

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНИ

Електричної інженерії та кіберфізичних систем

(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістерський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Аналіз можливості зменшення технологічних втрат в мережах
ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1412
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Старченко І.І.

(ініціали та прізвище)

Керівник к.т.н., доц., Башлій С.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент д.т.н., проф., Артемчук В.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)


Запоріжжя
2023

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Інженерний навчально-науковий інститут _____
Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем _____
Рівень вищої освіти другий (магістрський) рівень _____
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.  В.Л. Коваленко
« _____ » _____ 2023 року

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Старченку Ігорю Ігоревичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Аналіз можливості зменшення технологічних втрат в мережах
ПрАТ «Кіровоградобленерго»

керівник роботи Башлій С.В., к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від « 01 » травня 2023 року № 639 - с _____

2 Строк подання студентом роботи 01 грудня 2023 р.
Вихідні дані до роботи: Потужність силових трансформаторів підстанції 400 та
630 кВА; середній тариф за 1 кВт·год. електроенергії – 2,68 грн/кВт год.; час
роботи трансформаторів на рік – 8760 годин.

3 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно
розробити) 1) Методи підвищення енергоефективності енергопередавальних
підприємств 2) Аналіз можливості підвищення енергоефективності передавання
електроенергії ПрАТ «Кіровоградобленерго» 3) Удосконалення методів та
засобів зниження втрат електроенергії 4) Економічна ефективність впровадження
заходів зі зниження втрат електроенергії

4 Перелік графічного матеріалу 1) Підвищення енергоефективності процесу
передавання електричної енергії мережами ПАТ «Кіровоградобленерго»
2) Споживання електричної енергії за категоріями споживачів 3) Заходи по
зниженню втрат електричної енергії при передаванні мережами

ПАТ «Запоріжжяобленерго» 4) Блок-схема алгоритму рішення задачі з впровадження заходу 5) Аналіз технологічних втрат електроенергії 6) Характеристика кабельних ліній розподільних пунктів №№ 7, 8, 14 7) Економічна ефективність впровадження заходів зі зменшення втрат електроенергії на РП №№ 7, 8, 14 8) Висновки

5 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Башлій С.В., к.т.н., доцент	<i>Башлій</i>	<i>Башлій</i>
Розділ 2	Башлій С.В., к.т.н., доцент	<i>Башлій</i>	<i>Башлій</i>
Розділ 3	Башлій С.В., к.т.н., доцент	<i>Башлій</i>	<i>Башлій</i>
Розділ 4	Башлій С.В., к.т.н., доцент	<i>Башлій</i>	<i>Башлій</i>

6 Дата видачі завдання 01.09.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Методи підвищення енергоефективності енергопередавальних підприємств	30.09.2023	
2	Аналіз можливості підвищення енергоефективності передавання електроенергії ПрАТ «Кіровоградобленерго»	15.10.2023	
3	Удосконалення методів та засобів зниження втрат електроенергії	25.10.2023	
4	Економічна ефективність впровадження заходів зі зниження втрат електроенергії	10.11.2023	

Студент *І.І. Старченко* (підпис) І.І. Старченко (ініціали та прізвище)

Керівник роботи *Башлій* (підпис) С.В. Башлій (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер *Т.І.* (підпис) І.І. Бандуренко (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Старченко І.І. Аналіз можливості зменшення технологічних втрат в мережах ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник С.В. Башлій. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2023.

Проведено аналіз методів та підходів до вимірювання та нормування втрат електричної енергії. Детально розглянута залежність втрат електроенергії від різних параметрів, таких як навантаження, рівень напруги у електромережі та перетин кабельних ліній електропередач. Запропоновано алгоритм вибору оптимальних рішень для впровадження заходів з підвищення енергоефективності передачі електроенергії. Обрані оптимальні заходи для зменшення втрат електроенергії в розподільній мережі.

Ключові слова: РОЗПОДІЛЬНИЙ ПУНКТ, РОЗПОДІЛЬНА МЕРЕЖА, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ЕНЕРГООЩАДНІСТЬ

ABSTRACT

Starchenko I.I. Analysis of the possibility of reducing technological losses in the networks of PrJSC "Kirovogradoblenergo".

Qualification final work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, supervisor S.V. Bashliy. Zaporizhzhya National University, Engineering Educational and Scientific Institute named after Yu.M. Potebni, Department of Electrical Engineering and Energy Efficiency, 2023.

An analysis of methods and approaches to measurement and normalization of electrical energy losses was carried out. The dependence of electricity losses on various parameters, such as load, voltage level in the power grid and crossing of

power transmission cable lines, is considered in detail. An algorithm for choosing optimal solutions for implementing measures to increase the energy efficiency of electricity transmission is proposed. The optimal measures for reducing electricity losses in the distribution network are selected.

Keywords: DISTRIBUTION POINT, DISTRIBUTION NETWORK, POWER LOSSES, ELECTRICAL ENERGY LOSSES, ENERGY SAVING

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 Методи підвищення енергоефективності енергопередавальних підприємств.....	11
1.1. Втрати електричної енергії в електричних мережах.....	11
1.2 Методи зниження втрат електроенергії у трансформаторах.....	20
1.3 Методи зниження втрат у кабельних лініях.....	24
1.4 Методи зниження втрат у повітряних лініях електропередач ...	27
1.5 Боротьба з нетехнічними (комерційними) втратами	30
2. Аналіз можливості підвищення енергоефективності передавання електроенергії ПрАТ «Кіровоградобленерго»	33
2.1 Характеристика ПрАТ «Кіровоградобленерго»	33
2.2 Характеристика обладнання розподільних мереж ПрАТ «Кіровоградобленерго»	37
2.3 Показники роботи розподільних мереж ПрАТ «Кіровоградобленерго» та напрямки роботи підприємства щодо зменшення втрат електроенергії.....	39
3. Удосконалення методів та засобів зниження втрат електроенергії... 48	
3.1 Концепція розвитку розподільних мереж 20 кВ та її практична реалізація.....	48
3.2. Аналіз показників роботи електричних мереж 6(10 кВ) ПрАТ «Кіровоградобленерго»	56
3.3 Впровадження заходів зниження втрат електроенергії шляхом переведення мереж на вищий рівень напруги та заміни кабельних ліній	62
4. Економічна ефективність впровадження заходів зі зниження втрат електроенергії.....	83
4.1 Економічна ефективність при заміні КЛ 6 (10) кВ на кабель більшого перерізу.....	83

4.2 Економічна ефективність при переведенні КЛ 6 (10) кВ на рівень напруги 20кВ.....	86
Висновки	93
Перелік посилань	96

ВСТУП

В останні два десятиліття на ринках електроенергії в усьому світі відбуваються радикальні зміни у бік лібералізації та реорганізації основ функціонування ринку. Галузь, у якій колись переважали контрольовані державою монополії, піддається масштабній приватизації та лібералізації. Сьогодні практично в усіх країнах ЄС створено вільний ринок електроенергії, а всі споживачі мають право і можливість самостійно обирати постачальника. Україна не стала винятком, і на виконання вимог Закону України «Про ринок електричної енергії» з 1 липня 2019 року в Україні запрацював новий ринок електроенергії, метою якого є запровадження конкурентних механізмів функціонування ринку електричної енергії, вільний вибір контрагентів та забезпечення права споживача вільно обирати постачальника електричної енергії.

Прийняття Закону України «Про ринок електричної енергії» є необхідною передумовою структурних змін в електроенергетиці України, підґрунтям для модернізації галузі та інтеграції ринку електричної енергії України до регіональних енергетичних ринків, з наступним входженням до загальноєвропейського енергетичного ринку.

Одним із основних завдань у господарському механізмі енергетики та забезпеченні фінансової стабільності енергопостачальних підприємств є зниження втрат електроенергії в електричних мережах.

Втрати електроенергії при її передачі споживачам є важливим показником економічності роботи електропередавальних підприємств, технічного стану електромереж, метрологічної відповідності розрахункових засобів вимірювальної техніки, ефективності функціонування енергетичного нагляду та збутової діяльності в електроенергетичній галузі. Цей показник чітко свідчить про проблеми, які вимагають невідкладних рішень у розвитку, реконструкції й технічному переозброєнні електричних мереж, удосконаленні методів і засобів їхньої експлуатації й керування, у

підвищенні точності обліку електроенергії, ефективності збору коштів за спожиту електроенергію тощо.

Аналізування літературних джерел та статистичних даних дає змогу зробити висновок, що різке загострення питання зниження втрат електроенергії в електричних мережах вимагає діяльного пошуку нових шляхів її вирішення, нових заходів до вибору відповідних методів, а головне, до організації роботи зі зниженням втрат.

У зв'язку з малими інвестиціями у розвиток та удосконалювання систем керування режимами роботи електричних мереж, технічне переозброєння електричних мереж, в облік електроенергії, виникла тенденція, що негативно впливає на рівень втрат у мережах, пов'язаний з застарілим обладнанням, фізичним й моральним зношуванням засобів обліку електроенергії, невідповідністю встановленого обладнання передавальній потужності.

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і з районними та магістральними електричними мережами. Тому стан і функціонування розподільних електричних мереж впливає на показники надійності, якості та ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України.

В умовах постійного та об'єктивного зростання рівня тарифів для кінцевого споживача стає важливою проблема покращення якості послуг, яку він отримує у вигляді надійного, безперебійного електропостачання.

Вирішення проблеми якісного електропостачання в розподільних електричних мережах ґрунтується на використанні сучасного електрообладнання, забезпеченні необхідних перетоків потужностей засобами регулювання та компенсації. Але для ефективного функціонування електроенергетичної системи уже недостатньо тільки удосконалювати силову частину мережі електропостачання. Роботу мережі необхідно оптимізувати, отримані дані параметрів функціонування аналізувати та забезпечувати зміну

конфігурації системи відповідно до ситуації при дотриманні показників якості електропостачання та якості електричної енергії з мінімізацією її втрат.

Об'єкт дослідження – Розподільні мережі структурного підрозділу ПрАТ «Кіровоградобленерго».

Предмет дослідження – Технологічні витрати в електричних мережах ПрАТ «Кіровоградобленерго».

Методи дослідження – Спостереження, аналіз, системний підхід, порівняння, математичне моделювання.

Мета роботи – Дослідження можливості підвищення енергоефективності процесу передавання електричної енергії мережами ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Основні завдання роботи для досягнення поставленої мети:

-Провести аналіз передачі електричної енергії мережами і визначити основні напрямки підвищення енергоефективності.

-Провести аналіз різних заходів по зниженню втрат електричної енергії при її передачі розподільними мережами.

-Розробити заходи з підвищення енергоефективності передавання електричної енергії розподільними мережами.

-Провести розрахунок економічної доцільності впровадження запропонованих заходів.

1 МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОПЕРЕДАВАЛЬНИХ ПІДПРИЄМСТВ

1.1. Втрати електричної енергії в електричних мережах

Передача електроенергії від електростанції до споживачів — одне з найважливіших завдань електропередавальних підприємств, обумовлене тим, що електроенергія виробляється великими електростанціями з потужними агрегатами, а споживається порівняно малопотужними електроприймачами, розподіленими на значній території.

Транспортування і перетворення електричної енергії завжди відбувається з витратами самої енергії, внаслідок чого деяка її частина витрачається на транспортування по лініях електропередач і перетворення в трансформаторах.

Втрати електричної енергії в електричній мережі визначаються за результатами вимірювань як різниця обсягів електричної енергії, обчислених за одночасно знятими показами лічильників, встановлених на вході і виході електричної мережі. У разі технічної неможливості або економічної недоцільності вимірювання втрат, їх визначають розрахунковим шляхом, як суму втрат в окремих елементах електричної мережі.

Основними елементами електромереж є трансформаторні підстанції, розподільні пристрої та лінії електропередач.

Для вивчення складових втрат у різних елементах мережі та оцінки необхідності проведення того чи іншого заходу, спрямованого на зниження втрат, виконується аналіз структури втрат електроенергії.

Структура втрат електроенергії в розподільних мережах представлена на рисунку 1.1.

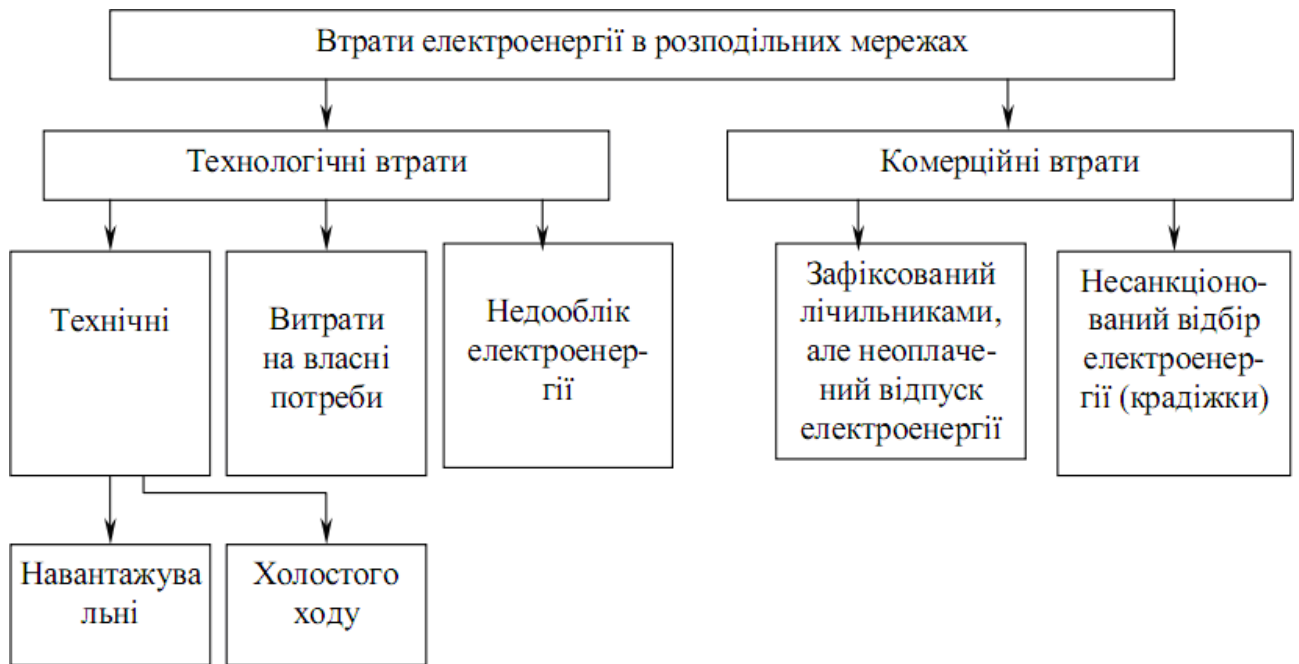


Рисунок 1.1 - Структура втрат електричної енергії в розподільних мережах

Під час аналізу втрат електроенергії прийнято класифікувати їх за такими двома критеріями, як клас напруги електричної мережі та причини їх виникнення.

За першим критерієм розрізняють:

- а) втрати електроенергії в магістральних мережах 750–220 кВ;
- б) втрати електроенергії в замкнених мережах 110–150 кВ;
- в) втрати електроенергії в розімкнених (радіальних) мережах 150–35 кВ;
- г) втрати електроенергії в розподільних мережах 10(6) кВ;
- д) втрати електроенергії в мережах 0,38 кВ.

За критерієм причин виникнення втрати електроенергії поділяються на технологічні та комерційні втрати. Технологічні втрати електроенергії в електричних мережах – це кількість електроенергії, яка дорівнює сумі:

- втрат електроенергії в елементах електричних мереж, що виникають у них під час передачі електроенергії;
- витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів;
- витрат електроенергії на плавлення ожеледі;
- втрат, що виникають як результат недосконалості обліку

електроенергії технічними засобами.

Тобто, технологічні втрати електроенергії складаються з технічних витрат, витрат на власні потреби та втрат, зумовлених недообліком електроенергії.

В свою чергу, технічні втрати електроенергії можна представити наступними структурними складовими:

- навантажувальні втрати в електромережах. До їх складу відносять: втрати в лініях електромереж, в силових трансформаторах, втрати у вимірювальних трансформаторах струму, високочастотних загороджувачів. Це втрати електричної мережі, які залежать від її потужності;

- втрати холостого ходу. Це втрати, що включають втрати електроенергії в трансформаторах, які необхідні для запуску системи;

- кліматичні втрати, втрати які залежать від погодних умов. Сюди відносять втрати на корону та втрати через витоки струму. Корикування з погодними умовами існує для більшості видів втрат. Сезонна динаміка проявляється в навантажувальних втратах, витратах електроенергії на власні потреби підстанцій і недообліку електроенергії. Але в цих випадках залежність від погодних умов виражається в основному через один чинник - температуру повітря. На кліматичні втрати електроенергії в мережах впливає не завжди температура повітря а і вигляд погоди. Це можуть бути втрати на корону, яка виникає на проводах високовольтних ліній електропередачі через велику напруженість електричного поля на їх поверхні [1].

Комерційні втрати, зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників оплаті за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням електричної енергії. Ознаки класифікації та види втрат електроенергії представлені у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Класифікація та види втрат електроенергії енергопередавальних підприємств

	Ознаки класифікації	Види втрат
1	За класом напруги електричної мережі	Втрати електроенергії в магістральних мережах 750–220 кВ. Втрати електроенергії в замкнених мережах 110–150 кВ. Втрати електроенергії в розімкнених (радіальних) мережах 150–35 кВ. Втрати електроенергії в розподільних мережах 10(6) кВ. Втрати електроенергії в мережах 0,38 кВ.
2	За характером втрат	Постійні Змінні
3	За причиною виникнення	Технологічні Комерційні
4	За методом уникнення	Оптимізаційні Конструктивні Експлуатаційні
5	За ступенем допустимості	Нормативні Понаднормативні
6	За мірою контрольованості	Контрольовані Неконтрольовані

Деяких втрат при передаванні електроенергії можна уникнути. Є певні методи, які це дозволяють зробити на підприємстві.

Оптимізаційні втрати при передаванні електроенергії - це втрати яких можна уникнути шляхом удосконалення технології, тобто мають бути задані певні критерії, параметри та обмеження.

Конструктивні втрати – втрати, які відбулися в разі неправильно прийнятих управлінських рішень із заміни устаткування на більш потужне.

Експлуатаційні втрати виникають під час передавання електроенергії та пов'язані із системою підтримки працездатності ліній електропередач.

До контрольованих відносять: технічні втрати, втрати на власні потреби та недосконалість системи обліку. Тоді як до неконтрольованих втрат відносимо втрати пов'язані, насамперед, із погодними умовами, оскільки втрати на плавлення ожеледі підприємство контролювати не може.

За міжнародними статистичними даними, відносні втрати електроенергії при її транспортуванні електричними мережами в більшості розвинених країнах можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4 - 5%. Якщо втрати електроенергії становлять 10%, їх вважають допустимими втратами. Отже, втрати які є допустимими це нормативні, а втрати які перевищують усі допустимі норми, та підприємство не може їх зменшити - це понаднормативні втрати.

Підвищений рівень втрат електроенергії при її транспортуванні та розподілі зумовлений цілою низкою причин.

Сучасні електричні мережі в Україні характеризуються:

- великою проєктною густиною струму, що складає приблизно 1 А/мм² проти 0.4–0.6 А/мм² в енергетично розвинених країнах Заходу;
- високим рівнем неоднорідності, оскільки даний параметр практично не враховувався в нормах проєктування;
- низьким рівнем компенсації реактивної потужності, приблизно 0.3 кВАр/кВт встановленої потужності проти 0.8–1.0 кВАр/кВт в США та Канаді;
- недостатньо ефективним використанням трансформаторів з регулюванням під навантаженням [2].

Сучасна розподільна мережа зазвичай має номінальну напругу 0,4 кВ та живиться від підстанції 10/0,4 кВ, як це показано на рисунку 1.2.

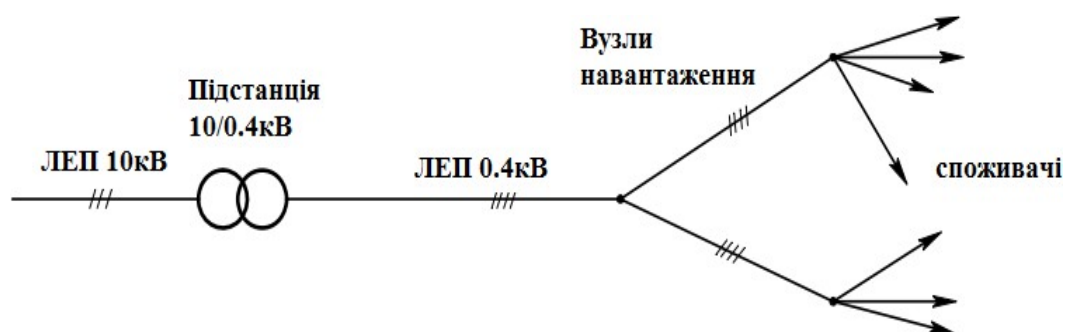


Рисунок 1.2 - Схема розподільної мережі.

Призначенням розподільних електричних мереж є транспортування

електричної енергії, отриманої від розподільчих пунктів енергосистеми, та розподіл її між пунктами споживання. Цей процес супроводжується втратами частини електроенергії в електричних мережах, які визначаються:

$$\Delta W = W_{\text{надх.}} - W_{\text{відп.}}, \quad (1.1)$$

де $W_{\text{надх.}}$ – електроенергія, яка надійшла в електричну мережу з енергосистеми і яку необхідно розподілити між споживачами;

$W_{\text{відп.}}$ – електроенергія, яка відпущена споживачам.

Серед об'єктів, де спостерігаються надмірні втрати потужності та електроенергії, розподільні електричні мережі раніше не привертали особливої уваги. Важливішим в них було забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання. До того ж дані мережі конструктивно не пристосовані до оптимального керування, оскільки не мали ні засобів телеінформації про параметри поточного режиму, ні засобів керування режиму роботи.

В результаті втрати електроенергії при її транспортуванні та розподіленні сягають 15–16%. Причини підвищення втрат електроенергії викликають також зниження її якості. Практично в електричних мережах не дотримуються стандартні норми на напругу та частоту, що в свою чергу призводить до великих збитків. Таким чином, постала нагальна необхідність у запровадженні енергозберігаючих заходів саме в розподільних мережах.

У структурі втрат по елементах систем електропередавання основна частина втрат приходить на лінії електропередач (в окремих випадках до 65%). Втрати в трансформаторах складають близько 30 % сумарних втрат у мережі даної ступіні напруги, причому біля половини з них – втрати в сталі. Втрати в інших елементах мережі (у реакторах, компенсуючих пристроях, вимірювальних приладах трансформаторів струму і напруги) незначні і можуть бути оцінені в межах 3–5 % сумарних втрат.

Під час аналізу втрат слід мати на увазі, якщо в їх структурі переважають втрати в проводах повітряних ліній і втрати на головних ділянках лінії становлять 40–50 % від загальних втрат, то це свідчить про

перевантаження мережі; якщо в структурі втрат переважають втрати холостого ходу трансформаторів (80–90 % від загальних втрат в мережі та 90–95 % від загальних втрат у трансформаторах), то це вказує на незадовільну експлуатацію трансформаторів [3].

Таким чином, найбільш поширеним напрямом економії електроенергії є зниження втрат електроенергії в елементах системи електропостачання: у силових трансформаторах усіх ступіней напруги, у лініях електричної мережі, у реакторах, в установках компенсації реактивної потужності.

Втрати включають також електроенергію, що витрачається на власні потреби підстанцій. Приблизно 1/4 загальних втрат складають втрати, що практично не залежать від навантаження, так звані умовно-постійні, та 3/4 – це умовно-змінні втрати.

Згідно даних енергослужб спостерігається значне перевищення реальних значень втрат електроенергії при передачі її по електричним мережам порівняно з нормативним. Це обумовлено тим, що при експлуатації систем електропостачання технічний стан елементів електрообладнання погіршується через їх знос та старіння внаслідок впливу факторів середовища, в умовах яких вони працюють (кліматичних, механічних, режимних, електромагнітних та ін.). Старіння та інтенсивний знос елементів СЕП у багатьох випадках не тільки знижують їхню надійність, але викликають додаткові втрати електричної енергії. Це особливо характерно для електроустаткування, що знаходиться в експлуатації тривалий період і у випадках несвоєчасного чи неякісного проведення планового технічного обслуговування.

Значно впливають на режим роботи мереж параметри електрообладнання. Наприклад, істотного зниження умовно-постійних втрат електроенергії можна досягти, застосовуючи трансформатори зі зниженими втратами холостого ходу (магнітними втратами) і схемою з'єднання обмоток «зірка-зірка з нулем».

Технічні заходи по зниженню втрат електроенергії потребують реконструкції мереж, заміни або встановлення додаткових апаратів, машин та обладнання. Зокрема, реконструкція мережі передбачає заміну перерізів проводів лінії, переведення ліній на більш високу напругу, скорочення радіуса мережі за рахунок будівництва нових підстанцій.

У мережах, спроектованих за мінімумом приведених витрат коштів з врахуванням обмежень за умов забезпечення якості електроенергії і надійності електропостачання, рівень втрат електроенергії вважається економічно обґрунтованим, тобто оптимальним.

Для визначення цього рівня використовують розрахунки, результати яких наведені у таблиці 1.2 [1].

Таблиця 1.2 - Оптимальне значення втрат електроенергії у мережах напругою 10 кВ

Показники	Структура показника	Значення показників		
		мінімальні	середні	максимальні
Витрати електроенергії, % до відпуску електроенергії у мережу	Загальні	3,1	4,0	6,5
	У лініях	0,1	1,2	3,9
	у трансформаторах	2,5	2,9	3,2
Витрати електроенергії, % до загальних витрат у мережу	Від навантаження у лініях	3,5	30,0	62,0
	Від навантаження у трансформаторах	15,9	26,0	43,6
	Умовно-постійні у трансформаторах	21,0	44,0	67,3

Для визначення економічної доцільності використання різних заходів по зниженню втрат електроенергії необхідно аналізувати їх величину і співвідношення у різних елементах мережі і показники роботи мережі (максимальні сили струмів, потужність, максимальні і мінімальні рівні напруги).

Великі різнобічні можливості економії електроенергії реалізуються заходами, які можна розділити на конструктивні й експлуатаційні.

До конструктивних заходів відносяться посилення мережі шляхом введення нових кіл електроживлення, заміна декількох трансформаторів більш потужним, заміна раніше обраних проводів ліній проводами більшого перетину, установка компенсуючих пристроїв біля електроприймачів для розвантаження мережі від реактивної потужності і для підвищення рівнів напруги мереж наступних ступенів номінальної напруги: 380 на 660В, 6 на 10 кВ, 10 на 20 кВ.

Експлуатаційні заходи щодо зниження втрат, як заходи, що не вимагають додаткових капіталовкладень, повинні здійснюватися в першу чергу. У розподільних мережах промислових підприємств застосовується глибоке секціонування при роздільній роботі секцій шин розподільних пунктів на всіх рівнях напруги розподільної мережі. При такій схемі виникає нерівномірність навантаження в лініях і трансформаторах, різниця напруг на секціях і в результаті – додаткові втрати потужності.

Для зменшення цих втрат необхідно перевіряти і забезпечувати рівномірність навантаження секцій. Для перевірки рівномірності на практиці застосовують короткочасне включення секцій на паралельну роботу включенням секційних вимикачів. Переключаючи в мережах навантаження з більш завантаженої секції на менш завантаженою, домагаються зниження струму який протікає через секційний апарат до мінімуму.

В результаті проведеного аналізу встановлено, що зміна технічних втрат визначається:

- постійною зміною конфігурації мереж, внаслідок їхньої реконструкції;

- змінами умов і інтенсивності експлуатації, а також технічного стану елементів систем електропостачання за час експлуатації.

Останнє обумовлено тим, що при експлуатації систем електропостачання технічний стан елементів електрообладнання погіршується через їх знос та старіння внаслідок впливу факторів середовища в умовах яких вони працюють (кліматичних, механічних, режимних, електромагнітних та ін.).

Старіння та інтенсивний знос елементів СЕП у багатьох випадках не тільки знижують їхню надійність, але й викликають додаткові втрати електричної енергії. Це особливо характерно для електроустаткування, що знаходиться в експлуатації тривалий період і у випадках несвоєчасного чи неякісного проведення планового технічного обслуговування.

Таким чином, враховуючи різноманітну природу втрат електроенергії стає усе очевиднішим, що різке загострення проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах потребує активного пошуку нових способів її вирішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, а головне, до організації роботи зі зниження втрат.

1.2 Методи зниження втрат електроенергії у трансформаторах

Одне з центральних ланок у системі електропостачання по праву належить трансформаторам, що перетворюють електроенергію за величиною напруги - спочатку підвищують напругу в місці виробництва електроенергії, а потім знижують в місцях її споживання.

Величина втрат в обмотках - втрат короткого замикання залежить від навантаження трансформатора, через що ці втрати називають також

навантажувальні. Хоча заводи-виробники розподільних трансформаторів встановлюють проектні терміни експлуатації таких трансформаторів близько 25 років, багато з них безвідмовно працюють набагато довше.

Однією з причин такого довголіття є те, що електропередавальні компанії, в умовах тенденції зростання попиту, встановлювали надмірну кількість трансформаторів, через що багато з них тривалий час працювали в режимах малих навантажень. В принципі, більшість з таких трансформаторів має прийнятні технічні характеристики, за винятком показників енергоефективності, яким, на відміну від потужних трансформаторів, аж до початку 70-х років минулого століття не приділялося належної уваги.

У країнах Євросоюзу заміна трансформаторів на сучасні більш економічні моделі може дати щорічну економію близько 20 ТВт·год. електроенергії, що рівноцінно 2 млрд євро за рахунок зниження умовно-постійних втрат [13].

За даними компанії Renzmann & Gruenewald GmbH (Німеччина) у таблиці наведено загальні обсяги втрат у великих блокових і мережевих трансформаторах різних рівнів напруги [13].

Таблиця 1.3 - Загальні втрати в трансформаторах

Блочні трансформатори			Мережеві трансформатори		
Потужність, МВА	Напруга, кВ	Втрати, кВт	Потужність, МВА	Напруга, кВ	Втрати, кВт
850	415/27	1880	600	400/230	1775
850	420/21	2255	300	400/120	920
500	420/21	1600	500	245/21	1430
200	420/21	1080	200	245/21	845
150	400/33	640	300	230/120	1025
-	-	-	150	220/110	530

В результаті реалізації в європейському трансформаторобудуванні програм щодо вдосконалення конструкції та матеріалів втрати холостого ходу для умовного трансформатора 220 кВ потужністю 200 МВ•А за останні

50 років знижено більш ніж втричі, а навантажувальні втрати – удвічі.

Втрати холостого ходу приносять збитки, у кілька разів більші, ніж навантажувальні втрати, становлячи основну частину капіталізованих втрат. Збитки від втрат холостого ходу є особливо значними для розподільних трансформаторів малої потужності. Так, якщо для сучасного трансформатора 500 кВ потужністю 1000 МВ·А втрати становлять близько 0,035% від повної його потужності, то для трансформатора напругою 11 кВ, потужністю 1 МВ·А вони є на порядок вищими (0,35%), що приносить значні збитки під час роботи розподільних електромереж. Із урахуванням зазначеного понад 30-40% загальних втрат в енергосистемах припадає на розподільні трансформатори.

У цілому втрати в розподільних трансформаторах становлять 2% від всієї виробленої електроенергії, або 1/3 від загального обсягу втрат електроенергії.

Важливим заходом щодо економії втрат в електромережах є своєчасне відключення в резерв трансформаторів підстанцій при зниженні їхнього навантаження і включення при зростанні навантаження.

Трансформатори трансформаторних підстанцій зазвичай зв'язані попарно через перемички і секційні автоматичні вимикачі, що вимагає їх експлуатацію в економічному режимі. Цей режим визначає кількість одночасно ввімкнених трансформаторів при умові мінімальних втрат електроенергії, що можливо у тому випадку, коли навантаження в підстанції може бути забезпечене роботою не всіх, а тільки частини трансформаторів. При цьому зменшуються умовно-постійні втрати у трансформаторах (втрати в сталі) але зростають втрати від навантаження (втрати в міді) [8].

Визначимо, при якому навантаженні доцільно залишати в роботі один трансформатор, а другий відключити в резерв. Це визначається величиною граничної потужності яка відповідає співвідношенню:

$$S_{\text{НОМ}} = S_{\text{НОМ}} \sqrt{2\Delta P_x / \Delta P_k}, \quad (1.2)$$

де S_{cp} - гранична потужність трансформатора;
 $S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора;
 ΔP_x та ΔP_k – відповідно втрати холостого ходу та короткого замикання трансформатора.

Одним з заходів зменшення втрат електроенергії є оптимальне вмикання числа трансформаторів на підстанціях у режимі малих навантажень (відключення частини трансформаторів).

Відключення одного з n паралельно працюючих трансформаторів доцільно, якщо при цьому зниження втрат неробочого ходу є більшим, ніж збільшення навантажувальних втрат активної потужності (втрат у обмотках трансформатора) через перерозподіл сумарного навантаження між меншим числом трансформаторів.

Критерієм відключення при установці на підстанції n однакових двообмоткових трансформаторів є співвідношення:

$$S^{nm} < S_{кр} = S_{ном} \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_x}{\Delta P_k}}, \quad (1.3)$$

де $S_{кр}$ – критичне значення потужності трансформатора;
 S^{nm} - потужність споживачів, які живляться на боці підстанції в режимі найменших навантажень.

При виконанні критерію, на підстанції повинні працювати "n-1" трансформатор, а при невиконанні "n" трансформатор.

Широко застосовуються на теперішній час трансформатори з магнітопроводами з аморфного сплаву, що порівняно до трансформаторів з магнітопроводами зі звичайної електротехнічної сталі дозволить зменшити втрати холостого ходу у 4-5 разів [7].

Підсумовуючи, слід зазначити, що з огляду на значну кількість трансформаторів в енергосистемі і великий термін їх служби, трансформатори являють собою значний резерв енергозбереження. Тому з

точки зору енергозбереження підвищення ефективності розподільних трансформаторів всього на 0,1% вже виправдано, оскільки такі трансформатори постійно знаходяться під напругою і при їх щодобовій і щорічній роботі економія від зниження втрат холостого ходу протягом 20 - 30 років виходить досить значною.

1.3 Методи зниження втрат у кабельних лініях

Сучасні лінії електропередавання виконуються або підземними кабельними лініями, або повітряними лініями з неізольованими дротами, або повітряними лініями з самонесучих ізольованих проводів (СПП). У будь-якому випадку, при передачі електричної енергії крізь ЛЕП, в ній виникають втрати потужності, наявність яких безпосередньо погіршує енергоефективність електропостачання споживачів електричної енергії.

Основними шляхами зниження втрат потужності у кабельних лініях є:

- збільшення площі перетину кабелю;
- зменшення довжини матеріалу;
- зниження навантаження.

Часто з останніми двома пунктами на практиці буває складно, тому доводиться це робити за рахунок збільшення площі перетину жили електрокабелю, що допомагає знизити опір. При цьому, слід враховувати, що вартість використання такого матеріалу для багатокілометрових систем дуже відчутна, а тому необхідно вибирати кабель правильного перетину, щоб знизити поріг втрат потужності в кабельній лінії.

Одним

наводяться нижче.

Високовольтні газоізольовані лінії – це лінії електропередавання з газовою ізоляцією (GIL) ще перебувають на стадії демонстрації, але вже показують перспективні результати, забезпечуючи високу пропускну спроможність із значно меншими втратами електроенергії. Висока пропускну

спроможність і низький рівень втрат дають можливість здійснювати пряме підключення GIL до повітряної лінії, продовжуючи лінію під землею.

Підвищити надійність електропостачання, скоротити втрати електроенергії, передавати великі потоки потужності за звичайних габаритів кабелю, продовжити терміни експлуатації кабельних ліній, істотно зменшити площу відчужуваних під будівництво кабельних ліній земель у мегаполісах дозволить застосування надпровідних кабельних ліній.

Надпровідні лінії 10 кВ охолоджуються рідким азотом. Їх пропускна спроможність майже в 5 разів вища порівняно з традиційним кабелем, тому таке рішення розглядається як альтернатива кабельній лінії напругою 110 кВ. Втрат і теплового випромінювання практично немає.

На теперішній час розроблено технології та розпочато впровадження міжсистемних кабельних ліній постійного струму з елегазовою ізоляцією, які дають можливість ефективно передавати значні обсяги енергії.

В електричних мережах енергосистем Європи широко використовується елегазове обладнання, комплектні розподільні установки (КРУ) з елегазовим обладнанням (КРУЕ), маслонаповнені кабелі з синтетичним покриттям, а в останні роки – кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену, комплектні батареї статичних конденсаторів у споживача для зниження передавання реактивної потужності лініями електропередавання та інше сучасне обладнання і технічні пристрої [13].

Ефективний проект було реалізовано в Мадриді компанією Iberdrola. Для підвищення рівня надійності та зниження втрат електроенергії частину повітряних ліній високої і середньої напруги було переведено в кабельне виконання. Застосовано кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену (XLPE) і етиленпропіленового каучуку твердого сорту (HEPR). У рамках проекту побудовано 16 компактних підстанцій, прокладено 180 км підземної кабельної мережі напругою 45, 66, 132 і 220 кВ, демонтовано 125 км повітряних ліній.

Сьогодні європейськими виробниками кабельної продукції розроблено,

випробувано та створено промислові зразки кабелю підвищеної пропускної спроможності, напругою:

- до 1000 кВ – маслонаповнений, з поперечним перерізом струмовідної частини 2500 мм² та пропускною спроможністю до 3 млн кВт.

- до 500 кВ – з ізоляцією зі зшитого поліетилену з поперечним перерізом струмопровідної частини 2500 мм², пропускною спроможністю 1,9 млн кВт. Кабелі цього типу знаходять все більш широке застосування.

У країнах Євросоюзу для підвищення надійності та економічності роботи розподільних електромереж більшість з них оснащено самоутримними ізольованими проводами (СІП). Зокрема, у Фінляндії понад 80% їх протяжності оснащено СІП, що дозволило знизити рівень втрат електроенергії в розподільних електромережах до 4% від загального обсягу відпущеної електроенергії, підвищити рівень надійності та безпеки електропостачання [13].

Високовольтні лінії постійного струму (HVDC) – це технології, які широко використовуються для передавання електроенергії на далекі відстані, під водою (у кабельному виконанні) та зв'язку між несинхронізованими енергосистемами. Сучасні досягнення у сфері силової електроніки разом з характеристиками традиційних HVDC дозволять цим технологіям вийти на новий рівень, що в результаті підвищить ефективність передавання і сприятиме розвитку берегових, офшорних передавальних електромереж.

Підсумовуючи викладене, слід зазначити, що основним заходом щодо зменшення втрат електричної енергії у кабельних лініях є заміна старих кабелів на нові сучасного типу кабелі з ізоляцією, що забезпечує підвищення енергоефективності електропостачання споживачів електричної енергії. При цьому має значення правильний вибір перетину кабелю, що забезпечить зниження порогу втрати птужності в кабельній лінії.

1.4 Методи зниження втрат у повітряних лініях електропередач

Втрати електроенергії в повітряних лініях електричної мережі складають значну частину сумарних втрат у всій системі електропостачання. Одним із заходів щодо зменшення втрат у лініях є включення в роботу всіх ліній: у схемі не повинно бути ліній тільки резервних.

Одним з методів зниження втрат електроенергії у повітряних лініях електропередач є заміна проводу з перерізом на більший. З цією метою проводи в лініях електропередач замінюють тоді, коли витрати коштів окуповуються за рахунок зменшення втрат електричної енергії. При заміні площі поперечного перерізу проводу на більший існує економічний інтервал потужності, в межах якого це виконувати економічно доцільно. Економічний інтервал визначають тільки величиною капітальних вкладень на заміну проводу та опорів існуючого і проводу, на який роблять заміну. Довжина інтервалу та його положення серед інтервалів потужності для інших площ поперечних перерізів залежить від вартості заміни проводів та втрат електричної енергії, напруги лінії, коефіцієнта зростання навантаження, опору проводу, часу втрат.

На наявність економічних інтервалів не впливає вартість існуючих ліній до заміни проводу.

Замінювати площі поперечних перерізів проводів на лініях електропередачі більшими можна при додержанні таких умов:

- механічна напруга на нових проводах та стріла провисання не повинні перевищувати допустимі;
- навантаження на опорі після заміни проводів не повинно перевищувати розрахункові.

При заміні проводами з такого ж матеріалу перша умова виконується сама собою, тому що із збільшенням площі поперечного перерізу, як

правило, розрахункові прольоти, що відповідають максимальним допустимим напругам, збільшуються.

Проміжні та спеціальні опори розраховані на підвішування кількох марок проводів і, якщо існуючі проводи мають меншу площу поперечного перерізу, ніж граничний провід для цього типу опор, то друга умова виконується.

Якщо конструкція проміжної опори не витримує навантаження намічених проводів, то заміна їх неможлива.

У випадку, коли проміжні опори без посередньо або після їх деякої реконструкції можуть витримати навантаження підвішуваних проводів, заміна дозволяється.

При розробці проєкту заміни проводів необхідно враховувати реальний стан лінії та строк служби.

Помітну економію енергії в електричних мережах 0,4 кВ дає перехід від повітряної лінії (ПЛ) до повітряної кабельної лінії (ПКЛ) [5].

ПКЛ мають наступні переваги:

- істотне підвищення електробезпечності при експлуатації за рахунок зниження числа однофазних замикань на землю, обривів проводів і відсутності можливості безпосереднього контакту зі струмоведучими частинами лінії електропередач;

- зниження пошкоджуваності ізоляції і підвищення експлуатаційної надійності унаслідок виключення факторів механічного впливу, характерних для повітряних ліній звичайного виконання (забруднення, накиди, перекриття повітряних проміжків птахами, гілками дерев тощо);

- зменшення вітрових аварій унаслідок зменшення навантажень від ожеледі і вітру, значного збільшення механічної міцності конструкцій повітряних кабелів (ПК) у порівнянні з проводами звичайного виконання;

- легкість конструктивного виконання багатоланцюгових ліній; зменшення вартості будівельної частини ліній за рахунок спрощення конструкцій опор, збільшення довжини прольотів, виключення

металоконструкцій, ізоляторів, контурів заземлення та інших елементів ПЛ звичайного виконання;

- можливість монтажу ПК по стінах промислових і житлових і інших інженерних споруджень, особливо в умовах суцільної міської забудови у великих індустріальних районах;

- зниження реактивного опору, що призводить до поліпшення режиму напруги в мережі ПКЛ і збільшення її пропускної здатності;

- підвищення техніко-економічних показників за рахунок зниження втрат активної потужності в мережі.

Основну економію електричної енергії при використанні ПКЛ дає зниження втрат активної потужності й енергії безпосередньо в самій ПКЛ, внаслідок зменшення витоків реактивної потужності по ділянках мережі і підвищення напруги в споживачів [3].

Втрати напруги в ЛЕП 0,4кВ при навантаженні і незмінному струмі можна розрахувати за наступною формулою:

$$\Delta U = I(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)L, \quad (1.4)$$

де ΔU – втрати напруги в ЛЕП, В;

I – сила струму у кожній фазі, А;

L – довжина ЛЕП, км;

r_0 – погонний активний опір лінії, Ом/км;

x_0 – погонний індуктивний опір лінії, Ом/км;

φ – кут зсуву між векторами струму та напруги, що визначається за допомогою коефіцієнта потужності $\cos \varphi$.

Відповідно, втрата активної потужності в такій ЛЕП визначається формулою:

$$\Delta P = \Delta U \cdot I = I^2 (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)L, \quad (1.5)$$

Індуктивний опір X_0 , залежить від взаємного розташування дротів ЛЕП, як це показано на рисунку 1.3.

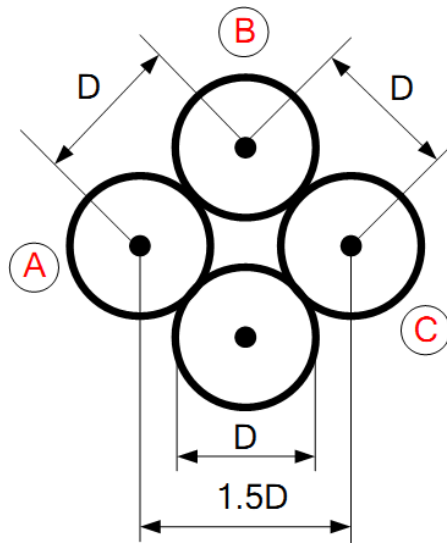


Рисунок 1.3 - Переріз СПП-4

Оцінки параметрів повітряних ліній, що виконані неізолюваним дротом та повітряних ліній, що виконані сучасним самонесучим ізолюваним проводом СПП показують, що повітряні лінії з ізолюваними дротами за своїми характеристиками істотно кращі звичайних ліній електропередачі і дійсно цілком порівнянні з кабельними лініями [3].

Таким чином, основними методами зниження втрат електроенергії у повітряних лініях електропередач є заміна проводу на провід з більшим перерізом, на самонесучий ізолюваний провід СПП, перехід від повітряної лінії електропередач до повітряної кабельної лінії.

1.5 Боротьба з нетехнічними (комерційними) втратами

Комерційні втрати електроенергії – це втрати електроенергії, які обумовлені неоплаченою часткою відпущеної електроенергії та втратами, які пов'язані з нерівномірністю оплати за спожиту електроенергію.

Комерційні втрати, зумовлені розкраданнями електроенергії,

невідповідністю показань лічильників оплаті за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням електричної енергії.

Особливістю цієї складової втрат електроенергії є те, що їх неможливо виміряти, а можна тільки визначити з балансу електроенергії:

$$\Delta W_{\text{ком}} = W_{\text{пост}} - W_{\text{відп}} - \Delta W_{\text{техн}}, \quad (1.6)$$

де $W_{\text{пост}}$ – сумарна кількість електроенергії, що надійшла в електричну мережу;

$W_{\text{відп}}$ – корисний відпуск електроенергії;

$\Delta W_{\text{техн}}$ – технологічні втрати електроенергії.

Отже, значення похибки визначення комерційних втрат залежить від похибки вимірювання корисного відпуску електроенергії та обсягу несанкціоновано спожитої електроенергії, але також і від похибки розрахунку технологічних втрат [1].

Головними напрямками із зниження понаднормативної величини комерційних витрат електроенергії є наступні заходи.

По-перше - це удосконалення обліку як відпущеної в мережу, так і корисно спожитої електроенергії.

Реалізація цього напрямку повинна передбачати негайну і широкомасштабну заміну старих з відпрацьованим ресурсом індукційних приладів обліку (лічильників) класу точності 2,5 на нові і, в обов'язковому порядку, електронного виконання.

Крім того, необхідно забезпечити на більш високому рівні метрологічну атестацію трансформаторів струму та напруги і адаптувати їх до роботи в реальних умовах експлуатації та навантаження електроустановок споживачів.

Разом з тим потрібно прискорити впровадження автоматизованих систем контролю та комерційного обліку електроенергії на всіх рівнях управління електроенергетикою.

По-друге – це зменшення комерційної величини технологічних витрат електроенергії, що включає посилення роботи зі споживачами електроенергії, особливо побутовими.

В першу чергу, необхідно ввести в обов'язковому порядку в практику щомісячне відвідування представниками енергокомпанії кожного споживача для встановлення реальних обсягів споживання електроенергії, рівня сплати за використану електроенергію, з метою виявлення та усунення проблемних питань в частині електропостачання та встановлення жорсткого контролю за дотриманням вимог нормативних актів електроенергетики.

Іншим важливим заходом другого напрямку зменшення комерційної складової технологічних втрат електроенергії є:

- забезпечення юридичного оформлення взаємовідносин між побутовим споживачем та енергопостачальними компаніями через відповідні договори;

- налагодження на стадії проведення роботи з попередження крадіжок електроенергії тісну співпрацю з підрозділами місцевих органів внутрішніх справ, наприклад, залучати до цієї роботи дільничних працівників поліції;

- здійснення широкомасштабного застосування для введів в будівлі та для магістральних ліній 0,4 кВ самоутримних ізольованих проводів, а також винесення приладів обліку в місця, доступні в будь-який час для контролерів.

Викладене вказує, що більшість заходів, направлених на зниження витрат електроенергії можливо виконати у найкоротші терміни і для ефективної їх реалізації мають бути чітко розуміння, що електроенергія є товаром, від зберігання та повноти реалізації якого залежить благополуччя самих працівників компанії, того ж споживача і України в цілому.

2. АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПРАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО»

2.1 Характеристика ПрАТ «Кіровоградобленерго»

ПрАТ «Кіровоградобленерго» (надалі також Товариство) до 01.01.2019 здійснювало ліцензовану діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) мережами та ліцензовану діяльність з постачання електричної енергії за регульованим тарифом на території Кіровоградської області. Площа постачання електроенергії Кіровоградської області становить 27 тис. км² з населенням приблизно 2 млн.чол. [15]

На виконання вимог Закону України «Про ринок електричної енергії», в рамках реформування ринку електроенергії в Україні, згідно з постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 13.11.2023 №1415 з 1 січня 2019 року ПрАТ «Кіровоградобленерго» було видано ліцензію на право провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії на території Кіровоградської області, а ліцензії на право провадження господарської діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) мережами та з постачання електричної енергії за регульованим тарифом були анульовані.

З 1 липня 2019 року в Україні запрацював новий ринок електроенергії згідно з Законом України «Про ринок електричної енергії». ПрАТ «Кіровоградобленерго» тепер є Оператором системи розподілу електроенергії та відповідає за безпечну, надійну та ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу, забезпечення довгострокової спроможності системи розподілу щодо задоволення обґрунтованого попиту на розподіл електричної енергії з урахуванням вимог

щодо охорони навколишнього природного середовища та забезпечення енергоефективності [16].

ПрАТ «Кіровоградобленерго» засновано у червні 1995 р. відповідно до наказу Президента в результаті реструктуризації та приватизації державного енергетичного сектору.

Розподіл електроенергії мережами ПрАТ «Кіровоградобленерго» у розрізі споживачів представлений в таблиці 2.1 та на рисунку 2.1 [16].

Таблиця 2.1 - Розподіл електроенергії мережами ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Категорія споживачів	2021 рік		2022 рік		2023 рік	
	тис. кВт	%	тис. кВт	%	тис. кВт	%
Промисловість	7967636	77,66	7754612	76,58	8261326	76,93
Залізничний транспорт	280337	2,73	287932	2,84	311690	2,90
Сільське господарство	188416	1,84	154409	1,52	183229	1,71
Житлово-комунальне господарство	410915	4,01	399049	3,94	402126	3,74
Організації держбюджету	124705	1,22	98079	0,97	111283	1,04
Організації місцевого бюджету	108069	1,05	104910	1,04	110256	1,03
Населення	735465	7,17	839824	8,29	852029	7,93
Інші споживачі	443725	4,33	486753	4,81	507227	4,72
Всього	10259268	100	10125568	100	10739166	100

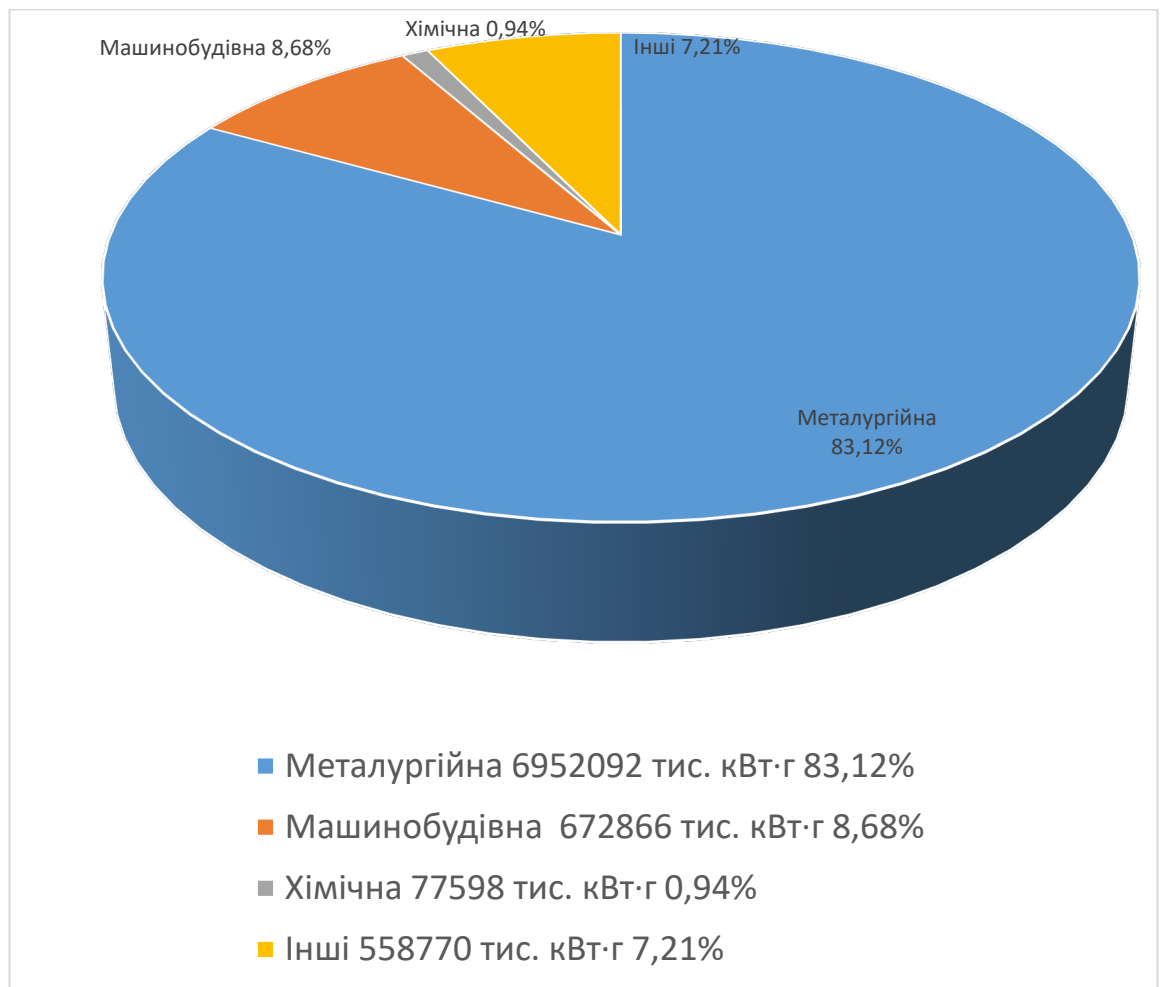


Рисунок 2.1 – Споживання електроенергії по галузям промисловості

Розподіл завдання щодо граничного рівня споживання електричної енергії та потужності у 2023 році проводився в ПрАТ «Кіровоградобленерго» відповідно до «Порядку постачання електричної енергії споживачам», затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 24.03.99 № 441 (із змінами) на підставі встановлених Міністерством енергетики та вугільної промисловості України граничних величин, які щомісячно доводилися до Товариства Регіональним Диспетчерським Центром ДП «НЕК «Укренерго».

Інформація щодо дотримання товариством у 2023 році граничних рівнів електроспоживання наведена у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Граничні рівні електроспоживання ПрАТ «Кіровоградобленерго» у 2023 році

Період 2023 року	Доведене завдання, млн. кВт.год	Факт, млн. кВт.год	+/- млн. кВт.г.	%
Січень	868.0	865.215	-2.785	-0.32
Лютий	794.5	791.869	-2.631	-0.33
Березень	877.0	874.196	-2.804	-0.32
Квітень	731.0	723.116	-7.884	-1.09
Травень	726.0	724.444	-1.556	-0.21
Червень	726.0	721.835	-4.165	-0.58
Липень	745.5	740.766	-4.734	-0.64
Серпень	790.0	726.670	-63.33	-8.72
Вересень	720.5	671.081	-49.419	-7.36
Жовтень	770.0	728.678	-41.322	-5.67
Листопад	805.0	807.612	2.612	0.32
Грудень	880.0	871.005	-8.995	-1.03

За рік через електричні мережі Товариства проходять близько восьми мільярдів кіловат-годин електроенергії. Клієнти Товариства — це близько 22 тисяч юридичних споживачів та понад 760 тисяч побутових споживачів.

Окрім безпосереднього виконання функцій Оператора системи розподілу електроенергії ПрАТ «Кіровоградобленерго» здійснює також такі види діяльності:

- видача технічних умов (ТУ) та погодження проектної документації на відповідність наданим технічним умовам та чинним нормативно-правовим актам;
- підключення та/або відключення електроустановок;
- оформлення та нагляд за роботами в охоронній зоні електромереж;
- позачергова технічна перевірка правильності роботи засобів обліку електроенергії;
- роботи з монтажу, технічного обслуговування та ремонту електроустаткування споживачів;
- послуги лабораторії з проведення вимірів та випробувань.

2.2 Характеристика обладнання розподільних мереж ПрАТ «Кіровоградобленерго»

ПрАТ «Кіровоградобленерго» входить до п'ятірки найпотужніших енергопостачальних підприємств України, його виробничі потужності мають такі характеристики:

- загальна довжина повітряних ліній електропередачі, всього на колах - 35 906,354 км, з них цілком відпрацювали свій ресурс - 16 307,91 км (45,4 %);

- загальна довжина кабельних ліній електропередачі - 2 852,692 км, з них в експлуатації більше 30 років - 2 248,0 км (78,8%);

- кількість підстанцій напругою 35-150 кВ - 266 шт.;

- кількість підстанцій 6-35/0,4 кВ - 8 094 шт., з них працюють більше 25 років 5975 шт. (73,8%);

- загальна кількість трансформаторів напругою 6-150 кВ - 10 039 шт., з них в експлуатації більше 25 років - 6 827 шт. (68,0%), у тому числі за класами напруги:

1) 6-10 кВ - 9 487 шт., з них в експлуатації більше 25 років - 6 456 шт. (68,05%);

2) 35 кВ - 434 шт., з них в експлуатації більше 25 років - 279 шт. (64,3%);

3) 110-150 кВ - 118 шт., з них в експлуатації більше 25 років - 92 шт. (77,9%);

- сумарна потужність трансформаторів напругою 6-150 кВ - 9 204,807 МВА, з них сумарна потужність трансформаторів, що знаходяться в експлуатації більше 25 років - 7 678,700 МВА (83,4%), у тому числі за класами напруги:

1) 6-10 кВ - 2 078,177 МВА, з них в експлуатації більше 25 років - 2012,1 МВА (96,8%);

2) 35 кВ - 1 790,330 МВА, з них в експлуатації більше 25 років - 1 501,3

МВА (83,9%);

3) 110-150 кВ - 5 336,300 МВА, з них в експлуатації більше 25 років 4)
4 165,3 МВА (78,1%);

- загальна кількість вимикачів, розташованих на об'єктах електричних мереж напругою 6-150 кВ - 5 103 шт., з них відпрацювали свій термін служби - 1 581 шт. (30,9%).

Основні дані наявних технічних ресурсів ПрАТ «Кіровоградобленерго» наведені в таблиці 2.3 [16].

Таблиця 2.3 - Технічні ресурси ПрАТ «Кіровоградобленерго»

Перелік об'єктів системи розподілу електричної енергії, призначених для розподілу електричної енергії, що перебувають у ПрАТ «Кіровоградобленерго»	
1	2
1	Знижувальні підстанції 35-150кВ:
	Всього - 266 шт., з них:
	154кВ - 49 шт.,
	110кВ - 1 шт.,
	35кВ - 216 шт.
2	Підстанції 6-35/0,4кВ - 8 094 шт.
	РП 6-10кВ - 96 шт.
3	Повітряні лінії (ПЛ):
	Довжина ПЛ 154кВ - 2 323,84 км,
	Довжина ПЛ 110кВ - 43,12 км,
	Довжина ПЛ 35кВ - 4 352,564 км,
	Довжина ПЛ 10 кВ – 11 285,706 км,
	Довжина ПЛ 6 кВ – 881,071 км,
	Довжина ПЛ 0,4 кВ – 17 020,053 км,
4	Кабельні лінії (КЛ):
	Довжина КЛ 35кВ - 21,639 км,
	Довжина КЛ 10 кВ – 421,385 км,
	Довжина КЛ 6 кВ – 1 164,656 км
	Довжина КЛ 0,4 кВ - 1 245,012 км
5	Сумарна потужність власних трансформаторів 110-150 кВ – 5 336,300 МВА
6	Кількість власних трансформаторів 110-150 кВ – 118 шт.
7	Сумарна потужність власних трансформаторів 35 кВ – 1 790,330 МВА
8	Кількість власних трансформаторів 35 кВ – 403шт.
9	Сумарна потужність власних трансформаторів 6-10 кВ – 2 078,177 МВА
10	Кількість власних трансформаторів 6-10 кВ – 9 092 шт.

До основних стратегічних цілей ПрАТ «Кіровоградобленерго» в частині використання електричних мереж належать:

- технічний розвиток, реконструкція та будівництво електричних мереж та обладнання;
- зниження технологічних втрат електричної енергії;
- розробка та впровадження інвестиційних проектів;
- розвиток автоматизації оперативно - інформаційних комплексів, інформаційних технологій, систем зв'язку та телекомунікацій.

Одним з елементів стратегічної політики Товариства є вжиття всіх можливих заходів з метою збереження в робочому стані та модернізації діючих електроустановок Товариства, що є запорукою подальшого фінансового добробуту ПрАТ «Кіровоградобленерго».

2.3 Показники роботи розподільних мереж ПрАТ «Кіровоградобленерго» та напрямки роботи підприємства щодо зменшення втрат електроенергії

Національна комісія України, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, приділяє особливу увагу показникам якості надання послуг з передачі та постачання електроенергії, які, зокрема, характеризуються:

- індексами середньої тривалості відключень (SAIDI) в мережі:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot T_i}{N_c}, \quad (2.1)$$

де m – кількість ділянок мережі; n_i - кількість споживачів на i -й ділянці;
 T_i - щорічний час перерв електропостачання споживачів i -ої ділянки; N
 N_c - загальна кількість споживачів;

та середньої частоти відключень (SAIFI):

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot \lambda_i}{N_c}, \quad (2.2)$$

де λ_i - інтенсивність відмов на i -й ділянці.

Цільовий показник якості (середньої тривалості відключень SAIDI) для міської території встановлено 150 хв., для сільської – 300 хв. Слід зазначити, що середня тривалість незапланованих перерв у електропостачанні споживачів в ПрАТ «Кіровоградобленерго», як і в середньому по Україні становить від 580 до 870 хв, а при несприятливих умовах до декількох діб, тоді як в країнах Європи – до 104 хвилин.

На рисунку 2.1 представлена динаміка зміни показника якості електропостачання SAIDI в ПрАТ «Кіровоградобленерго» по рокам.

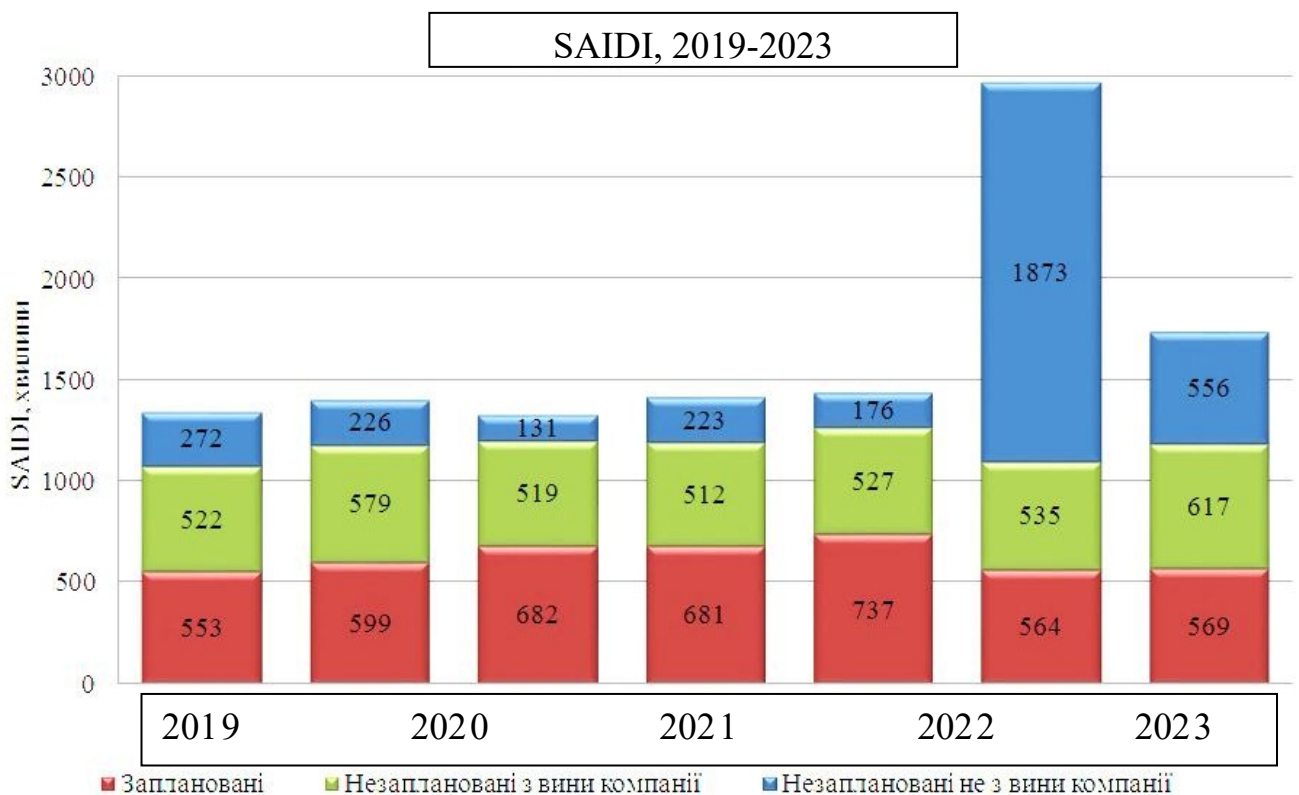


Рисунок 2.2 - Динаміка показників якості електропостачання SAIDI в ПрАТ «Кіровоградобленерго» по роках

У 2023 році загальний показник SAIDI (незапланований з вини підприємства) зріс на 15,5 % і становить 617 хв. Зростання показників

зумовлене підвищенням достовірності первинних даних за рахунок підвищення точності реєстрації перерв в електропостачанні, зокрема завдяки розвитку колцентру підприємства.

Частка недовідпуску електроенергії споживачам з причини технологічних порушень у мережі 6(10) кВ перебуває в межах 40,5...96 %. Значний відсоток недовідпуску електроенергії обумовлений тим, що повітряні електричні мережі 10 кВ недостатньо оснащені пристроями автоматизації. У мережах 6(10) кВ мають місце значні втрати електроенергії в зв'язку з низькою пропускнуою спроможністю мереж.

Аналіз технологічних порушень на об'єктах електричних мереж напругою 6(10) кВ ПрАТ «Кіровоградобленерго» дав змогу класифікувати їх за ознаками чинників, які їх спричинили таблиця. 2.4. Таблиця 2.4 - Розподіл технологічних порушень на електричних мережах напругою 6(10) кВ за ознаками чинників

№	Ознака	Кількість порушень	
		2023 рік	2019 рік
1	Помилкові дії персоналу	1	0
2	Незадовільний технічний стан та обслуговування	3141	3531
3	Дефекти проекту	4	2
4	Дефекти конструкції	1822	17
5	Дефекти виготовлення	340	329
6	Дефекти монтажу та налагодження	449	470
7	Дефекти ремонту	397	271
8	Дефекти будівництва	66	49
9	Стихійні явища (ожеледь, гроза, сильний вітер, повінь та інш.)	2951	2549
10	Вплив сторонніх осіб та організацій	1714	1380

Як видно з таблиці значна кількість технологічних порушень на об'єктах електричних мереж напругою 6(10) кВ свідчить про те, що мережі є слабкерованими з недостатнім рівнем використання автоматизованих

систем оперативно-диспетчерського управління.

Добовий графік навантаження міських мереж досить нерівномірний. В мережах 6(10) кВ спостерігається досить високий рівень аварійності та технологічних порушень. Мережі перевантажені, інфраструктура мережі не відповідає її завантаженню. Сучасне промислове та комунально-побутове електрообладнання досить вразливе як до короткочасних, так і довготривалих переривів електропостачання, що підсилює в рази економічні втрати від недовипуску електроенергії втратами від пошкодження обладнання та порушення технологічних процесів.

За 2023 рік надходження електроенергії в мережу ПрАТ «Кіровоградобленерго» для покриття потреб власних споживачів склало 9 019 998 тис. кВт.год. Корисний відпуск за 2023 рік - 8 220 101 тис. кВт.год, що на 92 497 тис. кВт.год більше ніж за 2022 рік. Збереження тенденції зростання корисного відпуску дозволило зберегти абсолютне значення фактичних втрат на рівні 783 494 тис. кВт.год (8,69% від рівня надходження), та знизити понаднормативні втрати на 5 880 тис. кВт.год: з 67 720 тис. кВт.год (0,76%) в 2022 році до 61 840 тис. кВт.год (0,69%) в 2023 році. Вищезазначена інформація зведена у таблиці 2.4 [16].

Таблиця 2.4 Показники втрат електроенергії ПрАТ «Кіровоградобленерго»

рік	Надходження на потребу власних споживачів	Корисний відпуск	Звітні витрати		Нормативні технологічні витрати електроенергії		Понаднормативні витрати електроенергії	
			тис. кВт.год	%	тис. кВт.год	%	тис. кВт.год	%
2022	8 927 534	8 127 604	783208	8,7%	715 488	8,01%	67 720	0,76%
2023	9 019 998	8 220 101	783494	8,6%	721 654	8%	61 840	0,69%

Персоналом ПрАТ «Кіровоградобленерго» постійно проводиться комплекс технічних та організаційних заходів, що направлені на зниження технологічних витрат електроенергії.

Заходи та алгоритм впровадження заходів по зниженню втрат електроенергії представлені на рисунку 2.2 та 2.3.

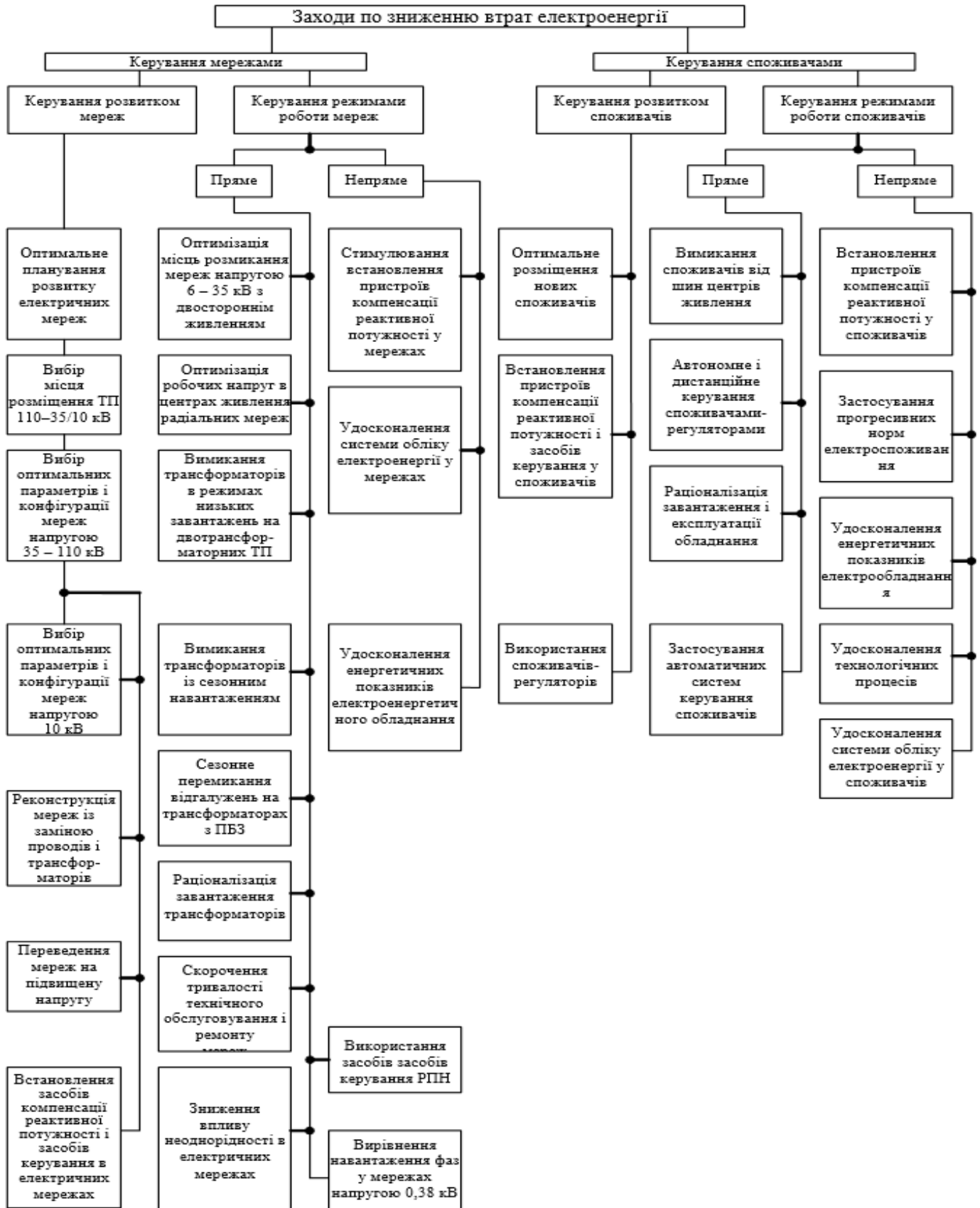


Рисунок 2.3 - Заходи по зниженню втрат електроенергії

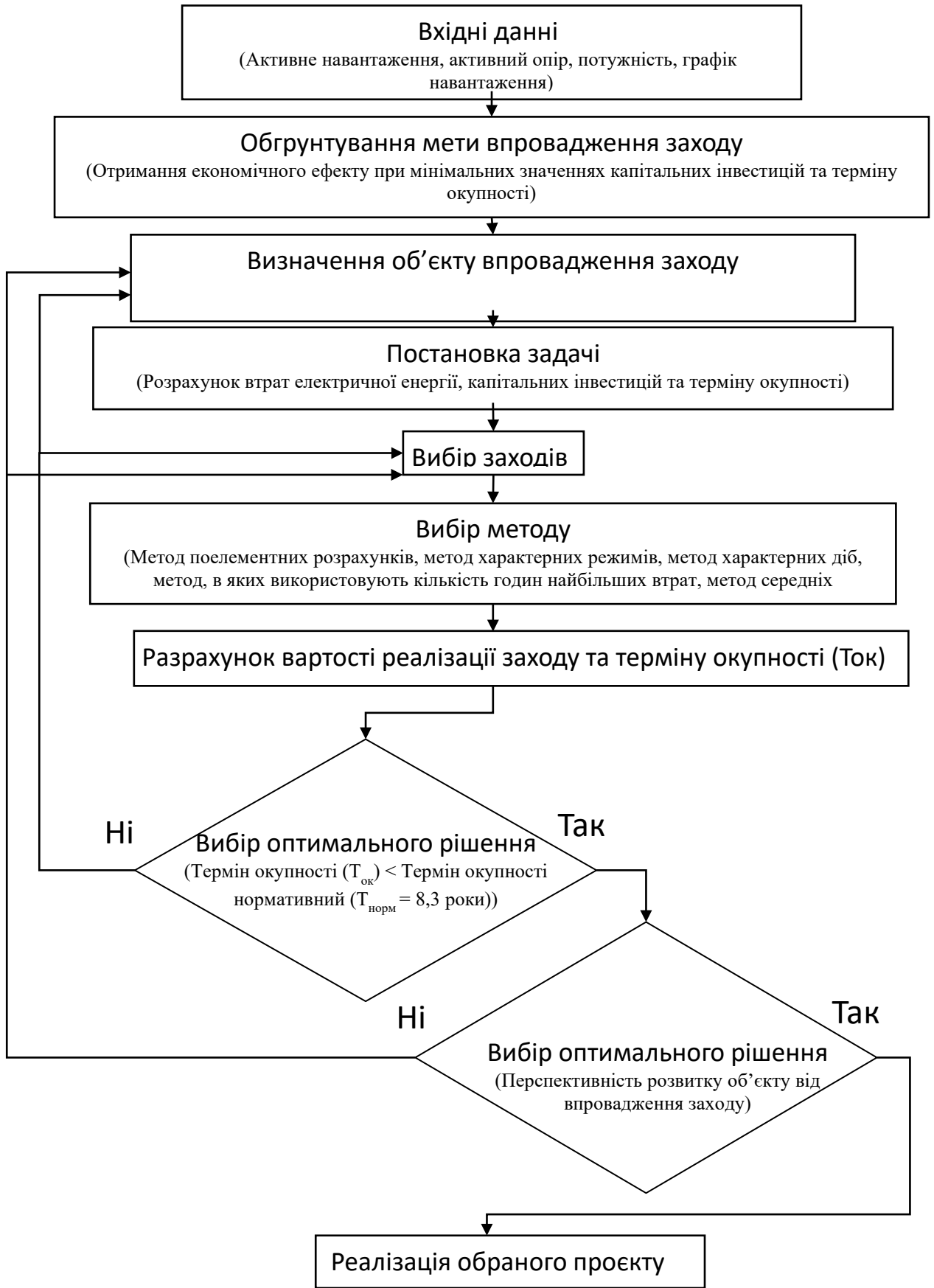


Рисунок 2.4 - Блок-схема алгоритму рішення задачі з впровадження заходу

Основними напрямками роботи щодо зниження технологічних витрат електроенергії є виконання персоналом структурних підрозділів Товариства вимог Правил роздрібного ринку електричної енергії (ПРРЕЕ), зокрема:

- проведення контрольних оглядів, в першу чергу, у споживачів, де огляди не проводились 6 та більше місяців;

- виконання контрольних оглядів не рідше одного разу у два місяці у побутових споживачів із щомісячним споживанням електроенергії більше 500 кВт.год;

- обстеження всіх споживачів, що знаходяться у відключеному стані або мають нульове споживання електричної енергії протягом 3 та більше місяців;

- своєчасне проведення контрольних оглядів розрахункових обліків сезонних споживачів (дачні кооперативи, бази відпочинку та інші);

- своєчасне надання споживачам – юридичним-особам вимог щодо повірки лічильників, трансформаторів струму, напруги, що знаходяться на балансі споживачів, та контроль їх виконання;

- аналіз працездатності засобів обліку на межах надходження електроенергії в мережі структурних підрозділів, виявлення та усунення небалансів по вузлах навантаження в мережі;

- організація рейдової роботи, в т.ч. у вихідні дні, для перевірок споживачів з метою виявлення порушень ними ПРРЕЕ зі складанням відповідних Актів;

- усунення небалансів по шинах підстанцій 154, 110, 35кВ;

- недопущення безоблікового споживання електроенергії;

- заміна лічильників застарілих типів на сучасні електронні;

- заміна відгалужень від ПЛ-0,4 кВ до будівель ізольованим проводом зі встановленням лічильників у виносних шафах обліку;

- проведення у споживачів вимірів навантаження в нічні години та формування, за їх результатами, переліку споживачів, у яких у подальшому

необхідно проводити технічні заходи з метою недопущення недообліку використаної електричної енергії;

- впровадження засобів дистанційного збору та обробки даних з лічильників;

- проведення технічних перевірок розрахункових вузлів обліку у споживачів;

- заміна перевантажених та недовантажених силових трансформаторів;

- заміна проводу на перевантажених повітряних лініях на провід більшого перетину;

- робота з пошуку та усуненню місць нагріву контактних з'єднань в розподільчих мережах;

- підвищення кваліфікації персоналу та його мотивація щодо ефективності енергозбутової роботи [16].

Має вплив на втрати і похибки вимірювання надходжень та віддач електроенергії розрахунковими засобами обліку, помилки під час визначення обсягу споживання електроенергії за розрахунковий місяць за усередненими значеннями споживання електроенергії споживачами без зняття у цьому розрахунковому періоді фактичних показів розрахункових засобів обліку електроенергії.

Не менш важливою причиною наявних понаднормативних втрат є стан мереж та обладнання, оскільки вони старіють та втрачають свої нормативні властивості.

Враховуючи сьогоденні реалії і те, що процес заміни морально і фізично зношеного електрообладнання в електричних мережах, який складає від 40 до 70 %, відбувався досить повільно, а на сьогодні він ще і уповільнився, при тому невпинно росте щільність навантаження, як наслідок, підвищуються втрати електроенергії, то на порядок денний постає питання комплексного підходу до перспективи розвитку розподільних мереж та підвищення ефективності їх роботи, в т. ч. і шляхом реконфігурації мереж з переведення на клас напруги 20 кВ.

3. ВИБІР МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

3.1 Концепція розвитку розподільних мереж 20 кВ та її практична реалізація

У першому розділі даного проєкту були розглянуті загальні заходи щодо підвищення енергоефективності процесу передавання електроенергії шляхом зменшення втрат електроенергії у трансформаторах, кабельних, повітряних лініях електропередач та шляхом зниження комерційних втрат. Враховуючи, що основними елементами електричних мереж є трансформаторні підстанції, розподільні пристрої та лінії електропередач, в цьому розділі розглянуто такі заходи щодо підвищення енергоефективності процесу передавання електроенергії розподільними мережами ПрАТ «Кіровоградобленерго» як перехід мережі 6(10) кВ на більш високий рівень напруги 20 кВ та заміна кабельної лінії на кабель більшого перерізу.

Як вже було зазначено на сьогодні у розподільних електричних мережах ПрАТ «Кіровоградобленерго» досить широко використовується напруга 6(10) кВ. Обладнання, що експлуатується в цих мережах, залишилося ще від Радянського Союзу і є технічно та морально застарілим, а також сильно зношеним. Внаслідок цього техніко-економічні показники та надійність цих мереж, а також якість електроенергії є незадовільними і потребують оптимізації. Зростання електричних навантажень призводить нерідко до технічної межі використання існуючих мереж.

Окремо варто зупинитися на доцільності реконструкції існуючих мереж 6(10) кВ. Проведення простої реконструкції існуючих мереж не дасть змоги підвищити їх пропускну спроможність, і не дасть об'єктивного економічного ефекту, окрім відновлення функціональності. Завдання підвищення ефективності на перспективу вирішені не будуть. Тому комплексна реконструкція мереж з переведення розподільних мереж 6(10)

кВ, які відпрацювали свій нормативний термін, на напругу 20 кВ є досить нагальною та актуальною.

Аналізуючи мережі напругою 20 кВ та 35 кВ слід зазначити, що хоча напруга 35 кВ і ближча для вітчизняних мереж, вона нічим крім рівня напруги не відрізняється від 6 та 10 кВ. Але існує один вагомий мінус: обладнання на цю напругу не можна розмістити в малогабаритних трансформаторних підстанціях. Якщо б компактне обладнання було розроблено, то цілком реальним стало б у подальшому використання напруги 35 кВ у міських та сільських мережах [7].

До переваг комплексної реконструкції з переведенням електричних мереж на клас напруги 20 кВ можна віднести:

- передачу більшої потужності при тих же перерізах проводів;
- зниження втрат електроенергії;
- використання більш ефективного та економічного сучасного обладнання (ТП, РП) у габаритах старого та в межах існуючої охоронної зони ліній електропередавання;
- зменшення загальної довжини мереж 0,4 кВ та втрат у ній за рахунок використання щоглових КТП 20/0,4 кВ;
- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- можливість усунення дефіциту потужності на центрах живлення при розвантаженні електроустановки 6(10) кВ існуючих підстанцій;
- забезпечення широкого використання активного споживача та надійного підключення розподільної генерації;
- підвищення рівня автоматизації мережі;
- зменшення операційних витрат на обслуговування мережі;
- вирішення проблеми переходу на електрообігрівання комунально-побутових споживачів;
- можливість створення надійної мережі електропостачання систем заряду акумуляторних батарей електромобільного транспорту [14].

Що стосується пропускної спроможності лінії середньої напруги 10 та 20 кВ, то потужність, що передається мережею, можна представити як

$$S = \sqrt{3}U_H J F , \quad (3.1)$$

де S - потужність передачі;

U_H - номінальна напруга лінії;

J – щільність струму;

F - площа поперечного перерізу проводу.

При однаковій площі поперечного перерізу проводу $F_{10}=F_{20}$ можна стверджувати, що :

$$\frac{S_{20}}{S_{10}} = \frac{\sqrt{3}U_{20}JF}{\sqrt{3}U_{10}JF} = 2, \quad (3.2)$$

У такому разі очевидно, що пропускна спроможність мережі 20 кВ у два рази більша за пропускну спроможність мереж 10 кВ і відповідно в 3,3 рази більша за пропускну здатність мереж 6 кВ.

Що стосується падіння напруги в лінії, яке можна представити рівнянням

$$\Delta U = \frac{(PR+QX)}{U^2}, \quad (3.3)$$

тоді при однаковому навантаженні маємо співвідношення:

$$\frac{\Delta U_{20}}{\Delta U_{10}} = \frac{\Delta U_{10}^2}{\Delta U_{20}^2} = \frac{1}{4}, \quad (3.4)$$

Таким чином, падіння наруги в лінії зменшується в чотири рази після підвищення наруги з 10 до 20 кВ при незмінному навантаженні, що свідчить про покращення якості електроенергії.

Втрати потужності у лінії можна записати як

$$\Delta P = 3I^2R, \quad (3.5)$$

Тоді при однаковому навантаженні в мережі 10 кВ і 20 кВ маємо співвідношення:

$$\frac{\Delta P_{20}}{\Delta P_{10}} = \frac{\frac{S_{20}^2 R}{U_{20}^2}}{\frac{S_{10}^2 R}{U_{10}^2}} = \frac{1}{4}, \quad (3.6)$$

Таким чином, втрати потужності, як і падіння наруги в лінії, зменшуються в чотири рази при переході на наругу мережі 20 кВ.

У таблиці 3.1 наведено порівняння втрат електроенергії в розподільних кабельних та повітряних лініях електропередавання різного перерізу жил та проводів при використанні наруги 6, 10 та 20 кВ.

Таблиця 3.1. Відносні втрати електричної енергії

Переріз, мм ²	Втрати електричної енергії стосовно кількості електроенергії, що надійшла в мережу, %								
	6 кВ			10 кВ			20 кВ		
	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)	ПЛ (АС)	КЛ (АПвПБ)	КЛ (СБл)
35	3,98	4,58	2,72	1,47	1,65	0,98	0,36	0,41	0,24
50	3,05	3,21	1,89	1,09	1,15	0,68	0,27	0,286	0,17
70	2,16	2,29	1,31	0,78	0,87	0,47	0,19	0,21	0,12
95	1,54	1,69	1,00	0,56	0,61	0,36	0,14	0,15	0,09
120	1,25	1,34	0,79	0,45	0,48	0,28	0,11	0,12	0,07
150	1,05	1,07	0,72	0,38	0,38	0,26	0,09	0,09	0,06
185	0,79	0,87	0,51	0,28	0,31	0,184	0,07	0,08	0,05
240	0,61	0,61	0,39	0,22	0,22	0,14	0,05	0,05	0,03

Оцінку економічності мереж 20 кВ, 10 кВ та 6 кВ з оцінкою затрат на центри живлення (ПС 110 кВ), розподільні підстанції та мережі з врахуванням втрат електроенергії залежно від територіальної щільності навантаження, радіусу r території електропостачання та схеми напруги демонструє таблиця 3.2, в якій дані наведені відносно розрахункових затрат на мережу побудовану по схемі 110/10 кВ [10].

Таблиця 3.2. Оцінка економічності мереж 20, 10 та 6 кВ

Щільність навантаження, МВт/км ²	1,9		3,8		7,5	
	110/6	110/20	110/6	110/20	110/6	110/20
Система напруг, кВ	110/6	110/20	110/6	110/20	110/6	110/20
Розрахункові витрати при $r = 1,5$ км, %	119	94	127	88	133	81
Те саме при $r = 3$ км	128	88	134	83	140	74
Те саме при $r = 6$ км	150	82	157	74	-	67

З таблиці 3.2. видно, що повітряна мережа 20 кВ за розрахунковими

затратами має переваги у всьому розрахунковому діапазоні відстаней дії та щільності навантаження. З врахуванням того, що при переході на вищий клас напруги матиме місце збільшення вартості ТП, варіант 110/20 кВ практично втрачає свої економічні переваги при радіусі дії 1,5...3 км, а от при відстанях електропостачання більше 6 км дає переваги в 12...25 %.

У сільських районах радіус дії набагато більший, ніж у містах, тому переваги системи напруг 110/20 кВ очевидні. В сільських районах вибір оптимальної напруги мережі залежить як від щільності навантаження, так і кількості ТП. При щільності ТП $0,1 \text{ ТП/км}^2$ напруга 20 кВ оптимальна для щільності навантаження $0,5...5 \text{ МВт/км}^2$, а при $0,5 \text{ ТП/км}^2$ – $1...15 \text{ МВт/км}^2$. Оскільки при збільшенні навантаження збільшується поступово і кількість ТП, то напруга 20 кВ, очевидно, буде виправдовувати себе в широкому діапазоні зміни навантаження [7].

Серед труднощів і недоліків переходу на напругу 20 кВ слід зазначити такі фактори:

- значні початкові капіталовкладення;
- необхідність розробки нормативно-технічної бази;
- потреба в наявності на центрах живлення резервів потужності на рівні напруги 20 кВ;
- розробка концепції розвитку мереж 20 кВ на території конкретного міста з виконанням техніко-економічного обґрунтування побудови мереж;
- наявність на ринку обладнання та кабельної продукції 20 кВ.

Національна комісія, яка здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, прийняла за один із напрямків підвищення ефективності функціонування розподільних мереж шляхом переведення їх на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі та концептуальних підходів до автоматизації розподільної мережі і систем обліку електричної енергії [14]. У зв'язку з чим в цьому проекті запропонована ідеологія концепції переведення існуючих мереж 6 кВ та реконструкції мереж 10 кВ з переведенням їх на клас напруги 20 кВ,

структурна схема якої показана на рисунку 3.1.

Концепція включає три основні напрями: розробку топології мережі 20 кВ (силова частина); розробку систем управління (релейний захист та автоматика); розробка нормативної бази, яка повинна врахувати напрацювання технічних рішень по силовій частині та частині систем управління.

Відправною точкою реалізації концепції мережі 20 кВ є розробка силової частини, тобто топології мережі, яка включає:

- вирішення задач обґрунтування вибору конфігурації схеми мережі та режиму нейтралі;
- визначення кількості розподільних (РП) та трансформаторних підстанцій (ТП);
- тип вимикачів та їх місця в схемі (силові вимикачі та вимикачі навантаження), секціонування шин та фідерів;
- потужність КЗ на шинах РП, ТП та вибір електрообладнання;
- розрахунок значення опору резистора в нейтралі та його термічної стійкості;
- розрахунок термічної стійкості магістральних та розподільних ліній електропередавання кабельного та повітряного виконання;
- засоби захисту від перенапруги;
- засоби резервування та зв'язок з мережею напругою 10 кВ;
- визначення параметрів мережі.

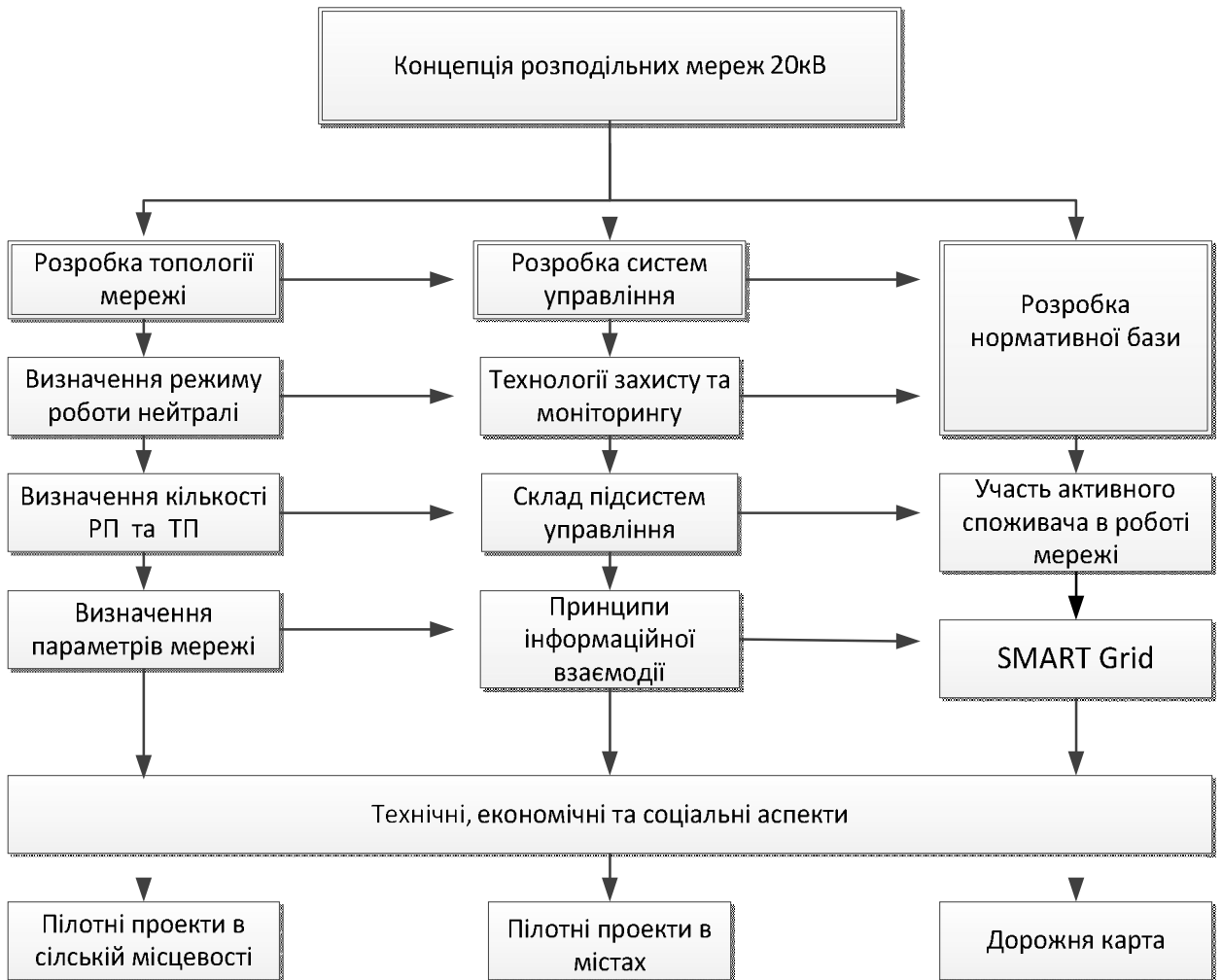


Рисунок 3.1. Структурна схема ідеологічних напрямків впровадження мереж класу напруги 20 кВ

Підсумовуючи, слід зазначити, що переведення розподільної мережі на вищий клас напруги є досить тривалим та кропітким процесом.

Насамперед, в енергосистемі необхідно визначити зони розподільних мереж для реконструкції, для чого необхідно за технічними та економічними показниками мережі визначити пріоритет переведення на напругу 20 кВ кожної з зон. В основі визначення пріоритету необхідно використовувати певні критерії, такі як: інвестиції, підготовленість мережі до переведення, навантаження та тенденція його зміни, якість напруги, якість електропостачання (коефіцієнти SAIDI, SAIFI), територіальна щільність навантаження, територіальна щільність ТП (РП), наявність мережі 6 кВ, середня довжина фідерів, зношеність мережі (період роботи), режим роботи нейтралі, номінальна напруга вищого класу напруги тощо.

3.2. Аналіз показників роботи електричних мереж 6(10 кВ) ПрАТ «Кіровоградобленерго»

З метою визначення економічної ефективності впровадження заходів щодо підвищення енергоефективності процесу передавання електроенергії розподільними мережами ПрАТ «Кіровоградобленерго» та для аналізу режимів роботи електрообладнання ПрАТ «Кіровоградобленерго» було обрано три розподільних пункти РП-7, РП-8, РП-14 Центрального районного відділення електромереж (ЦРВЕМ) структурного підрозділу ПрАТ «Кіровоградобленерго».

Кожний з зазначених розподільних пунктів суміщений з виконаною з повнозбірних залізобетонних конструкцій трансформаторною підстанцією на два трансформатори з магнітопроводами зі стандартної електротехнічної сталі ТМГ-400-6,10/0,4. Зазначені розподільні пункти мають також назву розподільні трансформаторні підстанції.

Схема такого розподільного пункту 6(10) кВ представлена на рисунку 3.2.

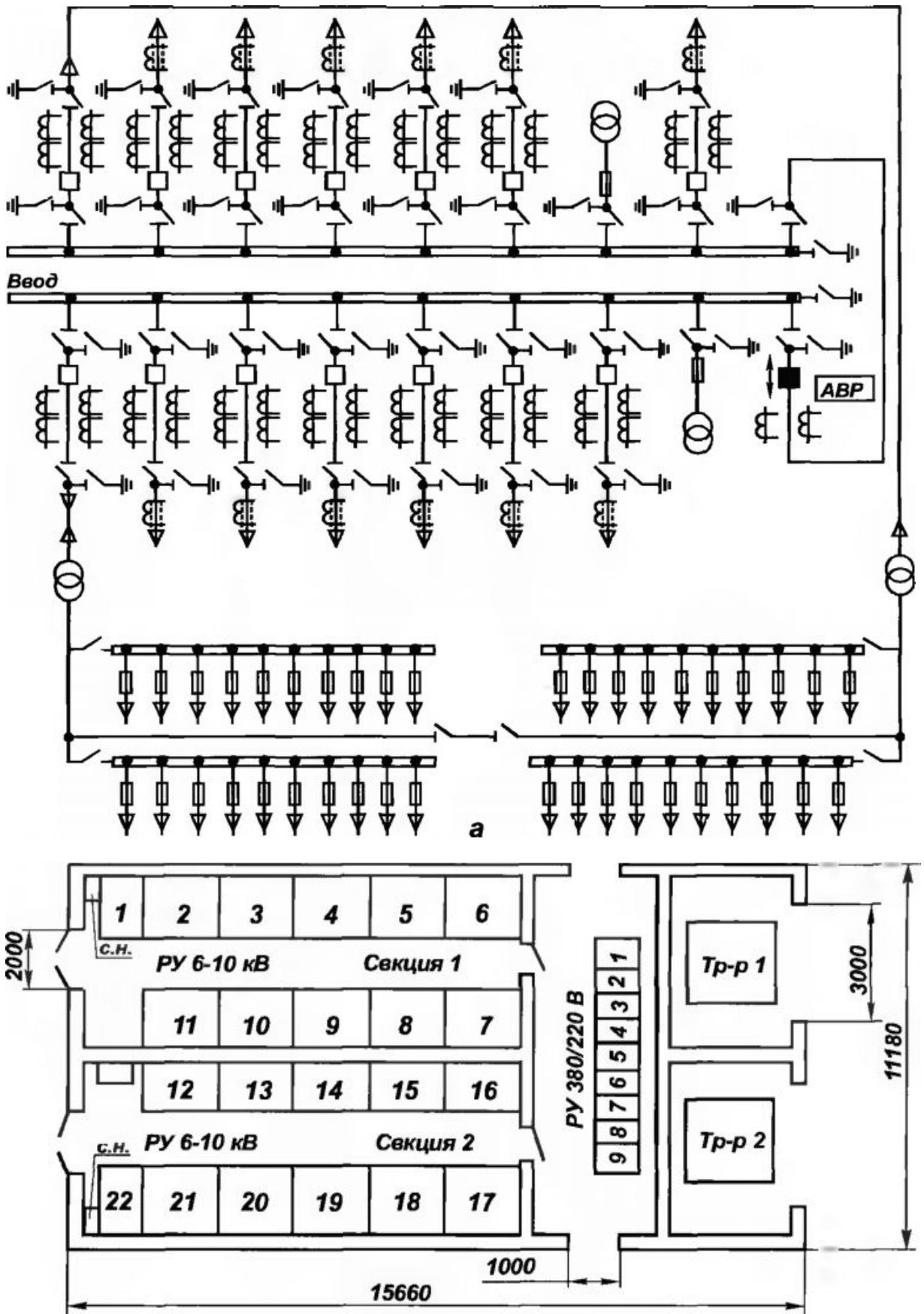


Рисунок 3.2 - Схема розподільного пункту напругою 6(10)кВ з трансформаторною підстанцією на два трансформатори.

У таблиці 3.3 представлені параметри кабельних ліній розподільних

пунктів РП №№7,8,14

Таблиця 3.3 Параметри кабельних ліній електричних мереж РП №№7,8,14

ЛЕП	Рік введення в експлуатацію	Загальна довжина, км	Марка кабелю
КЛ-6(10) кВ РП-7 фідер 11	1987	1,150	АСБ 3х185
КЛ-6(10) кВ РП -7 фідер 12	1978	0,580	ААБл 3х150
КЛ-6(10) кВ РП -8 фідер 24	1970	1,890	ААШВ 3х150
КЛ-6(10) кВ РП- 8 фідер 25	1972	1,200	ААШВ 3х150
КЛ-6(10) кВ РП- 8 фідер 26	1973	2,770	ААБл 3х150
КЛ-6(10) кВ РП- 8 фідер 27	1973	1,705	АСБ 3х185
КЛ-6(10) кВ РП- 14 фідер 5	1980	0,600	ААШВ 3х150
КЛ-6(10) кВ РП -14 фідер 6	1981	1,120	АСБ 3х185

З метою визначення навантаження на фідерах кабельних ліній розподільних пунктів були здійснені заміри активного та реактивного навантаження протягом доби з інтервалом у 2 години, дані за результатами замірів представлені у таблицях 3.4, 3.5.

Таблиця 3.4 - Режимні заміри активного навантаження на фідерах 6(10) кВ

Час заміру	РП-7		РП-8				РП-14	
	ф.№1	ф.№2	ф.№24	ф.№25	ф.№26	ф.№27	ф.№5	ф.№6
	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт
0:00-2:00	3339,25	5966,61	2452,38	3695,63	1159,12	5425,80	1646,35	3249,36
2:00-4:00	4297,73	4535,74	1894,83	2890,91	886,84	3922,39	1554,76	3091,91
4:00-6:00	6844,79	4230,54	1678,83	2657,48	962,35	3648,48	1532,41	3688,76
6:00-8:00	7226,29	5641,28	2009,05	3534,03	1906,08	4965,10	1584,24	4820,93
8:00-10:00	6527,28	7636,10	3349,21	5446,07	2023,00	7416,37	2580,07	4932,15
10:00-12:00	6241,80	7910,54	3364,61	6154,34	1831,90	7556,17	4075,13	4958,85
12:00-14:00	6435,56	7873,86	3333,18	5957,08	1781,51	7290,14	4302,36	4862,09
14:00-16:00	7169,08	7481,65	3020,10	5908,43	1863,52	7021,57	4380,91	5070,02
16:00-20:00	7574,28	8017,66	2973,34	5777,20	2091,31	7175,21	4263,06	5629,58
20:00-22:00	5235,64	9366,69	3347,70	5938,48	2378,28	8180,83	2665,37	5120,84
22:00-24:00	3408,16	6527,64	2554,42	4471,33	1287,84	5906,17	2027,84	3419,78

Таблиця 3.5 - Режимні заміри реактивного навантаження на фідерах 6(10) кВ

Час заміру	РП-7		РП-8				РП-14	
	ф.№1	ф.№2	ф.№24	ф.№25	ф.№26	ф.№27	ф.№5	ф.№6
	кВар	кВар	кВар	кВар	кВар	кВар	кВар	кВар
0:00-2:00	972,62	1269,08	588,21	796,95	296,72	1144,59	572,92	747,67
2:00-4:00	1033,81	1147,20	562,07	736,10	287,67	1038,02	586,26	753,32
4:00-6:00	1425,41	1123,61	555,95	729,93	288,62	1019,58	578,17	789,95
6:00-8:00	1485,76	1269,26	581,03	790,02	358,18	1153,89	571,18	857,75
8:00-10:00	1335,95	1579,27	783,48	1097,10	377,46	1444,01	892,01	974,44
10:00-12:00	1338,19	1555,37	875,05	1412,98	338,04	1405,36	1578,43	971,70
12:00-14:00	1389,19	1552,84	869,24	1341,03	343,57	1407,69	1445,33	988,56
14:00-16:00	1518,56	1476,94	836,27	1366,39	368,46	1329,48	1661,55	1012,92
16:00-20:00	1450,00	1648,88	834,29	1340,42	401,82	1474,51	1571,94	1090,70
20:00-22:00	950,85	1609,09	674,20	1174,72	366,90	1428,93	795,42	870,87
22:00-24:00	938,74	1301,75	598,94	1173,98	291,72	1190,73	733,15	761,80

Максимальні значення активного, реактивного навантаження та максимальної повної потужності РП №№ 7, 8, 14 за результатами замірів зведені у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 Максимальні значення навантажень РП №№ 7, 8, 14

№ Фідера РП	Максимальне активне навантаження, $P_{\text{макс}}$	Максимальне реактивне навантаження, $Q_{\text{макс}}$	Максимальна повна потужність, $S_{\text{макс}}$
	кВт	кВар	кВА
РП-7:			
ф.№1	7549,20	1521,14	7700,93
ф.№2	9145,13	1812,12	9322,94
РП-8:			
ф.№24	3399,56	851,23	3504,51
ф.№25	6112,36	1325,48	6254,43
ф.№26	2270,54	430,20	2310,94
ф.№27	8120,57	1512,56	8260,24
РП-14:			
ф.№5	4374,30	1675,14	4684,08
ф.№6	5656,10	1002,40	5744,24

Виходячи з даних таблиць 3.4-3.5 можна зробити висновок, що розподільні пункти знаходяться у досить завантаженому стані.

Тому потрібне прийняття деяких варіантів зменшення їхнього завантаження, як приклад переведення розподільчої мережі на більш високий рівень напруги.

За даними Центрального районного відділення електричних мереж ПрАТ «Кіровоградобленерго» більшість силових трансформаторів мають коефіцієнт завантаження в діапазоні від 0,033 до 0,96. Тобто деякі працюють у недовантаженому, а деякі у перевантаженому стані. Це в свою чергу призводить до зменшення їхнього терміну експлуатації.

В той час, як при нормальному режимі роботи коефіцієнт завантаження дорівнює 0,7.

Збільшення електричного навантаження комунально-побутових споживачів значно впливає на пропускну спроможність міських електричних

мереж 6-10 кВ, так як електрична мережа не завжди готова до збільшення навантаження, що призводить до виходу з ладу не тільки КЛ 6-10 кВ, а й електричного обладнання. Це призводить до значних перерв в електропостачанні та додаткових капіталовкладень.

При такому зростанні електричного навантаження для збільшення пропускної спроможності електричної мережі 6-10 кВ на більшості трансформаторних підстанціях потрібно буде замінити силові трансформатори, кабельні лінії 6-10 кВ на більший переріз.

Таблиця 3.6 - Пропускна спроможність КЛ 6 кВ при збільшенні перерізу

Марка та переріз КЛ	Допустимий струм КЛ, Ідоп, А	Відношення перерізу КЛ	Пропускна спроможність КЛ при збільшенні перерізу, С	Відношення перерізу КЛ	Пропускна спроможність КЛ при збільшенні перерізу, С
ААБл 3х95	213,00	95/70	0,18	95/50	
ААБл 3х120	243,00	120/95	0,14	120/70	
ААБл 3х150	275,00	150/120	0,13	150/95	0,29
ААБл 3х185	307,00	185/150	0,12	185/120	0,26
ААБл 3х240	351,00	240/185	0,14	240/150	0,28
СБ 3х70	236,00				
СБ 3х95	280,00	95/70	0,19	95/50	
СБ 3х120	318,00	120/95	0,14	120/70	0,35
СБ 3х150	358,00	150/120	0,13	150/95	0,28
АСБ 3х70	180,00				
АСБ 3х95	213,00	95/70	0,18		
АСБ 3х120	243,00	120/95	0,14	120/70	0,35
АСБ 3х150	275,00	150/120	0,13	150/95	0,29
АСБ 3х185	307,00	185/150	0,12	185/120	0,26
АСБ 3х240	351,00	240/185	0,14	240/150	0,28

З таблиці видно, що зі збільшенням перерізу кабельної лінії майже вдвічі зростає її пропускна спроможність.

3.3 Впровадження заходів зниження втрат електроенергії шляхом переведення мереж на вищий рівень напруги та заміни кабельних ліній

В даному розділі проекту розглянуто впровадження заходів щодо переведення розподільних електричних мереж на вищий рівень напруги та заміни кабельних ліній на більший переїз на предмет зниження втрат електроенергії.

Активне, реактивне розрахункове навантаження та повна розрахункова потужність КЛ знаходяться за формулами [3]:

$$P_H = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\text{доп}} \cos\varphi, \quad (3.7)$$

$$Q_H = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\text{доп}} \sin\varphi, \quad (3.8)$$

$$S_H = \sqrt{P_H^2 + Q_H^2}, \quad (3.9)$$

Втрати активної потужності знаходяться за формулою:

$$\Delta P = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot r_0, \quad (3.10)$$

де r_0 – активний опір КЛ, Ом/км.

Дані втрат активної потужності в електричній мережі наведені в таблиці 3.7, для різних рівнів напруги та різних перерізів КЛ.

Таблиця 3.7 Втрати активної потужності в КЛ при напрузі 6-20 кВ.

Марка та переріз КЛ	Допустимий струм КЛ, Ідоп, А	Активний опір КЛ, r_0 , Ом/км	Індуктивний опір КЛ, x_0 , Ом/км	Активне розрахункове навантаження, P_n , кВт	Реактивне розрахункове навантаження, Q_n , кВар	Повна розрахункова потужність, S_n , кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ, ΔP , кВт/км
6 кВ							
АПвЭгПу-6 3x50	140,00	0,603	0,244	1367,63	552,87	1475,15	36,42
АПвЭгПу-6 3x70	171,00	0,416	0,168	1670,46	675,29	1801,79	37,55
АПвЭгПу-6 3x95	203,00	0,301	0,122	1983,06	801,66	2138,97	38,23
АПвЭгПу-6 3x120	232,00	0,238	0,096	2266,35	916,19	2444,54	39,48
АПвЭгПу-6 3x150	260,00	0,194	0,078	2539,88	1026,76	2739,57	40,37
АПвЭгПу-6 3x185	294,00	0,154	0,062	2872,02	1161,03	3097,82	41,09
АПвЭгПу-6 3x240	340,00	0,118	0,048	3321,38	1342,69	3582,51	41,89
АПвЭгПу-6 3x300	384,00	0,094	0,038	3751,21	1516,45	4046,13	42,75
20 кВ							
АПвЭгПу-20 3x50	140,00	0,603	0,244	1367,63	552,87	1475,15	3,28
АПвЭгПу-20 3x70	171,00	0,416	0,168	1670,46	675,29	1801,79	3,38
АПвЭгПу-20 3x95	203,00	0,301	0,122	1983,06	801,66	2138,97	3,44
АПвЭгПу-20 3x120	232,00	0,238	0,096	2266,35	916,19	2444,54	3,55
АПвЭгПу-20 3x150	260,00	0,194	0,078	2539,88	1026,76	2739,57	3,63
АПвЭгПу-20 3x185	294,00	0,154	0,062	2872,02	1161,03	3097,82	3,70
АПвЭгПу-20 3x240	340,00	0,118	0,048	3321,38	1342,69	3582,51	3,77
АПвЭгПу-20 3x300	384,00	0,094	0,038	3751,21	1516,45	4046,13	3,85

На основі таблиці 2.5 побудуємо графічну залежність розрахункових

втрат потужності від допустимого струму.

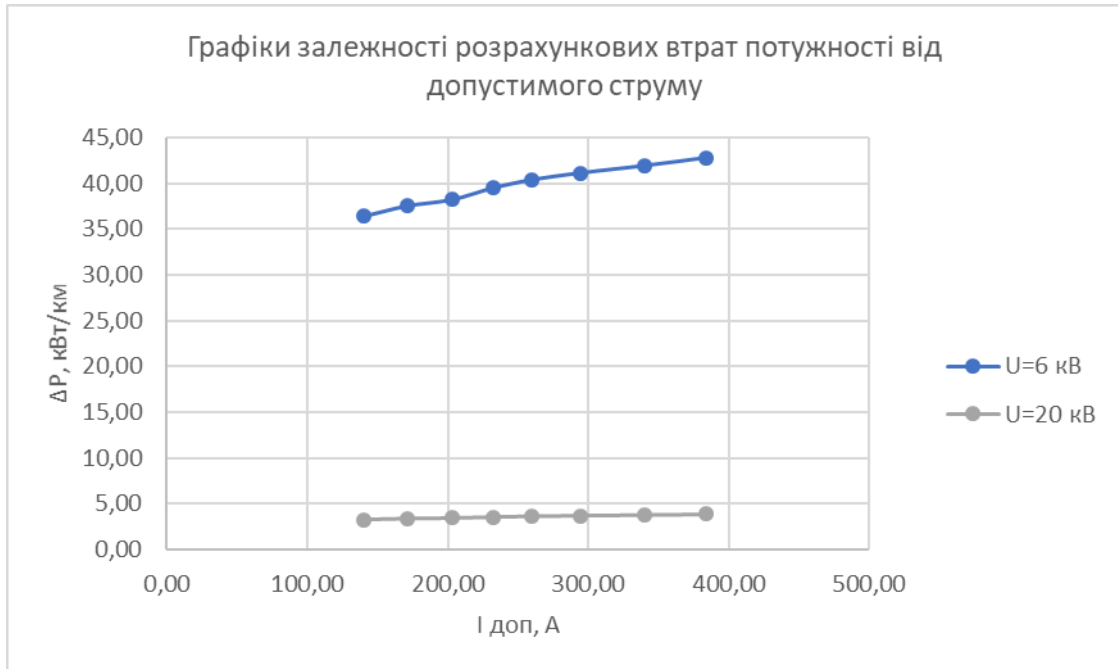


Рисунок 3.3 Графіки залежності розрахункових втрат потужності від допустимого струму

З метою зменшення втрат електроенергії виконаємо аналіз двох ймовірних варіантів:

1. Перехід на вищий рівень напруги без заміни КЛ.
2. Заміна перерізу існуючої КЛ на більш високий, чи на іншу марку КЛ вищого перерізу.

Аналіз буде виконуватись при використанні фактичних показників навантаження КЛ, які живлять РП та коефіцієнтами завантаження КЛ, які знаходяться у діапазоні (0,2...1).

Аналіз представлений в таблицях 3.8 – 3.23.

Таблиця 3.8 - Втрати активної потужності в КЛ марки АСБ 3х185 (РП-7 Ф. №1) при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ

Номінальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт/км
6	АСБ 3х185	0,20	70,20	0,167	0,077	1525,13	308,10	1555,94	11,23
		0,60	210,60			4572,35	910,16	4662,06	100,83
		1,00	351,00			7549,20	1521,14	7700,93	275,11
20		0,20	70,20	0,167	0,077	1525,13	308,10	1555,94	1,01
		0,60	210,60			4572,35	910,16	4662,06	9,07
		1,00	351,00			7549,20	1521,14	7700,93	24,76

Таблиця 3.9. Втрати активної потужності в КЛ марки ААБл 3х150 (РП-7 Ф. №2) при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номінальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт/км
6	ААБл 3х150	0,20	70,20	0,206	0,079	1899,56	379,15	1937,03	21,47
		0,60	210,60			5691,56	1020,51	5782,33	191,32
		1,00	351,00			9145,13	1812,12	9322,94	497,36
20		0,20	70,20	0,206	0,079	1899,56	379,15	1937,03	1,93
		0,60	210,60			5691,56	1020,51	5782,33	17,22
		1,00	351,00			9145,13	1812,12	9322,94	44,76

Таблиця 3.10 Втрати активної потужності в КЛ марки ААШв 3х150 (РП-8, Ф.№24) при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номінальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Ідоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	ААШв 3х150	0,20	70,20	0,206	0,074	654,13	166,17	674,91	2,61
		0,60	210,60			2035,50	530,32	2103,45	25,32
		1,00	351,00			3399,56	851,23	3504,51	70,28
20		0,20	70,20	0,206	0,074	654,13	166,17	674,91	0,23
		0,60	210,60			2035,50	530,32	2103,45	2,28
		1,00	351,00			3399,56	851,23	3504,51	6,33

Таблиця 3.11 - Втрати активної потужності в КЛ марки ААШв 3х150 (РП-8, Ф.№ 25) при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номінальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Ідоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	ААШв 3х150	0,20	71,60	0,206	0,074	1196,14	261,17	1224,32	8,58
		0,60	214,80			3619,51	815,35	3720,76	79,22
		1,00	358,00			6112,36	1325,48	6254,43	223,84
20		0,20	71,60	0,206	0,074	1196,14	261,17	1224,32	0,77
		0,60	214,80			3619,51	815,35	3720,76	7,13
		1,00	358,00			6112,36	1325,48	6254,43	20,15

Таблиця 3.12 - Втрати активної потужності в КЛ марки ААБл 3х150 (РП-8, Ф № 26) при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номінальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ K _{зкл}	Допустимий струм I _{доп} , А	Активний опір КЛ r ₀ , Ом/км	Індуктивний опір КЛ x ₀ , Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ P _ф , кВт	Фактичне реактивне навантаження КЛ Q _ф , кВар	Повна розрахункова потужність КЛ S _н , кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	ААБл 3х150	0,20	70,20	0,206	0,079	470,73	85,12	478,36	1,31
		0,60	210,60			1410,24	257,86	1433,62	11,76
		1,00	351,00			2270,54	430,20	2310,94	30,56
20		0,20	70,20	0,206	0,079	470,73	85,12	478,36	0,12
		0,60	210,60			1410,24	257,86	1433,62	1,06
		1,00	351,00			2270,54	430,20	2310,94	2,75

Таблиця 3.13 - Втрати активної потужності в КЛ марки АСБ 3х185 (РП-8, Ф № 27) при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номінальна напруга, U, кВ	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ K _{зкл}	Допустимий струм I _{доп} , А	Активний опір КЛ r ₀ , Ом/км	Індуктивний опір КЛ x ₀ , Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ P _ф , кВт	Фактичне реактивне навантаження КЛ Q _ф , кВар	Повна розрахункова потужність КЛ S _н , кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	АСБ 3х185	0,20	71,60	0,167	0,077	1538,67	310,26	1569,64	11,43
		0,60	214,80			4858,32	908,33	4942,50	113,32
		1,00	358,00			8120,57	1512,56	8260,24	316,52
20		0,20	71,60	0,167	0,077	1538,67	310,26	1569,64	1,03
		0,60	214,80			4858,32	908,33	4942,50	10,20
		1,00	358,00			8120,57	1512,56	8260,24	28,49

Таблиця 3.14 - Втрати активної потужності в КЛ марки ААШв 3х150 (РП-14, Ф № 5) при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номинальна напруга	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Ідоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Рф, кВт	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	ААШв 3х150	0,20	49,20	0,206	0,074	882,45	315,25	937,07	5,02
		0,60	147,60			2583,24	999,69	2769,93	43,90
		1,00	246,00			4374,30	1675,14	4684,08	125,55
20		0,20	49,20	0,206	8 0,074	1538,67	310,26	1569,64	0,45
		0,60	147,60			4858,32	908,33	4942,50	3,95
		1,00	246,00			8120,57	1512,56	8260,24	11,30

Таблиця 3.15 - Втрати активної потужності в КЛ марки АСБ 3х185 (РП-14, Ф № 6) при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Номинальна напруга	Марка та переріз КЛ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Ідоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Рф, кВт	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
6	АСБ 3х185	0,20	70,20	0,167	0,077	1035,22	215,27	1057,37	5,19
		0,60	210,60			3399,62	642,18	3459,74	55,53
		1,00	351,00			5656,10	1002,40	5744,24	153,07
20		0,20	70,20	0,167	0,077	1035,22	215,27	1057,37	0,47
		0,60	210,60			3399,62	642,18	3459,74	5,00
		1,00	351,00			5656,10	1002,40	5744,24	13,76

Таблиця 3.16 - Втрати активної потужності в КЛ 6 кВ (РП-7 Ф. №1) при заміні кабелю АСБ 3х185 на кабель більшого перерізу АПвЭгПУ 3х300 та при різних коефіцієнтах завантаження КЛ

Марка та переріз КЛ	Номинальна напруга, U, кВ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт/км
АСБ 3х185	6	0,20	70,20	0,16	0,077	1525,13	308,10	1555,94	11,23
		0,60	210,60			4572,35	910,16	4662,06	100,83
		1,00	351,00			7549,20	1521,14	7700,93	275,11
АПвЭгПУ 3х300		0,20	70,20	0,130	0,071	1525,13	308,10	1555,94	8,74
		0,60	210,60			4572,35	910,16	4662,06	78,49
		1,00	351,00			7549,20	1521,14	7700,93	214,15

Таблиця 3.17 - Втрати активної потужності в КЛ 6 кВ (РП-7 Ф. №2) при заміні кабелю ААБл 3х150 на кабель більшого перерізу АПвЭгПУ 3х300 та при різних коефіцієнтах завантаження КЛ

Марка та переріз КЛ	Номинальна напруга, U, кВ	Коефіцієнт завантаження КЛ Кзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт/км
ААБл 3х150	6	0,20	70,20	0,206	0,079	1899,56	379,15	1937,03	21,47
		0,60	210,60			5691,56	1020,51	5782,33	191,32
		1,00	351,00			9145,13	1812,12	9322,94	497,36
АПвЭгПУ 3х300		0,20	70,20	0,130	0,071	1525,13	308,10	1555,94	13,55
		0,60	210,60			4572,35	910,16	4662,06	120,74
		1,00	351,00			7549,20	1521,14	7700,93	313,87

Таблиця 3.18. - Втрати активної потужності в КЛ 6 кВ (РП-8 Ф. 24) при заміні кабелю ААШв 3x150 на кабель більшого перерізу АПвЭгПУ 3x300 та при різних коефіцієнтах завантаження КЛ

Марка та переріз КЛ	Номинальна напруга, U, кВ	Коефіцієнт завантаження КЛ K _{зкл}	Допустимий струм I _{доп} , А	Активний опір КЛ r ₀ , Ом/км	Індуктивний опір КЛ x ₀ , Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ P _ф , кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Q _ф , кВар	Повна розрахункова потужність КЛ S _н , кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
ААШв 3x150	6	0,20	70,20	0,206	0,074	654,13	166,17	674,91	2,61
		0,60	210,60			2035,50	530,32	2103,45	25,32
		1,00	351,00			3399,56	851,23	3504,51	70,28
АПвЭгПУ 3x300		0,20	70,20	0,13	0,071	654,13	166,17	674,91	1,64
		0,60	210,60			2035,50	530,32	2103,45	15,98
		1,00	351,00			3399,56	851,23	3504,51	44,35

Таблиця 3.19 - Втрати активної потужності в КЛ 6 кВ (РП-8, Ф.№ 25) при заміні кабелю ААШв 3x150 на кабель більшого перерізу АПвЭгПУ 3x300 та при різних коефіцієнтах завантаження КЛ

Марка та переріз КЛ	Номинальна напруга, U, кВ	Коефіцієнт завантаження КЛ K _{зкл}	Допустимий струм I _{доп} , А	Активний опір КЛ r ₀ , Ом/км	Індуктивний опір КЛ x ₀ , Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ P _ф , кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Q _ф , кВар	Повна розрахункова потужність КЛ S _н , кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
ААШв 3x150	6	0,20	71,60	0,206	0,074	1196,14	261,17	1224,32	8,58
		0,60	214,80			3619,51	815,35	3720,76	79,22
		1,00	358,00			6112,36	1325,48	6254,43	223,84
АПвЭгПУ 3x300		0,20	71,60	0,130	0,071	1196,14	261,17	1224,32	5,41
		0,60	214,80			3619,51	815,35	3720,76	49,99
		1,00	358,00			6112,36	1325,48	6254,43	141,26

Таблиця 3.20 - Втрати активної потужності в КЛ 6 кВ (РП-8, Ф № 26) при заміні кабелю ААБл 3х150 на кабель більшого перерізу АПвЭгПУ 3х300 та при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Марка та переріз КЛ	Номинальна напруга, U, кВ	Коефіцієнт завантаження КЛ K _{зкл}	Допустимий струм I _{доп} , А	Активний опір КЛ r ₀ , Ом/км	Індуктивний опір КЛ x ₀ , Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ P _ф , кВт	Фактичне реактивне навантаження КЛ Q _ф , кВар	Повна розрахункова потужність КЛ S _н , кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
ААБл 3х150	6	0,20	70,20	0,206	0,079	470,73	85,12	478,36	1,31
		0,60	210,60			1410,24	257,86	1433,62	11,76
		1,00	351,00			2270,54	430,20	2310,94	30,56
АПвЭгПУ 3х300		0,20	70,20	0,13	0,071	470,73	85,12	478,36	0,83
		0,60	210,60			1410,24	257,86	1433,62	7,42
		1,00	351,00			2270,54	430,20	2310,94	19,28

Таблиця 3.21 - Втрати активної потужності в КЛ 6 кВ (РП-8, Ф № 27) при заміні кабелю АСБ 3х185 на кабель більшого перерізу АПвЭгПУ 3х300 та при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Марка та переріз КЛ	Номинальна напруга, U, кВ	Коефіцієнт завантаження КЛ K _{зкл}	Допустимий струм I _{доп} , А	Активний опір КЛ r ₀ , Ом/км	Індуктивний опір КЛ x ₀ , Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ P _ф , кВт	Фактичне реактивне навантаження КЛ Q _ф , кВар	Повна розрахункова потужність КЛ S _н , кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
АСБ 3х185	6	0,20	71,60	0,167	0,077	1538,67	310,26	1569,64	11,43
		0,60	214,80			4858,32	908,33	4942,50	113,32
		1,00	358,00			8120,57	1512,56	8260,24	316,52
АПвЭгПУ 3х300		0,20	71,60	0,130	0,071	470,73	85,12	478,36	8,90
		0,60	214,80			1410,24	257,86	1433,62	88,21
		1,00	358,00			2270,54	430,20	2310,94	246,39

Таблиця 3.22 - Втрати активної потужності в КЛ 6кВ (РП-14, Ф № 5) при заміні кабелю ААШВ 3х150 на кабель більшого перерізу АПвЭгПУ 3х300 та при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Марка та переріз КЛ	Номинальна напруга, U, кВ	Коефіцієнт завантаження КЛ Kзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
ААШВ 3х150	6	0,20	49,20	0,206	0,074	882,45	315,25	937,07	5,02
		0,60	147,60			2583,24	999,69	2769,93	43,90
		1,00	246,00			4374,30	1675,14	4684,08	125,55
АПвЭг ПУ 3х300		0,20	49,20	0,13	0,071	882,45	315,25	937,07	3,17
		0,60	147,60			2583,24	999,69	2769,93	27,71
		1,00	246,00			4374,30	1675,14	4684,08	79,23

Таблиця 3.23 - Втрати активної потужності в КЛ 6кВ (РП-14, Ф № 6) при заміні кабелю АСБ 3х185 на кабель більшого перерізу АПвЭгПУ 3х300 та при різних рівнях напруги та коефіцієнтах завантаження КЛ.

Марка та переріз КЛ	Номинальна напруга, U, кВ	Коефіцієнт завантаження КЛ Kзкл	Допустимий струм Iдоп, А	Активний опір КЛ r0, Ом/км	Індуктивний опір КЛ x0, Ом/км	Фактичне активне навантаження КЛ Pф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Розрахункові втрати потужності в КЛ ΔP, кВт
АСБ 3х185	6	0,20	70,20	0,167	0,077	1035,22	215,27	1057,37	5,19
		0,60	210,60			3399,62	642,18	3459,74	55,53
		1,00	351,00			5656,10	1002,40	5744,24	153,07
АПвЭг ПУ 3х300		0,20	70,20	0,13	0,071	1035,22	215,27	1057,37	4,04
		0,60	210,60			3399,62	642,18	3459,74	43,22
		1,00	351,00			5656,10	1002,40	5744,24	119,15

Дані втрат електроенергії для КЛ РП-7, РП-8, РП-14 при переведенні КЛ на більш високий рівень напруги та при КЛ на КЛ АПвЭГПУ 3х300 при максимальному фактичному навантаженні КЛ узагальнені в таблиці 3.24

Таблиця 3.24 – Втрати електроенергії при максимальному навантаженні

	Фактичне активне навантаження КЛ Рф, кВ	Фактичне реактивне навантаження КЛ Qф, кВар	Повна розрахункова потужність КЛ Sn, кВА	Втрати електроенергії в КЛ, Квт/км		
				Розрахункові ΔР	При заміні КЛ на КЛ АПвЭГПУ 3х300	При переведенні КЛ на 20 кВ
РП-7						
КЛ АСБ 3х185 ф. № 1	7549,20	1521,14	7700,93	275,11	214,15	24,76
КЛ ААБл 3х150 ф. № 2	9145,13	1812,12	9322,94	497,36	313,87	44,76
РП-8						
КЛ ААШВ 3х150 ф. № 1	3399,56	851,23	3504,51	70,28	44,35	6,33
КЛ ААШВ 3х150 ф. № 2	6112,36	1325,48	6254,43	223,84	141,26	20,15
КЛ ААБл 3х150 ф. № 3	2270,54	430,20	2310,94	30,56	19,28	2,75
КЛ АСБ 3х185 ф. № 4	8120,57	1512,56	8260,24	316,52	246,39	28,49
РП-14						
КЛ ААШВ 3х150 ф. № 1	4374,30	1675,14	4684,08	125,55	79,23	11,30
КЛ АСБ 3х185 ф. № 2	5656,10	1002,40	5744,24	153,07	119,15	13,76

Залежно від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватись такі методи:

1. Методи поелементних розрахунків, які використовують формулу

$$\Delta W_{\text{H}} = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (3.11)$$

де k – кількість елементів мережі;

Δt – інтервал часу між послідовними замірами навантаження елементів;

T – звітний період часу;

$n = T/\Delta t$ – кількість інтервалів;

I_{ij} – середнє значення струму i -го елемента з опором R_i на j -му інтервалі часу.

2. Методи характерних режимів, які використовують формулу

$$\Delta W_{\text{H}} = \sum_{j=1}^l \Delta P_j t_j, \quad (3.12)$$

де ΔP – навантажувальні втрати потужності в мережі в j -му режимі тривалістю t_j годин;

l – кількість режимів.

3. Методи характерних діб, які використовують формулу

$$\Delta W_{\text{H}} = \sum_{i=1}^m \Delta W_{\text{H}i}^{\text{Д}} D_{\text{ек}i}, \quad (3.13)$$

де m – кількість характерних діб, втрати електроенергії за кожен з яких, обчислені за відомими графіками у вузлах мережі, складають $\Delta W_{\text{H}i}^{\text{Д}}$;

$D_{ек}$ – еквівалентна тривалість в рік i -го характерного графіка (кількість діб).

4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат:

$$\Delta W_n = \Delta P_{max} \tau, \quad (3.14)$$

де ΔP_{max} - втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі

5. Методи середніх навантажень, які використовують формулу:

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} k_{\phi}^2 T, \quad (3.15)$$

де ΔP_{cp} – втрати потужності в мережі при середніх навантаження вузлів (або мережі в цілому) за час T ;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

6. Статистичні методи, що використовують регресійні залежності втрат електроенергії від узагальнених характеристик схем і режимів електричних мереж.[6]

Методи 1-5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантажень. Ці методи називають схемотехнічними.

Статистичні методи не передбачають електричного розрахунку мережі. При їх використанні втрати електроенергії обчислюють на підставі стійких статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад, сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, кількості підстанцій тощо. Самі ж залежності отримують на підставі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок з якими встановлюється.

Статистичні методи використовують для оцінки сумарних втрат в мережі. Вони не дозволяють визначити конкретні заходи із зниження втрат. Ці

методи використовуються при розрахунках і аналізі втрат в мережах, де ще не впроваджена автоматизована система керування цими мережами, відсутній банк даних про їх схеми і не організовано періодичне поповнення даних про їх навантаження. На сьогодні – це мережі 0,4 кВ [5].

В даному проєкті визначення втрат потужності і енергії в електричних мережах використовуються схемотехнічні методи в різних їх комбінаціях. При цьому виходять з того, що послідовність обчислювальних операцій з заданим набором вихідних параметрів повинна приводити до конкретного чисельного результату. Заміна величин, які використовують в конкретному методі, на величини, пов'язані з ними функціонально, не створює нового методу розрахунку і є лише іншою формою запису відомого методу, оскільки приводить до тотожного результату.

Зокрема, в даному проєкті з метою визначення величини зниження втрат електроенергії в КЛ при переході на вищий рівень напруги та при заміні КЛ на більший переріз при існуючому рівні напруги застосовуємо метод, в якому використовують кількість годин найбільших втрат $\tau_{нб}$. Згідно з цим методом технологічні втрати потужності визначають за формулою [5]:

$$\Delta W = \Delta P_{max} \cdot \tau_{нб} , \quad (3.14)$$

де ΔP_{max} - втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі;

$\tau_{нб}$ - кількість годин найбільших витрат.

Кількість годин найбільших втрат визначається за формулою:

$$\tau_{нб} = Kз^2 \cdot Kф^2 \cdot Tм , \quad (3.16)$$

Де $Kз$ – коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну

кількість годин використання максимального навантаження;

K_f - коефіцієнт форми графіка потужності або струму;

T_m – час використання максимального навантаження, год.

На сьогодні відомо ряд методів визначення коефіцієнта форми графіка навантаження.

В даному проекті обрана формула:

$$K_f^2 = \left(\frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right)^2 \quad (3.17)$$

Використовуючи зазначений метод величина зниження втрат електроенергії в КЛ при переході на вищий рівень напруги визначається за формулою:

$$\Delta W = (\Delta P_{U1} - \Delta P_{U2}) \cdot \tau_{нб}, \quad (3.18)$$

де $\Delta P_{U1}, \Delta P_{U2}$ – втрати потужності при напрузі 6-20 кВ, кВт;

$\tau_{нб}$ – час найбільших втрат, який знаходиться за формулою:

Відповідно величина зниження втрат електроенергії в КЛ при заміні КЛ на більший переріз при існуючому рівні напруги визначається за формулою:

$$\Delta W = (\Delta P_{F1} - \Delta P_{F2}) \cdot \tau_{нб}, \quad (3.19)$$

де $\Delta P_{F1}, \Delta P_{F2}$ – втрати потужності КЛ існуючого перерізу та КЛ більшого перерізу, кВт;

Величини зниження втрат електроенергії в КЛ при різному значенні часу використання максимального навантаження та коефіцієнту завантаження КЛ для РП -7 ф. № 1 та ф. № 2, для РП-8 ф. № 24, ф. № 25, ф. № 26, ф. № 27 та для РП-14 ф. № 5, ф. № 6 представлені в таблицях 3.25-3.26.

Таблиця 3.25 - Зниження річних втрат електроенергії при переведенні КЛ РП-7,8,14 з напруги 6 кВ на 20 кВ, ΔW , МВт·год/км в рік

Кз	Час використання максимального навантаження протягом року (Тм), год						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
РП 7, Ф1							
0,20	44,82	67,23	89,64	112,05	134,46	156,87	179,28
0,60	211,34	316,74	422,32	527,90	633,48	739,06	844,64
1,00	500,70	751,05	1001,40	1251,75	1502,10	1752,45	2002,80
РП 7, Ф2							
0,20	81,03	121,53	162,04	202,55	243,06	283,57	324,08
0,60	381,74	572,61	763,48	954,35	1145,22	1336,09	1526,96
1,00	905,20	1357,80	1810,40	2452,60	2715,60	3168,20	3620,80
РП 8, Ф24							
0,20	11,44	17,16	22,88	28,60	34,32	40,04	45,76
0,60	53,72	80,58	107,44	134,30	161,16	188,02	214,88
1,00	127,90	191,85	255,80	319,75	383,70	447,65	511,60
РП 8, Ф25							
0,20	36,66	54,99	73,32	91,65	109,98	128,31	146,64
0,60	171,10	256,62	342,16	427,70	512,24	598,78	684,32
1,00	407,36	611,04	814,76	1018,45	1222,14	1425,83	1703,69
РП 8, Ф26							
0,20	5,00	7,50	10,00	12,50	15,00	17,50	20,00
0,60	23,36	35,04	46,72	58,40	70,08	81,76	93,44
1,00	55,62	83,43	111,24	139,05	166,86	194,67	222,48
РП 8, Ф27							
0,20	51,84	77,76	103,68	129,60	155,52	181,44	207,36
0,60	241,94	362,91	483,88	604,85	725,82	846,79	967,76
1,00	576,06	864,09	1152,12	1440,15	1728,18	2016,21	2304,24
РП 14, Ф5							
0,20	20,56	30,84	41,12	51,40	61,68	71,96	82,24
0,60	95,97	143,94	191,92	239,90	287,88	335,86	383,84
1,00	228,50	342,75	457,00	571,25	685,50	799,75	914,00
РП 14, Ф6							
0,20	25,07	37,59	50,12	62,65	75,18	87,71	100,24
0,60	117,02	175,53	234,04	292,55	351,06	409,57	468,08
1,00	278,62	417,93	557,24	696,55	835,86	975,17	1114,48

Таблиця 3.26 - Зниження річних втрат електроенергії при заміні КЛ РП-7,8,14 на більший переріз при існуючому рівні напруги, ΔW , МВт·год/км в рік

Кз	Час використання максимального навантаження протягом року (Тм), год						
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
РП 7, Ф1							
0,20	10,97	16,47	21,96	27,45	32,94	38,43	43,92
0,60	51,21	76,80	102,40	128,00	153,60	179,20	204,80
1,00	121,92	182,88	243,84	304,80	365,76	426,72	487,68
РП 7, Ф2							
0,20	33,02	49,53	66,04	82,55	99,06	115,57	132,08
0,60	154,13	231,18	308,24	385,30	462,36	539,42	616,48
1,00	366,98	550,47	733,96	917,45	1100,94	1284,43	1467,92
РП 8, Ф24							

Продовження таблиці 3.26

0,20	4,67	7,00	9,32	11,65	13,98	16,31	18,64
0,60	21,78	32,67	43,56	54,45	65,34	76,23	87,12
1,00	51,86	77,79	103,72	129,65	155,58	181,51	207,44
РП 8, Ф25							
0,20	14,86	22,29	29,72	37,15	44,58	52,01	59,44
0,60	69,36	104,04	138,72	173,40	208,08	242,76	277,44
1,00	165,16	247,74	330,32	412,90	495,48	578,06	660,64
РП 8, Ф26							
0,20	2,03	3,06	4,08	5,10	6,12	7,14	8,16
0,60	9,26	13,89	18,52	23,15	27,78	32,41	37,04
1,00	22,56	33,84	45,12	56,40	67,68	78,96	90,24
РП 8, Ф27							
0,20	12,62	18,93	25,24	31,55	37,86	44,17	50,48
0,60	58,91	88,35	117,80	147,25	176,70	206,15	235,60
1,00	140,26	210,39	280,52	350,65	420,78	490,91	561,04
РП 14, Ф5							
0,20	8,34	12,51	16,68	20,85	25,02	29,19	33,36
0,60	38,91	58,35	77,80	97,25	116,70	136,15	155,60
1,00	100,2	138,96	185,28	231,60	277,92	324,24	370,56
РП 14, Ф6							
0,20	6,11	9,15	12,20	15,25	18,30	21,35	24,40
0,60	28,49	42,75	57,00	71,25	85,50	99,75	114,00
1,00	67,84	101,76	135,68	169,60	203,52	237,44	271,36

Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок заміни кабелю та переводу КЛ з 6 на 20 кВ на прикладі РП 7 фідер 1 за даними таблиць 3.25-3.26 наведена на рисунку 3.4.

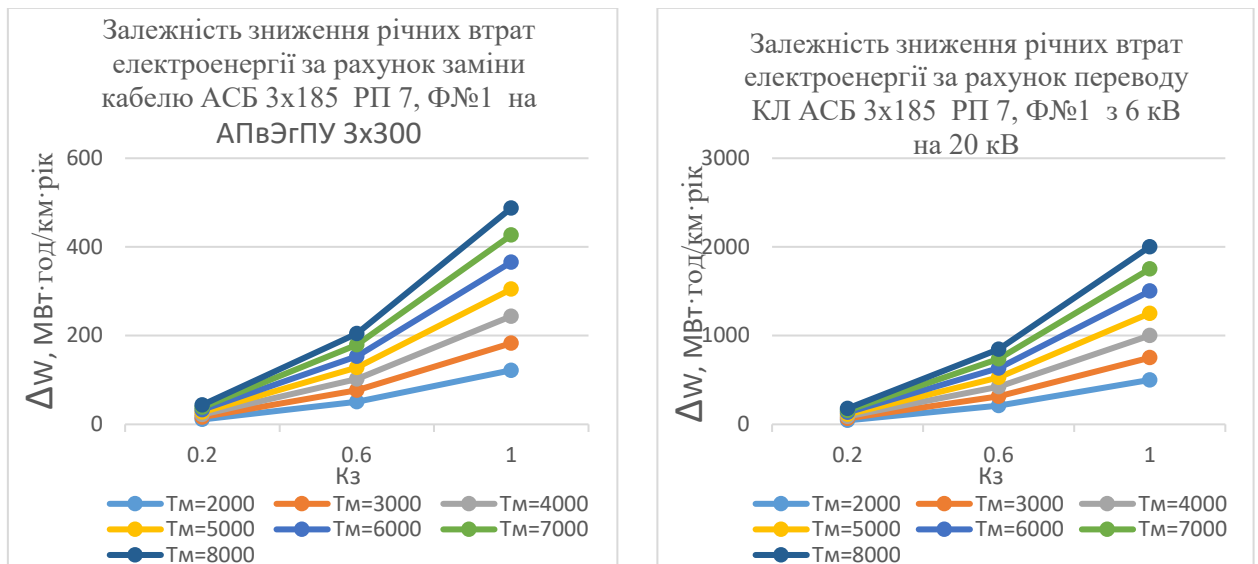


Рисунок 3.4 - Залежність зниження річних втрат електроенергії за рахунок заміни кабелю та переводу КЛ з 6 на 20 кВ

Виходячи з таблиць 3.25-3.26 розраховуємо річні показники зниження втрат електроенергії з урахуванням довжини кабельних ліній РП при

коефіцієнті завантаження КЛ, рівному одиниці ($K_{\text{зкл}} = 1$) для часу використання максимального навантаження, рівному 6000 год. ($T_{\text{м}}=6000\text{год}$) які представлені в таблиці 3.27.

Таблиця 3.27 - Показники зниження втрат електроенергії при $K_{\text{зкл}} = 1$ для 6000 год. максимального навантаження

РП	Довжина КЛ, км	Зниження втрат електроенергії	
		при заміні КЛ на КЛ АПВЭГПУ 3х300	при переведенні КЛ на 20 кВ
		$\Delta W_{\text{кл}}$, МВт·год/рік	$\Delta W_{20\text{кВ}}$, МВт·год/рік
РП-7			
КЛ АСБ 3х185 ф. № 1	1,150	420,62	1 727,41
КЛ ААБл 3х150 ф. № 2	0,580	638,54	1 575,04
РП-8			
КЛ ААШв 3х150 ф. № 24	1,890	294,04	725,00
КЛ ААШв 3х150 ф. № 25	1,200	594,57	1 466,56
КЛ ААБл 3х150 ф. № 26	2,770	187,47	462,20
КЛ АСБ 3х185 ф. № 27	1,705	717,43	946,54
РП-14			
КЛ ААШв 3х150 ф. № 5	0,600	166,75	411,3
КЛ АСБ 3х185 ф. № 6	1,120	227,94	936,16

Для розрахунку вартості зниження річних втрат електроенергії використаємо формулу:

$$C\Delta W = \Delta W \cdot C_0, \quad (3.20)$$

де C_0 – середня вартість електроенергії, грн./кВт.год

$$C_0 = 0,7 \cdot C_{\text{онас.}} + 0,3 \cdot C_{\text{оюр.}}, \quad (3.21)$$

Враховуючи, що тариф для населення складає: 0,90 грн. за 1 кВт.год за

обсяг, спожитий до 100 кВт·год електроенергії на місяць та 1,68 грн. за 1 кВт·год за обсяг, спожитий понад 100 кВт·год електроенергії на місяць, приймаємо середню вартість електроенергії для населення $C_{\text{нас.}}$ – 1,29 грн. за 1 кВт·год.

Враховуючи, що тариф для юридичних осіб складає: 1,72 грн. за 1 кВт·год – за перший клас напруги, 2,14 грн. за 1 кВт·год – за другий клас напруги, приймаємо середню вартість електроенергії для юридичних осіб $C_{\text{юр}}$ – 1,93 грн. за 1 кВт·год.

$$C_o = 0,7 \cdot 1,29 + 0,3 \cdot 1,93 = 1,48 \text{ грн./кВт.год.}$$

Результати розрахунку наведені в таблиці 3.28.

Таблиця 3.28 - Показники зниження вартості втрат електроенергії при $K_{\text{зкл}} = 1$ для 6000 год. максимального навантаження

РП	Вартість зниження втрат електроенергії	
	при заміні КЛ на КЛ АПвЭгПУ 3х300	при переведенні КЛ на 20 кВ
	СΔW _{кл} , тис.грн.	СΔW _{20кВ} , тис. грн.
РП-7		
КЛ АСБ 3х185 ф. № 1	622,52	2556,56
КЛ ААБл 3х150 ф. № 2	945,04	2331,05
РП-8		
КЛ ААШв 3х150 ф. № 24	435,18	1073,00
КЛ ААШв 3х150 ф. № 25	879,96	2170,50
КЛ ААБл 3х150 ф. № 26	277,45	684,05
КЛ АСБ 3х185 ф. № 27	1061,80	4360,87
РП-14		
КЛ ААШв 3х150 ф. № 5	246,79	608,72
КЛ АСБ 3х185 ф. № 6	337,35	1385,52
Всього	4806,10	15170,27

Таким чином, здійснений порівняльний аналіз впровадження заходів в

окремих елементах розподільних мережах ЦРВЕМ ПрАТ «Кіровоградобленерго» (РП – 7,8,14) з переведення КЛ на вищий рівень напруги 20 кВ та заміни КЛ на більший переріз свідчить, що ці два заходи призводять до зниження втрат електроенергії, при цьому рівень зниження втрат електроенергії при переведенні КЛ на вищий рівень напруги значно перевищує рівень при заміні КЛ на більший переріз.

Ефективність заходів щодо реконструкції електричних мереж при переведенні їх на рівень напруги 20 кВ буде полягати в тому, що втрати електричної енергії в КЛ знизяться приблизно в 11 разів, порівняно з рівнем напруги 6 кВ, і в 4 рази порівняно з рівнем напруги 10 кВ, пропускна спроможність при однаковій площі поперечного перерізу проводу збільшиться у два рази за пропускну спроможність мереж 10 кВ і відповідно у 3,3 разу більша за пропускну здатність мереж 6 кВ, падіння напруги в лінії зменшиться в чотири рази порівняно з напругою 10 кВ і в одинадцять раз порівняно з напругою 6 кВ при незмінному навантаженні, що свідчить про покращення якості електроенергії.

4 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ ЗІ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

4.1 Економічна ефективність при заміні КЛ 6 (10) кВ на кабель більшого перерізу

Розрахунок капітальних витрат ($K_{КЛ6}$) при заміні КЛ 6 (10) кВ трьох РП №№7,8,19 на кабель марки АПвЭгПу 3х300:

Вартість кабельної лінії ($K_{в.КЛ6}$) розраховується за формулою:

$$K_{в.КЛ6} = B_{КЛ6} \cdot l_{КЛ6}, \quad (4.1)$$

де $B_{КЛ6}$ – вартість 1 м кабелю АПвЭгПу 3х300, $B_{КЛ6} = 1065$ грн./м,
 $l_{КЛ6}$ – довжина кабельної лінії трьох РП, $l_{КЛ6} = 11,015$ км.

$$K_{в.КЛ6} = 11015 \cdot 1065 = 11730,98 \text{ тис. грн.}$$

Вартість монтажно-налагоджувальних робіт ($K_{м.КЛ6}$) приймаємо 10% від вартості устаткування.

Вартість транспортних витрат ($K_{т.КЛ6}$) приймаємо 7% від вартості устаткування.

Загальні капітальні витрати ($K_{КЛ6}$) складатимуть:

$$K_{КЛ6} = K_{в.КЛ6} + K_{м.КЛ6} + K_{т.КЛ6}, \quad (4.2)$$

$$K_{КЛ6} = 11730,98 + 821,17 + 1173,09 = 13725,24 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок експлуатаційних витрат ($C_{КЛ6}$) при заміні КЛ 6 (10) кВ трьох РП №№7,8,19 на кабель марки АПвЭгПу 3х300:

Річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів [4]:

$$A_p = \frac{PV - V}{T}, \quad (5.3)$$

де A_p — річна сума амортизації, грн.;

PV — первісна (переоцінена) вартість об'єкта, грн.;

V — ліквідаційна вартість об'єкта, за якою об'єкт основних засобів може бути реалізований після закінчення строку його корисного використання, грн.;

T — строк корисного використання об'єкта, $T = 20$ років.

Норма амортизації для ліній електропередач складає 10% від суми капітальних інвестицій. В результаті амортизаційні витрати ($C_{a.КЛ6}$) складають:

$$C_{a.КЛ6} = 13725,24 \cdot 10\% = 1372,52 \text{ тис. грн.}$$

Річні витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт електротехнічного обладнання ($C_{m.КЛ6}$) включають витрати на матеріали, запасні частини, визначаються у відсотках від суми капітальних витрат (для кабельних ліній - 0,5 %) [4]:

$$C_{m.КЛ6} = 13725,24 \cdot 0,5\% = 68,63 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, річні експлуатаційні витрати становлять:

$$C_{КЛ6кВ} = C_{a.КЛ6} + C_{m.КЛ6} \quad (4.4)$$

$$C_{КЛ6кВ} = 1372,52 + 68,63 = 1441,15 \text{ тис. грн.}$$

Знайдемо строк окупності капітальних та експлуатаційних витрат ($T_{o.к.КЛ6}$, $T_{o.е.КЛ6}$) в залежності від зниження вартості річних витрат, який показує за скільки років окупляться капітальні та експлуатаційні витрати за рахунок впровадження заходів [4]:

$$T_o = \frac{K(C)}{C\Delta W} \quad (4.5)$$

де T_o – термін окупності, рік;

$K(C)$ – капітальні (експлуатаційні) витрати

$C\Delta W$ – вартість зниження витрат електроенергії за рахунок впровадження заходу.

Термін окупності капітальних витрат:

$$T_{o.к.кЛ6} = \frac{13725,24}{4806,10} = 2,86 \text{ року}$$

Термін окупності експлуатаційних витрат:

$$T_{o.е.кЛ6} = \frac{1441,15}{4806,10} = 0,30 \text{ року}$$

Таким чином, термін окупності капітальних витрат внаслідок заміни кабелю ліній електропередавання 6 (10) кВ РП №7, 8, 14 Центрального районного відділення електричних мереж ПрАТ «Кіровоградобленерго» на кабель більшого перерізу складає 2,86 року, а термін окупності експлуатаційних витрат – 0,30 року.

Розрахуємо економічну ефективність (E_F) від впровадження заходів:

$$E_F = \frac{E_e}{B} \quad (4.6)$$

де E_e – річний економічний ефект від впровадження заходу;

B – сумарні річні витрати на впровадження заходу.

Критерієм ефективності впровадження заходів є очікуваний річний економічний ефект, який розраховується за формулою:

$$E_e = C\Delta W - (K_{КЛ6} \cdot K + C_{КЛ6}), \quad (4.7)$$

де K – нормативний коефіцієнт ефективності, $K = 0,15$;

Таким чином економічний ефект від впровадження заходу з заміни кабельних ліній на більший переріз складе:

$$E_e = 4806,10 - (13725,24 \cdot 0,15 + 1441,15) = 1306,16 \text{ тис. грн.}$$

Відповідно економічна ефективність складає:

$$E_F = \frac{1306,16}{15166,39} \cdot 100\% = 8,6\%$$

4.2 Економічна ефективність при переведенні КЛ 6 (10) кВ на рівень напруги 20кВ

Електрична схема та компонування РП мережі 20 кВ нічим не відрізняється від мережі 6 (10) кВ, оскільки вони відносяться до мереж одного класу.

При розрахунку капітальних витрат під час переходу електричної мережі 6 (10) кВ на рівень напруги 20 кВ враховується, що більш ефективні та економічні сучасні пристрої (трансформатори, вимикачі ...) розміщуються у габаритах старого обладнання мереж 6 (10) кВ та в межах існуючої

охоронної зони ліній електропередавання.

Розрахуємо необхідну капітальну вартість силових трансформаторів, прийняв, що вартість 1 МВА трансформаторної потужності дорівнює 450 тис. грн.

Для реалізації проекту переведення КЛ 6 (10) кВ на рівень напруги 20 кВ встановимо два силових трансформатори по 16 МВА. Відповідно вартість силових трансформаторів ($K_{в.с.тр.}$) – 14400 тис. грн. Вартість монтажно-налагоджувальних робіт ($K_{с.тр.м.}$) приймаємо 10% від вартості обладнання, транспортні витрати ($K_{с.тр.т.}$) – 7% від вартості обладнання.

Таким чином, загальні капітальні інвестиції на заміну силових трансформаторів складають:

$$K_{с.тр.} = K_{в.с.тр.} + K_{с.тр.м.} + K_{с.тр.т.}, \quad (4.8)$$

$$K_{с.тр.} = 14400,0 + 1440,0 + 1008,0 = 16\,848,0 \text{ тис. грн.}$$

Як вже зазначалось раніше кожний з розподільних пунктів РП №№ 7, 8, 14 суміщений з трансформаторною підстанцією на два трансформатори ТМГ-400-6,10/0,4, виконаною з повнозбірних залізобетонних конструкцій.

Для переходу на рівень напруги 20 кВ замінемо існуючі трансформатори на високотехнологічні, більш економічні аморфні трансформатори ТСЛА 630 кВА.

Оскільки вартість одного трансформатора складає 450 тис. грн., то для трьох розподільних пунктів капітальні інвестиції на придбання трансформаторів ($K_{в.тр.}$) складають 2 700 тис. грн.

Вартість монтажно-налагоджувальних робіт ($K_{м.тр.}$) приймаємо 10% від вартості устаткування. Вартість транспортних витрат ($K_{т.тр.}$) приймаємо 7% від вартості устаткування.

Загальні капітальні інвестиції на заміну трансформаторів для трьох РП складатимуть:

$$K_{mp} = K_{в.мп.} + K_{м.мп.} + K_{т.мп.}, \quad (4.9)$$

$$K_{mp} = 2700,0 + 270,0 + 189,00 = 3159,00 \text{ тис. грн.}$$

Враховуючи наведені вище розрахунки, на заміну кабелю КЛ 6 (10) кВ трьох РП №№ 7,8,14 на кабель марки АПвЭГПу 3х300 приймаємо капітальні витрати ($K_{кл}$) на заміну кабелю при переведенні КЛ 6 (10) кВ на напругу 20 кВ - 13725,24 тис. грн., а експлуатаційні витрати ($C_{кл}$) - 1441,15 тис. грн.

Крім того, розподільні пристрої включають високовольтні вимикачі, роз'єднувачі, вимикачі навантаження, запобіжники, роз'єднувачі та інш. Номенклатура високовольтних запобіжників на 20 кВ схожа на номенклатуру запобіжників на 10 кВ, але їх вартість на 20-30% більша. При проектуванні мережі 20 кВ рекомендуються елегазові або вакуумні високовольтні вимикачі.

На заміну зазначеного електричного обладнання для трьох РП слід витрати близько 100,0 тис. грн. З урахуванням вартості монтажно-налагоджувальних робіт (10% від вартості обладнання) та транспортних витрат (7% від вартості обладнання) загальні капітальні витрати на електричне обладнання розподільних пристроїв ($K_{обл}$) складатимуть 117,0 тис. грн.

Таким чином, сумарні капітальні витрати для переведення мережі 6 (10) кВ на рівень напруги 20 кВ складають:

$$K = K_{с.мп.} + K_{mp} + K_{кл} + K_{обл}, \quad (4.10)$$

$$K = 16\,848,0 + 3159,0 + 13725,24 + 117,0 = 33849,24 \text{ тис. грн.}$$

Відповідно до стандартів бухгалтерського обліку амортизаційні відрахування для трансформаторів ($C_{а.мп.}$) складають 20 % від капітальних інвестицій, що дорівнює 4001,4 тис. грн.

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання, в т. ч. трансформаторів, складуть 1 % від капітальних інвестицій:

$$C_{т.ел.обл.} = 20124,0 \cdot 1\% = 201,2 \text{ тис. грн.}$$

Загальні річні експлуатаційні витрати складають:

$$C = C_{т.ел.обл.} + C_{кл} + C_{a.тр.} \quad (4.11)$$

$$C = 201,2 + 1441,15 + 4001,4 = 5643,75 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності капітальних та експлуатаційних витрат знаходимо за аналогією розрахунків цих показників при запровадженні заході зі збільшення перерізу кабельної лінії.

Отже, термін окупності капітальних витрат:

$$T_{o.k.} = \frac{33849,24}{15170,27} = 2,23 \text{ року.}$$

Термін окупності експлуатаційних витрат:

$$T_{o.e.} = \frac{5643,75}{15170,27} = 0,4 \text{ року.}$$

Таким чином, термін окупності капітальних витрат внаслідок переведення КЛ 6(10) кВ РП №№ 7,8,14 Центрального районного відділення електричних мереж ПрАТ «Кіровоградобленерго» на напругу 20 кВ складає 2,23 року, а термін окупності експлуатаційних витрат – 0,4 року.

За аналогією розрахунку економічної ефективності від впровадження заходів щодо заміни КЛ 6 (10) кВ на кабель більшого перерізу розрахуємо економічну ефективність від впровадження заходів щодо переведення КЛ 6(10) кВ на рівень напруги 20 кВ

Очікуваний річний економічний ефект складає:

$$E_e = 15170,27 \text{ тис.} - (33849,24 \cdot 0,15 - 5643,75) = 4\,449,0 \text{ тис. грн.}$$

Відповідно економічна ефективність складає:

$$E_F = \frac{4449,0}{39504,7} \cdot 100\% = 11,3\%$$

Порівнявши, отримані результати від впровадження заходів щодо заміни кабелю ліній електропередач 6 (10) кВ РП №7,8,14 на кабель більшого перерізу та переведення КЛ 6(10) кВ РП №№ 7,8,14 на напругу 20 кВ, слід зазначити, що незважаючи на те, що реалізація проекту переведення КЛ 6(10) кВ РП №№ 7,8,14 на напругу 20 кВ потребує більших капітальних інвестицій ніж реконструкція мереж шляхом заміни кабелю ліній електропередач на кабель більшого перерізу, доцільніше здійснювати переведення електричної мережі на рівень напруги 20 кВ, оскільки в цьому випадку зниження втрат електроенергії при її транспортуванні значно перевищує зниження втрат електроенергії при заміні кабелю на більший переріз, у зв'язку з чим процес окупності вкладених капітальних інвестицій відбувається значно скоріше, та крім того це дозволить:

- передавати більшу потужність без заміни перетину проводів;
- реконструювати мережі із застосуванням сучасного, високотехнологічного, більш надійного та енергоефективного обладнання в габаритах існуючого, ізодьованого проводу (СІП) та кабелів з ізоляцією із зшитого поліетілену, розподільних трансформаторів з магнітопроводами з

аморфної сталі із меншими втратами холостого ходу;

- зменшити недовипуск електроенергії шляхом автоматизації мереж, зокрема встановлення реклоузерів для секціонування мереж⁴

- усунути дефіцит потужності в центрах живлення та створити резерв потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;

- покращити показники якості електропостачання SAIDI та SAIFI за рахунок підвищення надійності роботи електрообладнання за умови одночасної зміни режиму роботи заземлення нейтралі, відключення однофазного замикання, автоматизації мереж, що в свою чергу, призведе до зменшення витрат на ремонтні роботи та експлуатацію мереж. Дані розрахунків наведені у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Дані розрахунків по заходам.

Заходи	Термін окупності Ток, рік	Кап. витрати, К, тис. грн.	Економічна ефективність E _c , %
1. Застосування автоматичних систем керування електромереж.	9,1	8426,0	0,6
2. Переведення мереж на підвищену напругу.	2,2	33849,2	11,3
3. Вимикання трансформаторів в режимах низьких навантажень на двотрансформаторних ТП.	2,8	673,5	0,4
4. Встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності і засобів керування у споживачів (в електричних мережах).	5,3	12640,4	1,3
5. Зниження впливу неоднорідності в електричних мережах.	9,2	15225,1	0,9
6. Удосконалення та заміна системи обліку електроенергії у споживачів та в електромережах.	1,8	5000,6	0,008
7. Збільшення перерізу кабельних ліній.	2,9	13725,2	8,6

За алгоритмом обрання оптимально заходу щодо зниження втрат електроенергії, блок-схема якого наведена на рисунку 2.4 здійснено розрахунки економічної ефективності від впровадження інших заходів щодо втрат електроенергії.

Таким чином, результати розрахунків, що наведені в таблиці 4.1. свідчать, що найбільш економічно ефективними заходами щодо зниження втрат електроенергії у розподільних мережах є переведення мереж на вищу напругу та заміна кабельних ліній на більший переріз.

ВИСНОВКИ

Розподільні електричні мережі 6(10) кВ ПрАТ «Кіровоградобленерго», загальна протяжність яких по Кіровоградській області складає біля 14 тис. км, є технічно і морально застарілими та сильно зношеними. Внаслідок цього техніко-економічні показники та надійність цих мереж є незадовільними і потребують оптимізації. Живлячі лінії розподільних пунктів знаходяться у перевантаженому стані, що вимагає розробки та впровадження заходів щодо підвищення ефективності роботи розподільної мережі, зокрема, переводу міських електричних мереж 6(10) кВ, де найвища територіальна щільність споживання електроенергії, на більший рівень напруги.

З метою визначення шляхів підвищення енергоефективності передавання електричної енергії мережами ПрАТ «Кіровоградобленерго»:

- була досліджена робота трьох розподільних пунктів РП-7, РП-8, РП-14 Центрального районного відділення електромереж структурного підрозділу ПрАТ «Кіровоградобленерго»;

- проаналізовано залежність втрат електроенергії від параметрів навантаження, рівня напруги електромережі, перетину кабельної лінії електропередачі;

- запропоновано алгоритм вибору раціонального рішення задачі щодо впровадження заходів з підвищення енергоефективності передачі електроенергії;

- визначено основні чинники, якими зумовлена необхідність переходу розподільних мереж ПрАТ «Кіровоградобленерго» з напруги 6(10) кВ на напругу 20 кВ та проблематика, вирішення якої можливе шляхом переходу розподільних мереж ПрАТ «Кіровоградобленерго» на напругу 20 кВ;

- розраховано економічну ефективність впровадження заходів щодо заміни КЛ 6 кВ кабелем більшого перерізу та переведення КЛ 6 кВ на рівень напруги 20 кВ;

- вибрано оптимальні заходи для зниження втрат електроенергії в розподільній мережі, а саме заходи щодо заміни КЛ 6 кВ кабелем більшого перерізу та переведення КЛ 6 кВ на рівень напруги 20 кВ.

Основними чинниками, якими зумовлена необхідність переходу розподільних мереж ПрАТ «Кіровоградобленерго» з напруги 6(10) кВ на напругу 20 кВ, є:

- фізична зношеність та моральна застарілість обладнання існуючих мереж;

- удосконаленість розвитку розподільних електричних мереж при збільшенні навантаження;

- низький рівень автоматизації існуючих мереж;

- величина втрат електроенергії.

Проведення реконструкції або модернізації розподільних мереж 6(10) кВ не вирішить у повній мірі проблеми зростання електричних навантажень та забезпечення прогнозованого збільшення електроспоживання міських районів. Реконструкція або модернізація не принесуть економічного ефекту, а тільки приведуть до таких самих проблем через декілька років. Тому кращим варіантом є заміщення розподільних мереж 6(10) кВ розподільними мережами 20 кВ.

Здійснений розрахунок економічної ефективності, в т. ч. оцінки окупності капітальних вкладень, для двох варіантів: щодо заміни КЛ 6 кВ кабелем більшого перерізу та впровадження рівня напруги 20 кВ для розподільних пунктів №№ 7, 8, 14 електричних мереж ПрАТ «Кіровоградобленерго» визначив, що очікуваний річний економічний ефект від переходу на напругу 20 кВ майже в 3,5 рази перевищує річний економічний ефект від заміни кабелю, при термінах окупності капітальних вкладень, відповідно 2,23 року та 2,86 року. Однак, великі капітальні

вкладення при запровадженні заходу з переведення мереж з напруги 6(10) кВ на напругу 20 кВ не дозволяють одночасне переведення всіх мереж на новий рівень напруги. Можна говорити про перехідний період, протягом якого існуючі розподільчі мережі 6(10) кВ будуть поступово доповнюватись та замінюватись мережами 20 кВ.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Кузнецов В.Г. Втрати електроенергії в розподільчих мережах 0,38- 6 (10) кВ. [Втрати електроенергії в розподільчих мережах 0,38- 6 (10) кВ]. - Донецьк: Норд-Прес – 2010 – 205 с.
2. Кацадзе, Т. Л. Експертні системи прийняття рішень в енергетиці [Текст]: Навчальний посібник / Т. Л. Кацадзе. – К.: ЛОГОС, 2014. – 173 с. – ISBN 978–966–171–768–7.
3. Циганенко, Б.В. Оптимальна реконфігурація розподільної електричної мережі [Текст] / Б. В. Циганенко. – К.: Наукова думка – 2001 – 93с.
4. Швець, М.О. Економіка енергетики [Текст] : підручник / М.О. Швець, П.А. Новіков. – 2-ге вид., переробл. і доповн. – К.: Знання, 2015 – 207 с.
5. Черепанов В.В., Суворова І.А. Підвищення ефективності транспортування та розподілу електричної енергії в кабельних лініях шляхом застосування напруги 20 кВ. Черепанов В.В., Суворова І.А. Підвищення ефективності транспортування та розподілу електричної енергії в кабельних лініях шляхом застосування напруги 20 кВ. – Москва - Електрика. 2012. – 123 с.
6. Кузнецов В. Г., Тугай Ю. В. Київ, Видавництво «Наукова думка», 1992. – 216 с. (російською мовою).
5. Циганенко, Б.В. Впровадження електричних мереж напругою 20 кВ в енергосистемі України [Текст] / Б.В. Циганенко. – К.: Наукова думка - Енергетика та електрифікація. – 2015. – №4. – С.10–13.
6. Комар В.О. Комплексна оцінка місць секціонування розподільної електричної мережі [Текст] / В.О. Комар, Ю.В. Петрушенко // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск. – 2016.– Том.1. – №6. – С.67–70.
7. Лях, В.В., Палайда О.Б. Питання необхідності переходу на клас напруги 20 кВ або питання без відповідей [Текст] / В.В. Лях, О.Б. Палайда //

Енергетика та електрифікація. - 2016. - № 9-10. - С. 3-4.

8. Сосніна Е.М., Лоскутов А.Б., Лоскутов А.А. Топологія міського розподілу електричних мереж 20 кВ [Текст] / Е.М. Сосніна, А. Б. Лоскутов, А. А. Лоскутов // Промислова енергетика. – 2012. – № 5. Р. 11–17.

8. Козирський, В.В. Підхід щодо розміщення реклоузерів у розподільних мережах [Текст] / В.В.Козирський, О.В. Гай, В.А. Костюк // Енергетика та електрифікація. – 2012. – №6. – С.6–011.

9. Жаркин, А.Ф. Решение задачи оптимального секционирования воздушных распределительных сетей в условиях нормирования показателей надежности [Текст] / А.Ф.Жаркин, В.А.Попов, В.В.Ткаченко // Технічна електродинаміка. – 2013. – №5. – С.61-69.

10. Лежнюк, П.Д. Функціональна залежність складових втрат потужності у вітках електричної мережі від потужності у вузлах [Текст] / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.Б. Бурикін // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2005. – № 4. – С. 58–62.

11. Майоров А. В. Техніко-економічні аспекти розвитку електричних мереж напругою 20 кВ. Майоров А. В. Техніко-економічні аспекти розвитку електричних мереж напругою 20 кВ. Майоров А. В. Техніко-економічні аспекти розвитку електричних мереж напругою 20 кВ. Майоров. – 2015. – №4(31). С.74–79.

12. Мелентьев Л. А. Оптимізація розвитку та управління великими енергетичними системами [Текст]. – 2015. – №4(31). С.74–79.

13. Охорона праці в енергетиці [Текст] // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2006. – № 7. – С. 8–10.

11. Зарубіжний досвід підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат електроенергії в електромережах всіх рівнів напруги [Текст] / підготовлено відділом інформаційно-аналітичного забезпечення зарубіжною інформацією ВП НТЦЕ ДП «НЕК «Укренерго». – К. -08/2015 – 85с.

12 Циганенко Б.В., Кірік В.В., Щерба А.А., Кучерява І.М. Світовий

досвід ізоляції із зшитого поліетилену для виробництва силових кабелів різних класів напруги. – 2015. – №10. Р.3–11.

13. Закон України «Про ринок електричної енергії» [Електронний ресурс] / Верховна рада. – <https://zakon.rada.gov.ua>.

14. Результати наради з питань підвищення енергоефективності роботи електромереж та зменшення втрат в розподільчих мережах 6 (10) кВ шляхом переходу на 20 кВ [Електронний ресурс] / <https://www.nerc.gov.ua>.

15. Програма відповідності Оператора системи розподілу ПрАТ «Кіровоградобленерго» [Електронний ресурс] / <https://www.zoe.com.ua>.

16. Річна інформація ПрАТ «Кіровоградобленерго» за 2023 рік [Електронний ресурс] / <https://www.zoe.com.ua>.

17. Забезпечення безпеки експлуатації електричних мереж в рамках енергетичної стратегії України шляхом впровадження пілотних проектів з переходу системи передачі та розподілу електричної енергії з триступеневої на двоступеневу [Електронний ресурс]: презентація. – НКРЕКП. – Київ, 2016. – Режим доступу: <http://www.slideshare.net/NKREKP/18072016-64339669> – URL.

18. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища [Електронний ресурс] / <http://energetika.in.ua/ua/books/book-5/part-4/section-1>.

19. Переведення мереж на рівень напруги 20 кВ – об’єктивна необхідність [Електронний ресурс] / <http://mre.kmu.gov.ua>.

20. Потужність «аморфних» трансформаторів [Електронний ресурс] / <https://market.elec.ru/nomer/44>.

21. Потужність «аморфних» трансформаторів [Електронний ресурс] / <https://market.elec.ru/nomer/44>.

22. Моделі і методи визначення втрат потужності та електроенергії [Електронний ресурс] / <http://energy.kpi.ua/article/view/102794>.

23. Втрати електроенергії в електричних мережах [Електронний ресурс] / <http://www.proelectro.info/ru/content/detail/4250>.

24. Силові трансформатори [Електронний ресурс] / <http://www.lvmarket.com.ua/silovi-transformatori>.