	2484885,9	236385,45	9,51	12,1	300671,19	0	0	2248500,45
Березень	2376286,5	213343,2	8,98	11,6	275649,23	0	0	2162943,3
Квітень	2122793,4	201004,65	9,47	8,5	180437,44	20567,21	0,97	1921788,75
Травень	2126401,2	194563,95	9,15	9,1	193502,51	1061,44	0,05	1931837,25
Червень	1629268,2	158781	9,75	8,8	143375,6	15405,4	0,95	1470487,2
Липень	1632360,45	154991,55	9,49	8,5	138750,64	16240,91	0,99	1477368,9
Серпень	1663542,3	157282,65	9,45	7	116447,96	40834,69	2,45	1506259,65
Вересень	1802487,75	165541,95	9,18	8,7	156816,43	8725,52	0,48	1636945,8
Жовтень	2091899,25	190635,9	9,11	9	188270,93	2364,97	0,11	1901263,35
Листопад	2156513,1	193870,95	8,99	9,8	211338,28	0	0	1962642,15
Грудень	2385898,2	209423,55	8,78	12,3	293465,48	0	0	2176474,65
<b>Разом за рік</b>	<b>25263616,35</b>	<b>2342479,65</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2542053,14</b>	<b>105200,14</b>	<b>-</b>	<b>22921136,7</b>

## ДОДАТОК Д

### Комерційні втрати ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» за 2022 рік

Місяць	Відпуск в мережу, кВт·год	Втрати, кВт·год	Втрати, % від відпуску	Норматив втрат, %	Поріг (норматив), кВт·год	Комерційні втрати, кВт·год	Комерційні втрати, % від відпуску	Корисний відпуск, кВт·год
Січень	2369183,25	287477,4	12,13	9,5	225072,41	62404,99	2,63	2081705,85
Лютий	2162128,5	175676,55	8,13	9,3	201077,95	0	0	1986451,95
Березень	2105556,6	266466,9	12,66	9,2	193711,21	72755,69	3,46	1839089,7
Квітень	1890891,45	122721,9	6,49	9	170180,23	0	0	1768169,55
Травень	1766678,55	169914,15	9,62	8,8	155467,71	14446,44	0,82	1596764,4
Червень	1432864,65	76479,9	5,34	8,5	121793,5	0	0	1356384,75
Липень	1404209,1	7661,85	0,55	8,5	119357,77	0	0	1396547,25
Серпень	1348763,85	174117,3	12,91	8,7	117342,45	56774,85	4,21	1174646,55
Вересень	1532332,2	192899,3	12,59	10,5	160894,88	32004,42	2,09	1339432,9
Жовтень	1869443,1	228535,1	12,22	11,5	214985,96	13549,14	0,72	1640908
Листопад	1978938,15	259926,65	13,13	12,5	247367,27	12559,38	0,63	1719011,5
Грудень	2189076,75	308766,2	14,1	14	306470,75	2295,45	0,1	1880310,55
<b>Разом за рік</b>	<b>22050066,15</b>	<b>2270643,2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2233722,09</b>	<b>266790,36</b>	<b>-</b>	<b>19779423</b>

### ДОДАТОК 3

#### Комерційні втрати ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» за 2023 рік

Місяць	Відпуск в мережу, кВт·год	Втрати, кВт·год	Втрати, % від відпуску	Норматив втрат, %	Поріг (норматив), кВт·год	Комерційні втрати, кВт·год	Комерційні втрати, % від відпуску	Корисний відпуск, кВт·год
Січень	2115241,8	187300,05	8,85	7,95	168161,72	19138,33	0,9	1927941,75
Лютий	1883248,5	175806,75	9,34	8,64	162712,67	13094,08	0,7	1707441,75
Березень	1887966,15	165924,15	8,79	8,09	152736,46	13187,69	0,7	1722042
Квітень	1690617,6	156034,2	9,23	8,43	142519,06	13515,14	0,8	1534583,4
Травень	1508653,65	140286,3	9,3	8,5	128235,56	12050,74	0,8	1368367,35
Червень	1257536,7	121188,9	9,64	8,64	108651,17	12537,73	1	1136347,8
Липень	1365067,2	127047,9	9,31	8,51	116167,22	10880,68	0,8	1238019,3
Серпень	1332375,45	123190,2	9,25	8,55	113918,1	9272,1	0,7	1209185,25
Вересень	1430476,95	132245,4	9,24	8,64	123593,21	8652,19	0,6	1298231,55
Жовтень	1702415,4	153128,85	8,99	8,49	144535,07	8593,78	0,5	1549286,55
Листопад	1958332,95	176082,9	8,99	8,39	164304,13	11778,77	0,6	1782250,05
Грудень	2026203,9	178700,55	8,82	8,22	166553,96	12146,59	0,6	1847503,35
<b>Разом за рік</b>	<b>20158136,25</b>	<b>1836936,15</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1692088,33</b>	<b>144847,82</b>	<b>-</b>	<b>18321200,1</b>

## ДОДАТОК Ж

### Комерційні втрати ПЛ-10 кВ «Стара Іванівка» за 2024 рік

Місяць	Відпуск в мережу, кВт·год	Втрати, кВт·год	Втрати, % від відпуску	Норматив втрат, %	Поріг (норматив), кВт·год	Комерційні втрати, кВт·год	Комерційні втрати, % від відпуску	Корисний відпуск, кВт·год
Січень	2182300	195623	8,96	8,06	175893,38	19729,62	0,9	1986677
Лютий	1944000	174763	8,99	8,19	159213,6	15549,4	0,8	1769237
Березень	1948200	164089	8,42	7,62	148452,84	15636,16	0,8	1784111
Квітень	1744000	154609	8,87	8,17	142484,8	12124,2	0,7	1589391
Травень	1567000	143680	9,17	8,47	132724,9	10955,1	0,7	1423320
Червень	1298000	116393	8,97	7,97	103450,6	12942,4	1	1181607
Липень	1409000	118921	8,44	7,44	104829,6	14091,4	1	1290079
Серпень	1385000	121538	8,78	7,88	109138	12400	0,9	1263462
Вересень	1487000	123203	8,29	7,49	111376,3	11826,7	0,8	1363797
Жовтень	1758000	151305	8,61	8,01	140815,8	10489,2	0,6	1606695
Листопад	2021000	171397	8,48	7,88	159254,8	12142,2	0,6	1849603
Грудень	2095000	176210	8,41	7,61	159429,5	16780,5	0,8	1918790
<b>Разом за рік</b>	<b>20838500</b>	<b>1811731</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1647064,12</b>	<b>164666,88</b>	<b>-</b>	<b>19026769</b>