

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ЗАОЧНОЇ
ТА ПІСЛЯДИПЛОМНОЇ ОСВІТИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РАЙОННИХ
РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ»**

Виконав: студент VI курсу

групи Ен – 713 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

_____ Кречик Д. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: _____ Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: _____ Сиротюк С. В.
(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ЗАОЧНОЇ
ТА ПІСЛЯДИПЛОМНОЇ ОСВІТИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Левонюк В. Р.

(вч. звання, прізвище, ініціали)

« ____ » _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Кречичу Дионісію Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Аналіз втрат електричної енергії в районних розподільчих мережах»

(назва теми)

керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.

(наук. ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 171 / к - с від 8.03.2024 р.

2. Строк подання студентом роботи 6.12.2024 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

1. Втрати електричної енергії у розподільчих мережах

2. Аналіз втрат електричної енергії у розподільчих мережах

3. Заходи зі зниження втрат електричної енергії у розподільчих мережах

4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5. Економічна ефективність прийнятих рішень

Висновки

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 8.03.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Постановка завдання. Огрунтування актуальності теми роботи. Вивчення теоретичних положень загальних втрат електроенергії	8.03.2024 – 19.05.2024	
2	Виконання аналізу загальних втрат електричної енергії в елементах розподільчих електричних мереж	22.05.2024 – 8.09.2024	
3	Розробка заходів зі зменшення загальних втрат електричної енергії	12.09.2024 – 11.10.2024	
4	Розробка логіко імітаційної моделі процесу виникнення травми при обслуговуванні ліній електропередач	14.10.2024 – 8.11.2024	
5	Здійснення техніко-економічних обґрунтувань застосування АСКОВ та заміни проводів	11.11.2024 – 22.11.2024	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	25.11.2024 – 29.11.2024	
7	Завершення роботи в цілому	2.12.2024 – 6.12.2024	

Студент

Кречик Д. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.112:1

Кречик Д. В. «Аналіз втрат електричної енергії в районних розподільчих мережах». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2024 р. 55 с. текстової частини, 16 рисунків, 9 таблиць, 25 джерел.

У кваліфікаційній роботі представлено дослідження та аналіз загальних втрат електричної енергії у районних розподільчих мережах. Розкрито теоретичні положення загальних втрат електричної енергії у районних розподільчих мережах, зокрема представлено основні визначення в області втрат електричної енергії, розкрито суть загальних втрат, технологічних втрат, комерційних втрат та нормованих втрат електричної енергії. Здійснено коротку характеристику розподільчої компанії. Проведено аналіз загальних втрат електричної енергії у трьох фідераї із найбільшими втратами. Запропоновано заходи зі зниження загальних втрат електричної енергії. Розроблено заходи щодо покращання умов охорони праці під час здійснення обслуговування ліній електропередачі та розроблено заходи із захисту населення у надзвичайних ситуаціях. Представлено техніко-економічні обґрунтування впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії та заміни голих неізолюваних проводів на самонесучі ізолювані проводи.

АНАЛІЗ, ЗАГАЛЬНІ ВТРАТИ, ФІДЕР, ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ЗАХОДИ, ВПРОВАДЖЕННЯ, ОБґРУНТУВАННЯ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ.....	8
1.1 Основні визначення в області втрат електричної енергії.....	8
1.2 Загальні втрати електричної енергії.....	9
1.3 Технологічні втрати електричної енергії.....	10
1.4 Комерційні втрати електричної енергії.....	14
1.5 Нормовані втрати електричної енергії.....	16
2 АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ.....	18
2.1 Коротка характеристика ПрАТ «Рівнеобленерго».....	18
2.2 Аналіз втрат електричної енергії у фідерах.....	21
2.3 Порівняння нормативних та загальних показників.....	26
3 ЗАХОДИ ЗІ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ.....	29
3.1 Впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії.....	29
3.2 Заміна голих неізолюваних проводів на СІП.....	33
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	38
4.1 Основні фактори, які впливають на наслідок ураження електричним струмом.....	38
4.2 Розробка моделі процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні вольтододатних трансформаторів.....	42
4.3 Розробка заходів із питань безпеки в надзвичайних ситуаціях.....	46
5 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ.....	48
5.1 Впровадження інформаційно-вимірювальних систем комерційного обліку електричної енергії.....	48
5.2 Заміна голих проводів на самонесучі проводи.....	49
5.3 Обчислення терміну окупності запропонованих рішень.....	50
5.4 Очікувані результати від впроваджень.....	51
ВИСНОВКИ.....	53
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	54

ВСТУП

Ефективне функціонування розподільчих електричних мереж є однією з ключових передумов надійного електропостачання споживачів. В умовах зростання попиту на електроенергію, а також постійного розвитку технологій, особливу увагу привертає питання мінімізації втрат електричної енергії в мережах її розподілу. Втрати електричної енергії в розподільчих мережах є невід'ємною складовою процесу передачі енергії, однак їх високий рівень може суттєво впливати на економічні показники енергетичних компаній, а також на надійність та якість електропостачання [1].

Втрати електроенергії в розподільчих мережах поділяються на технологічні та комерційні. Технологічні втрати виникають внаслідок фізичних процесів, що супроводжують передачу електричної енергії, таких як нагрівання провідників, магнітні явища в трансформаторах та інші. Комерційні втрати, з іншого боку, пов'язані з неправомірними діями, такими як крадіжки електроенергії, неточності вимірювання або інші порушення в обліку споживання.

Актуальність теми аналізу втрат електричної енергії обумовлена необхідністю підвищення ефективності електропостачання, зниження витрат на генерацію та транспортування електроенергії, а також зменшення негативного впливу на навколишнє середовище. Зниження втрат електроенергії є однією з основних стратегічних задач енергетичних підприємств, яка дозволяє підвищити конкурентоспроможність, покращити економічні показники та забезпечити сталість енергетичного сектору [2].

Дослідження та аналіз втрат електричної енергії в розподільчих мережах сприяють виявленню основних причин їх виникнення та розробці дієвих заходів для їх зменшення. Сучасні підходи до аналізу втрат включають використання математичних моделей, інформаційних технологій та систем моніторингу, які дають змогу отримувати точні дані про стан мережі в реальному часі та здійснювати прогнози щодо її функціонування [3].

У ході дослідження буде використано сучасні аналітичні підходи та інструменти, які дозволяють проводити точні розрахунки, моделювання та прогнозування втрат електричної енергії. Окрему увагу буде приділено вивченню впливу зовнішніх факторів, таких як зміни кліматичних умов, сезонність споживання та зростання навантаження на мережу.

Таким чином, результати даної роботи матимуть практичне значення для енергетичних підприємств, сприятимуть підвищенню ефективності експлуатації розподільчих мереж та зниженню втрат електроенергії.

Метою кваліфікаційної роботи є аналіз загальних втрат електричної енергії у фідерах Володимирецької дільниці ПрАТ «Рівнеобленерго» та розробка заходів, щодо їх зниження.

Для досягнення мети кваліфікаційної роботи необхідно виконати такі **завдання**:

- розкрити теоретичні положення загальних втрат електричної енергії у районних електричних мережах;
- здійснити аналіз загальних втрат електричної енергії у фідерах Володимирецької дільниці ПрАТ «Рівнеобленерго»;
- розробити заходи та рекомендації щодо знищення загальних втрат електричної енергії у досліджуваних фідерах;
- розкрити питання охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях;
- здійснити техніко-економічні обчислення та представити обґрунтування запропонованих рішень.

Об'єктом кваліфікаційної роботи є загальні втрати електричної енергії у фідерах Володимирецької дільниці ПрАТ «Рівнеобленерго».

Предметом кваліфікаційної роботи є елементи районних електричних мереж Володимирецької дільниці ПрАТ «Рівнеобленерго».

1 ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ

Нині підвищені втрати електроенергії спостерігаються по всій країні. Найбільші втрати відбуваються у районних електричних мережах, які перевищують норму у 5 та більше разів, здебільшого ці втрати становлять 15 – 20 %.

За статистикою, загальні втрати в електричних мережах мають бути не більше 10 %, у тому числі нетехнічна складова, яка включає втрати від затримки оплати, яка у передових енергокомпанія становить не більше (1,5 – 2 %).

Основними факторами збільшення втрат в енергетичних системах є генерація електричної енергії в одному місці та природне зростання споживання електричної енергії, яке пов'язане зі збільшенням електрообладнання на всіх підприємствах та приватних споживачів.

Для правильного обчислення втрат, розробляються цілі методики нормування втрат електричної енергії. Тарифи на електричну енергію встановлюються за отриманими нормами втрат електричної енергії. Державні органи регулюють тарифи. Рівень втрат електричної енергії, який вважається обґрунтованим, і його можна включати в тариф, має надавати електропостачальна організація, а енергетичні комісії аналізувати ці обґрунтування та приймати або коригувати їх [4].

1.1 Основні визначення в області втрат електричної енергії

Для того, щоб детально розібратися в галузі втрат електричної енергії, представимо терміни та визначення в галузі втрат електричної енергії.

Аналіз втрат електричної енергії – це оцінка структури втрат електричної енергії, встановленні причин їх перевищення, встановлення зон із підвищеними втратами та навіть встановлення недобросовісних споживачів.

Звітні (фактичні) втрати електричної енергії – це різниця між електричною енергією, яка надійшла до мережі та електричною енергією, яка була відпущена із мережі, що визначається за даними систем обліку електричної енергії.

Технологічні втрати електричної енергії – це сума технологічних втрат під час транспортування електричної енергії та втрат під час її реалізації [5].

Технічні втрати – це втрати електричної енергії, які зумовлені фізичними процесами у провідниках та електрообладнанні при передаванні електричної енергії з електричних мереж. Вони детермінуються обчислювальним шляхом.

Комерційні втрати – це втрати, які зумовлені розкраданням електричної енергії, невідповідністю показників лічильників при оплаті за електричну енергію та інші причини у сфері організації контролю за споживання електричної енергії.

Загальні втрати електричної енергії – це різниця між об'ємом електричної енергії, яка надійшла до електричної мережі з інших мереж або від виробників електричної енергії та обсягом електричної енергії, яка спожита енергоприймаючими пристроями, приєднаними до цієї мережі, а також переданої до інших мережевих організацій.

Умовно постійні втрати – це втрати, величина яких не залежить або лише частково залежить від параметрів режиму мережі.

Втрати електричної енергії навантаження – це втрати в електричному обладнанні та лініях електропередач й інших елементах електричної мережі, які залежать від величини навантаження.

Витрата електричної енергії на потреби підстанцій – це витрата електричної енергії, які необхідні для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу.

Якість електричної енергії – це відповідність параметрів електричної енергії затвердженим значенням [6].

1.2 Загальні втрати електричної енергії

Втрати електричної енергії поділяються на дві категорії: комерційні та технологічні. Структура втрат електричної енергії представлена на рисунку 1.1.



Рисунок 1.1 – Структура втрат електричної енергії [7]

До технологічних втрат належать: втрати в елементах електричних мереж; втрати електричної енергії на власні потреби; інструментальні втрати. Комерційні втрати враховують: додаткові інструментальні втрати; втрати від несанкціонованих підключень; втрати рахунків; втрати при оплаті за спожиту електричну енергію.

1.3 Технологічні втрати електричної енергії

Узагальнена структура технологічних втрат представлена на рисунку 1.2. Представлені на рисунку 1.2 показники є структурними складовими технологічних втрат. Розглянемо їх докладніше:

1. Навантажувальні втрати, які виникають у лініях електропередач, устаткуванні та різних елементах електричних мереж. Ці витрати залежать безпосередньо від сумарного навантаження. До цієї складової входять:

- втрати у лініях електропередач, які безпосередньо пов'язані з силою струму. Саме тому при передаванні електричної енергії на значні відстані використовується принцип підвищення у кілька разів, що сприяє пропорційно-

му зменшенні струму, а відтак, зменшуються втрати та витрати на передавання електричної енергії.

- втрати у трансформаторах, які мають електричну та магнітну природу. Для прикладу, нижче представлено таблицю 1.1, у якій наведено втрати в трансформаторах напруги підстанцій у мережах 10 кВ.

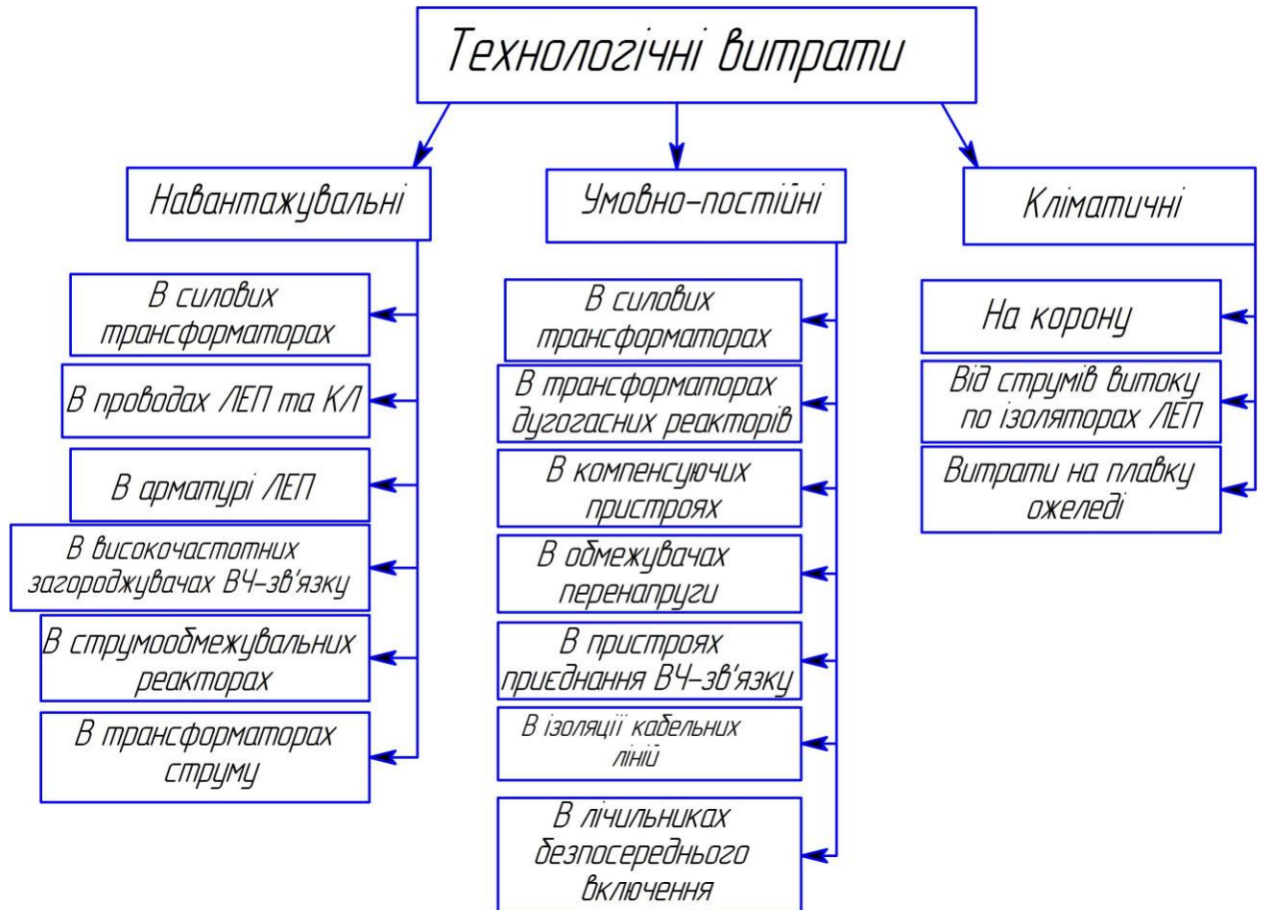


Рисунок 1.2 – Структура технологічних втрат електричної енергії [8]

Таблиця 1.1 – Втрати у силових трансформаторах підстанції 10 кВ [9]

Номинальна потужність $S_{\text{НОМ}}$, кВА	Номинальна напруг $U_{\text{ВН}} / U_{\text{НН}}$, кВ	Напруга КЗ, $u_{\text{КЗ}}$, %	Втрати НХ $\Delta P_{\text{НХ}}$, кВт	Втрати КЗ $\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт
250	10/0,4	6	0,73	3,4
315			0,36	5,0
400			1,0	5,7
500			1,15	6,1
630			1,4	6,6
800			1,8	7,7
1000			1,95	8,8

1250			2,3	10,5
1600			2,75	12,7
2000			3,2	15,5
2500			4,2	19,0

2. Категорія умовно-постійних витрат є втратами, які не залежать від масштабів виробництва продажів та реалізації послуг. Однак, потрібно враховувати, що постійні втрати можуть перетворюватися на змінні, до яких відносяться:

- робота силових установок у режимі неробочого ходу;
- робота компенсувальних пристроїв;
- амортизація об'єктів, які використовуються у виробництві;
- страхування власності;
- оплата опалювальних та освітлювальних послуг;
- оплата утримання приміщення;
- оплата за оренду.

3. Втрати, які спричинені кліматичною складовою. Ці втрати викликані погодними умовами або місцевістю, де прокладена лінія електропередачі. У магістральних лініях електропередач від 110 кВ та вище, велика частина витрат припадає на коронні розряди, виникненню яких сприяє вологість повітря. У мережах 10 кВ та вище, від цього залежить величина струму витoku до ізоляторів. Аналогічно у районах із підвищеною вологістю повітря, на дротах утворюється лід, який потрібно розплавляти. Плавка ожеледі значно збільшує вартість обслуговування ліній електропередач, тому потрібно враховувати витрати електричної енергії для розплавлення льоду.

4. Витрати на підтримку роботи підстанцій. До цих витрат відносяться витрати, які пов'язані з обслуговуванням підстанції до яких входять [10]:

- система вентиляції та охолодження трансформаторного обладнання;
- опалення, освітлення, вентиляція внутрішніх приміщень підстанції;
- освітлення прилеглих до підстанцій територій;

- оперативні контури та системи контролю та управління;
- обладнання для ремонтних робіт, апаратура зв'язку та інші пристосування.

1.4 Комерційні втрати електричної енергії

Комерційні втрати електричної енергії ΔW_K зумовлені розкраданнями електричної енергії, невідповідністю показників лічильників оплати за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами у сфері організації контролю над споживанням енергії. Їхнє значення обчислюють як різницю між звітними (фактичними) втратами та сумою перших трьох складових:

$$\Delta W_K = \Delta W_3 + \Delta W_T + \Delta W_{BP} + \Delta W_I, \quad (1.1)$$

де ΔW_3 – звітні втрати; ΔW_T – технічні втрати; ΔW_{BP} – втрати на власні потреби; ΔW_I – інструментальні втрати.

Три перші складові втрат зумовлені технологічними потребами процесу передавання електричної енергії електричними мережами та інструментального обліку її надходження та відпущення. Сума цих складових добре описується терміном «технологічні втрати».

Четверта складова «комерційні втрати» це вплив «людського фактора» та включає усі його прояви [11]:

- свідомі розкрадання електричної енергії деякими абонентами за допомогою зміни показників лічильників;
- неоплату чи неповну оплату показників лічильників, тощо.

Для наочного відображення, на рисунку 1.3 представлено основні показники комерційних втрат.

Далі детального розкриємо деякі представлені показники.

1. Втрати через невідповідність дат зняття розрахункових показників лічильників із розрахунковим періодом.

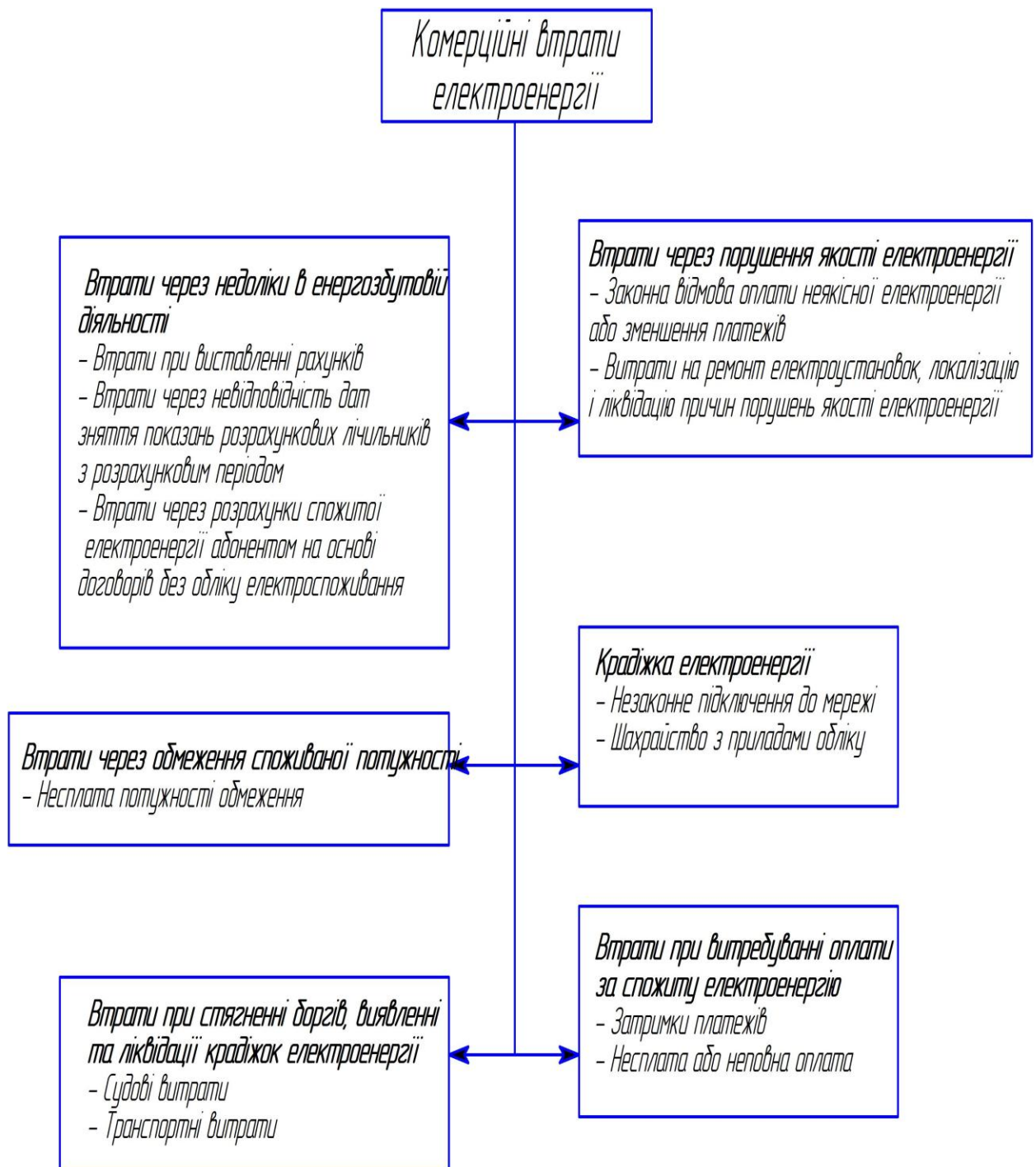


Рисунок 1.3 – Структура комерційних втрат [12]

Ці втрати спричинені недоукомплектованістю наглядових органів, програмами АСКОЕ, що призводить до зняття показань у більшості споживачів раніше чи пізніше розрахункового періоду, аналогічно, коли показники лічильників знімають самі споживачі.

В обох випадках знижується корисний відпуск електричної енергії та як наслідок збільшуються комерційні втрати.

Особливо це притаманно випадку, коли показники знімаються самими споживачами, що дає змогу йому занижувати споживання та переносити платежі на пізніші терміни.

2. Втрати через порушення якості електричної енергії.

Ці втрати спричинені через ремонт електроустаткування, здійснення заходів щодо локалізації та ліквідації причин порушення якості електроенергії та ін, внаслідок цього споживач може законно відмовитися від сплати неякісної електричної енергії.

3. Втрати, які спричинені без договірним споживанням електричної енергії.

У цих споживачів відсутня система обліку електричної енергії, що викликає неправильності визначення корисного відпуску та як наслідок виникнення комерційних втрат.

4. Втрати через обмеження споживаної потужності.

Такі втрати спричинені дією персоналу, який обмежує споживану потужність у зв'язку із загрозою втрати стійкості енергетичної системи.

5. Втрати при проблемах із оплатою спожитої потужності.

Ці втрати зумовлені нездатністю споживачів оплачувати спожиту електричну енергію за один термін. Зазвичай, надходження платежів відбувається пізніше від реального електроспоживання, що вносить похибку у визначення фактичного корисного відпуску побутовим споживачем та у розрахунок фактичного небалансу електричної енергії.

Неодночасність оплати може змінюватись у межах одного-трьох місяців. У зв'язку із цим реальний відпуск електричної енергії не може бути визначений щомісяця, в даному випадку відпуск можна лише приблизно прогнозувати і на це є низка причин [13]:

- споживачі у сільській місцевості в основному платять за спожиту електричну енергію один раз на 2 – 4 місяці.
- рівень оплати залежить від сезонності;
- на передодні підвищення тарифів, населення завищує показники лічильників, чим оплачує ще не спожиту електричну енергію за нижчим тари-

фом. У результаті, наступні кілька місяців оплата буде набагато нижчою, що тягне за собою збільшення комерційних втрат.

До другої складової комерційних втрат можна зарахувати:

- нездатність абонента сплачувати за спожиту електричну енергію;
- помилки персоналу (втрата документів про оплату);
- рішення суду про відсутність доходів у споживача.

6. Втрати від розкрадання електричної енергії.

Розкрадання це найбільша складова комерційних втрат. Статистика показує, що в основному такі втрати пов'язані із розкраданням споживачами приватного сектора, також невеликий відсоток займають крадіжки промисловими та торговими підприємствами.

Найвищий відсоток розкрадань відбувається у холодну пору року із жовтня до квітня. Розкрадання електричної енергії приватними споживачами оплачується мережевою організацією, і вони поділяється на:

- споживання електричної енергії без договору – споживачі самовільно без укладання договору підключаються до об'єктів електромережевого господарства;

- споживання електричної енергії без встановлених приладів обліку. Споживач підключено до мережі з порушенням договірних зобов'язань (договір купівлі-продажу електричної енергії). Такі випадки виникають, коли прилад обліку зламано, не збереглися зовнішні пломби, не своєчасне повідомлення споживачем про несправність приладу обліку, а також іншими діями які призвели до спотворення показаників.

1.5 Нормовані втрати електричної енергії

Нормування втрат – це процедура встановлення для розглянутого періоду часу прийнятного економічним критеріям рівня фактичних втрат (нормативу втрат), значення якого визначають на основі розрахованої структури

втратах та аналізу можливостей зниження у запланованому періоді кожної складової цієї структури [14].

Поняття нормативу втрат має на увазі термін економічно обґрунтованих критеріїв нецільової витрати електричної енергії за певний період. Усі складові втрат аналізуються окремо, далі здійснюються обчислення для визначення резервів та зниження втрат. Кожен норматив перераховується регулярно, оскільки вони постійні.

Поняття абсолютний рівень витрат передбачає сальдо перетікань між переданою електричною енергією та технічними втратами. Нормативи технологічних втрат визначаються шляхом відповідних обчислень.

Для визначення нормативів втрат використовують конкретні значення навантажень мережі. Є лише два нормативи:

- прогнозоване (визначене за прогнозованими навантаженнями);
- фактичне (визначене наприкінці періоду за тим, що відбулося з навантаженням).

Щодо нормативу втрат, які включаються до тарифу, то тут завжди використовується його прогнозоване значення. Фактичне значення нормативу доцільно використовувати під час розгляду питань преміювання персоналу. При суттєвій зміні схем та режимів роботи мереж у звітному періоді втрати можуть, як суттєво знизитися так і збільшитися.

Характеристика втрат електричної енергії – це залежність втрат електричної енергії від факторів, які відображаються в офіційній звітності.

Нині при не високому темпі мережного будівництва, параметри нормативної характеристики досить стабільні і тому, якимось розраховані, узгоджені та затверджені, вони можуть використовуватись протягом тривалого періоду – до тих пір, поки не станеться суттєвих змін схемах мереж. За нинішнього, дуже низького рівня мережевого будівництва нормативні характеристики, розраховані для існуючих схем мереж та можуть використовуватись протягом 5 – 7 років. При цьому похибка відображення ними втрат вбирається у 6 – 8 %.

2 АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Коротка характеристика ПрАТ «Рівнеобленерго»

ПрАТ «Рівнеобленерго» – це електроенергетична компанія, яка займається розподілом електричної енергії в Рівненській області. Вона має 16 філій, що охоплюють усі райони області, і є частиною групи компаній *VS Energy* [15].

У 1995 році, згідно з Указом Президента України від 4 квітня 1995 року № 282/95 «Про структурну перебудову в електроенергетичному комплексі України» та наказом Міністерства енергетики та електрифікації України від 31 липня 1995 року № 137, було засновано Державне енергопостачальне підприємство «Рівнеобленерго», яке згодом отримало статус відкритого акціонерного товариства [16].

14 листопада 2001 року, відповідно до рішення загальних зборів акціонерів, підприємство змінило назву на відкрите акціонерне товариство «Рівнеобленерго». Це було пов'язано зі змінами в акціонерному складі – 15 травня 2001 року компанія «*AES Corporation*» придбала частку акцій підприємства. Через два роки, за рішенням акціонерів, компанію реорганізували у закрите акціонерне товариство. 7 квітня 2011 року, відповідно до вимог Закону України «Про акціонерні товариства», загальні збори акціонерів ЗАТ «АЕС Рівнеенерго» ухвалили рішення про перейменування на публічне акціонерне товариство «АЕС Рівнеобленерго».

У квітні 2013 року компанія стала частиною групи *VS Energy* та змінила назву на ПАТ «Рівнеобленерго», а з 2017 року компанія змінила свій тип із публічного акціонерного товариства на приватне.

ПрАТ «Рівнеобленерго» здійснює розподіл електроенергії для понад 420 тисяч побутових і 16 тисяч непобутових споживачів.

Одним із ключових напрямків діяльності компанії є модернізація енергетичної інфраструктури в Рівному та області. У 2021 році в 33 об'єднаних

територіальних громадах Рівненської області було реконструйовано понад 145 км повітряних та кабельних ліній 10/0,4 кВ, а також побудовано й оновлено нові підстанції.

Компанія активно впроваджує автоматизовані системи збору даних та встановлює багатотарифні лічильники з дистанційним зчитуванням. Станом на початок 2022 року понад 50 тисяч побутових споживачів вже мають прилади обліку з функцією дистанційної передачі даних.

ПрАТ «Рівнеобленерго» входить до числа найбільших платників податків у регіоні. У грудні 2021 року підприємство отримало відзнаку «Лідер року Рівне» від Рівненської міської ради за вагомий внесок у розвиток громади та відповідальну сплату податків.

У 2021 році компанія стала лідером серед операторів систем розподілу в Україні за найменшою середньою кількістю днів, необхідних для приєднання до електромереж.

За досягнення у роботі, дев'ять працівників компанії отримали звання «Заслужений енергетик України», чотирнадцять – нагороджені відзнакою «Відмінник енергетики України», а двоє – отримали звання «Почесний енергетик України».

На сьогоднішній день ПрАТ «Рівнеобленерго» має таку структуру [16]:

- Володимирецька дільниця з експлуатації розподільних мереж та Володимирецьке відділення із взаємодії з клієнтами;
- Березнівська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Березнівське відділення із взаємодії з клієнтами;
- Дубенська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Дубенське відділення із взаємодії з клієнтами;
- Гощанська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Гощанське відділення із взаємодії з клієнтами;
- Здолбунівська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Здолбунівське відділення із взаємодії з клієнтами;

- Дубровицький дільниця з експлуатації розподільних мереж та Дубровицьке відділення із взаємодії з клієнтами;
- Корецька дільниця з експлуатації розподільних мереж та Корецьке відділення із взаємодії з клієнтами;
- Костопільська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Костопільське відділення із взаємодії з клієнтами;
- Острозька дільниця з експлуатації розподільних мереж та Острозьке відділення із взаємодії з клієнтами;
- Млинівська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Млинівське відділення із взаємодії з клієнтами;
- Рівненський міська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Рівненське міське відділення із взаємодії з клієнтами;
- Зарічненська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Зарічненське відділення із взаємодії з клієнтами;
- Рівненська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Рівненське відділення із взаємодії з клієнтами;
- Радивилівська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Радивилівське відділення із взаємодії з клієнтами;
- Сарненська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Сарненське відділення із взаємодії з клієнтами;
- Рокитнівська дільниця з експлуатації розподільних мереж та Рокитнівське відділення із взаємодії з клієнтами.

Власне, у коло наших інтересів входить перша позиція, зокрема Володимирецька дільниця з експлуатації розподільних мереж та Володимирецьке відділення із взаємодії з клієнтами.

У Володимирецькій дільниці діє лінійно-функціональна організаційна структура. Лінійно-функціональна структура вдало поєднує лінійні підрозділи, які виконують весь обсяг основної виробничої діяльності, з відділами та службами, які реалізують конкретні функції керування у масштабах всієї організації (планування, бухгалтерія, фінанси, кадри). Така структура забезпе-

чує такий поділ управлінської праці, у якому лінійні ланки управління покликані командувати, а функціональні – консультувати, допомагати у розробці конкретних питань та підготовки відповідних рішень, планів та програм.

Нормативи чисельності промислово-виробничого персоналу визначають оптимальну чисельність працівників, необхідну для ефективного та стабільного функціонування дільниці.

Нормативи чисельності рекомендовані для розрахунку та обґрунтування чисельності персоналу при формуванні витрат на оплату праці, складання штатних розкладів та інших цілей на діючих у дільниці, а також при розробці проектів розширення та реконструкції дільниці.

2.2 Аналіз втрат електричної енергії у фідерах

Для отримання даних про загальні втрати в електричних мережах Володимирецької дільниці ПрАТ «Рівнеобленерго», потрібно здійснити аналіз балансу відпущеної та спожитої енергії за звітними даними, які отримано під час проходження практики. Здійснивши аналіз, ми побачимо, на яких ділянках буде перевищено втрати. Подальший аналіз дасть змогу встановити причини їх виникнення та вибрати необхідні шляхи їх зниження.

Скориставшись отриманими даними про загальні втрати за період 2019 – 2023 року, на дільниці, було виявлено три фідери із високими втратами. Далі розглянемо ці фідери більш детально. З ціллю енергетичної безпеки країни реальні номери фідерів замінимо номерами №1 – №3.

У таблиці 2.1 представлено відпуск та втрати електричної енергії у фідері №1-04 за 2022 рік.

Таблиця 2.1 – Аналіз втрат електричної енергії у фідері №1-04 за 2022 рік

ТП	Відпуск енергії, кВт год	Втрати енергії, кВт год	Втрати енергії, %
№1-04-02	123409	1296	1
№1-04-03	162201	20600	13
№1-04-04	330775	34270	10

№1-04-05	177123	9401	8
№1-04-06	479578	67494	14
№1-04-08	369502	26571	7
№1-04-09	109288	16181	15
№1-04-10	410788	25108	6
№1-04-17	316095	37899	12
№1-04-19	350663	-51256	-15
№1-04-20	438979	78217	18
№1-04-21	116625	-4935	-4
№1-04-22	188971	24366	13
Всього	3573997	285212	8

На рисунку 2.1 представлено поопорну схему фідера №1-04.

Рисунок забрано керівником з ціллю енергетичної безпеки

Рисунок 2.1 – Поопорна схема фідера №1-04

Зробивши аналіз даних таблиці 2.1 бачимо, що у фідері №1-04 за 2022 рік найвищі втрати електричної енергії присутні на фідері №1-04-20, які становлять 18 %, що перевищує норму вдвічі. Для наочності, на рисунку 2.2, представлено гістограму втрат у % за кожним фідером.

У наведених поопорних схемах повітряних ліній 10 кВ ми розглядаємо загальний фідер у якому є ще кілька трансформаторних підстанцій, які підключені до підприємства або до вулиці.

Оскільки споживачі оплачують спожиту електричну енергію не однаково за кожен місяць, у графіках та таблицях ми бачимо негативні загальні втрати, що виникає у тому випадку, коли споживачі переплачують, або платять на кілька місяців наперед.

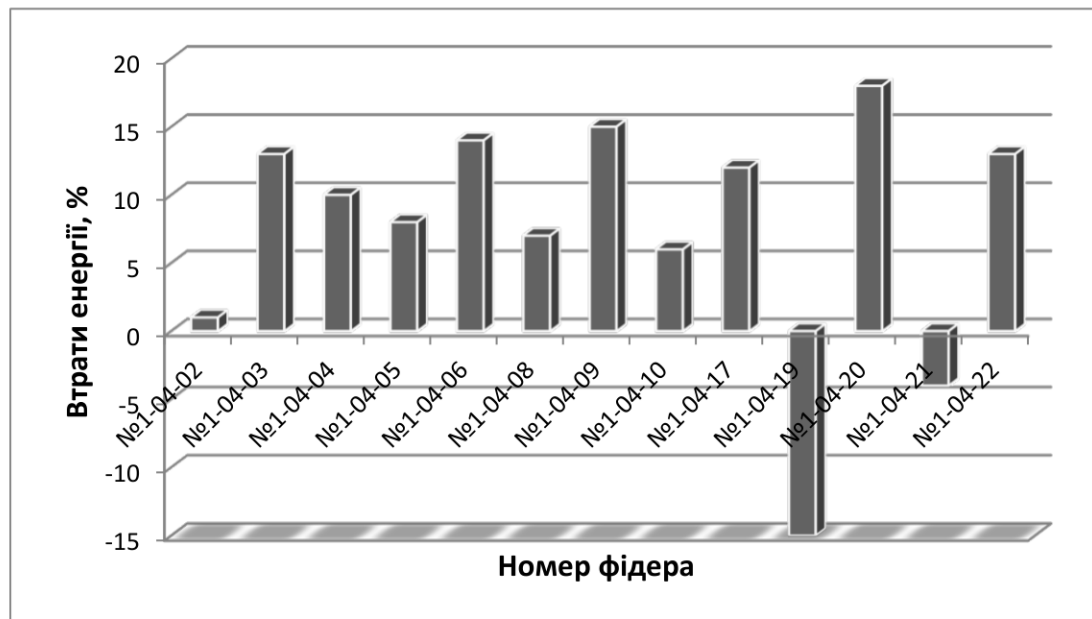


Рисунок 2.2 – Гістограма втрат електричної енергії у фідері №1-04

У таблиці 2.2 представлено відпуск та втрати електричної енергії у фідері №2-14 за 2022 рік.

Таблиця 2.2 – Відпуск та втрати електричної енергії у фідері №2-14 за 2022 рік

ТП	Відпуск енергії, кВт год	Втрати енергії, кВт год	Втрати енергії, %
№2-04-03	587333	57423	10
№2-04-04	238258	12503	5
№2-04-05	376389	621	0
№2-04-06	517654	47678	9
№2-04-07	692182	96469	14
№2-04-09	462759	55701	12
№2-04-11	741097	117102	16
№2-04-12	164088	3893	2
№2-04-13	33243	17168	52
Всього	3813003	408558	11

Здійснивши аналіз даних, які представлені у таблиці 2.2 бачимо, що у фідері №2-14 за 2022 рік найвищі втрати електричної енергії були на фідері №2-14-13, а його загальні втрати становили 52 %, що перевищувало норму у 5 разів.

Гістограма втрат електричної енергії у фідері №2-14 представлено на рисунку 2.3, а попорна схема цього фідера на рисунку 2.4.

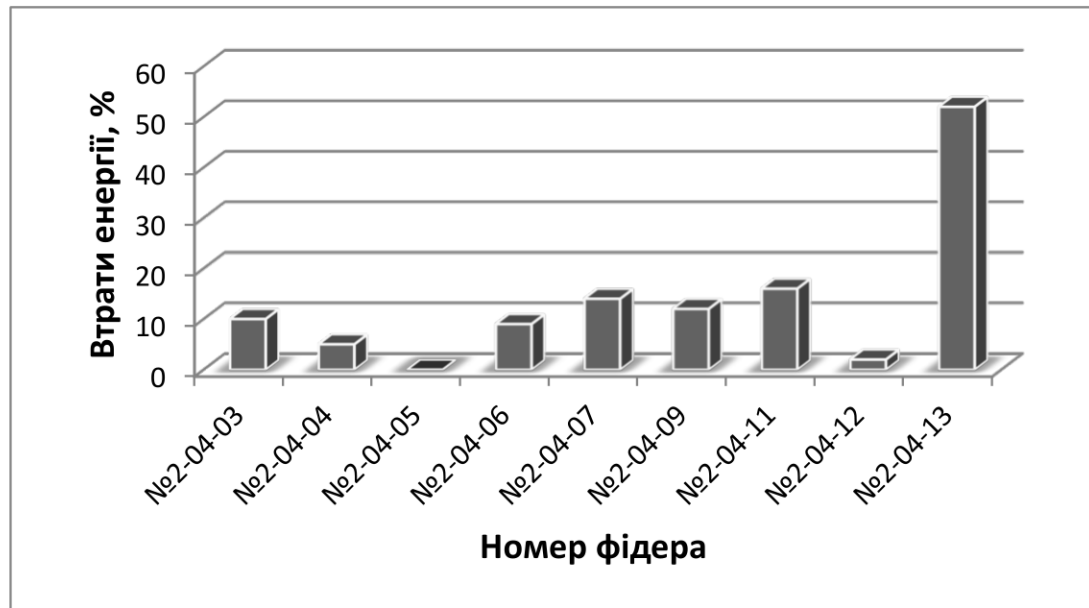


Рисунок 2.3 – Гістограма втрат електричної енергії у фідері №2-14

Рисунок забрано керівником з ціллю енергетичної безпеки

Рисунок 2.4 – Попорна схема фідера №2-14

У таблиці 2.3 представлено відпуск та втрати електричної енергії у фідері №3-15 за 2022 рік.

Таблиця 2.3 – Відпуск та втрати електричної енергії у фідері №3-15 за 2022 р

ТП	Відпуск енергії, кВт год	Втрати енергії, кВт год	Втрати енергії, %
№3-15-01	389451	18591	5
№3-15-02	403679	-56899	-14
№3-15-03	249657	-137032	-55
№3-15-04	518810	338	0
№3-15-05	619485	72139	12
№3-15-08	614902	49050	8
№3-15-09	611018	17903	3
№3-15-11	303561	11041	4

№3-15-12	772763	16275	2
№3-15-13	192011	18955	10
№3-15-14	202749	0	0
№3-15-15	635853	13108	2
№3-15-22	403642	154427	38
№3-15-23	226462	12562	6
№3-15-25	414307	66684	16
№3-15-27	219927	24665	11
Всього	67778277	281807	5

Здійснивши аналіз даних представлених у таблиці 2.3 бачимо, що у фідері №3-15 за 2022 рік найвищі втрати електричної енергії були у фідері №3-15-22, його загальні втрати становлять 38 %, що перевищує норму вчетверо. Для наочності, на рисунку 2.5 представлено гістограму втрат електричної енергії у фідері №3-15. На рисунку 2.6 представлено попорну схему фідера №3-15.

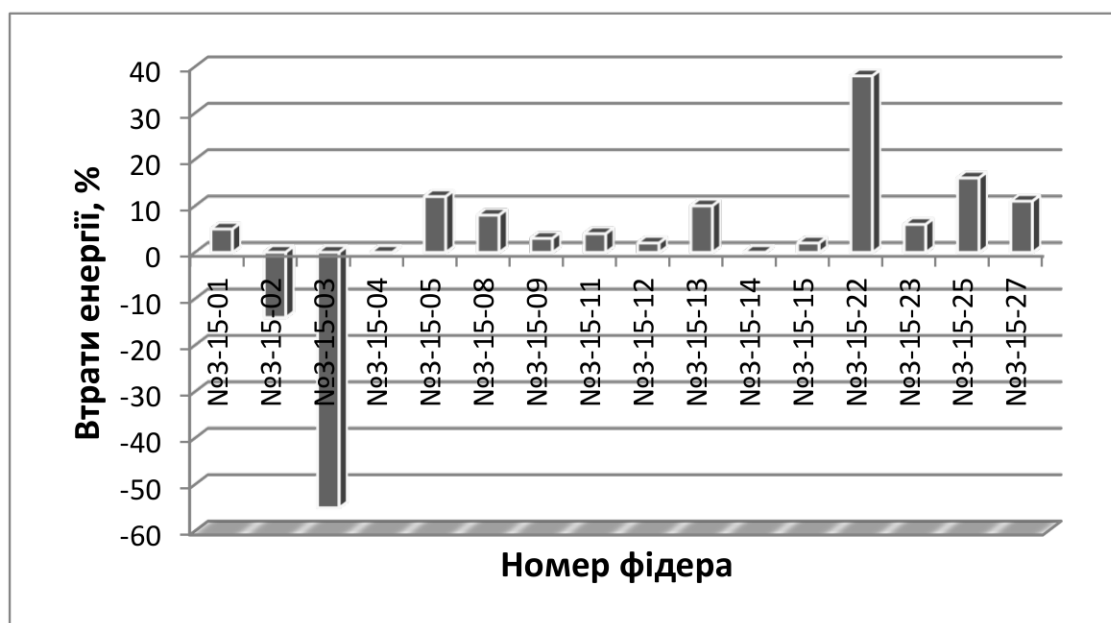


Рисунок 2.5 – Гістограма втрат електричної енергії у фідері №3-15

Рисунок забрано керівником з ціллю енергетичної безпеки

Рисунок 2.6 – Попорна схема фідера №3-15

Далі, для більш детального аналізу здійснимо порівняння нормативних та загальних показників за п'ять років.

2.3 Порівняння нормативних та загальних показників

У Володимирецькій дільниці нормативом втрат електричної енергії із автоматизованою інформаційно-вимірювальною системою комерційного обліку електричної енергії визначено норму загальних втрат від -5 до +10, без АСКОВЕ – від -10 до +20, тому ми порівнюватимемо втрати із цими нормативами. Порівняльний аналіз представлено у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Щорічний відпуск та втрати електричної енергії

Фідер	Показники	Роки				
		2019	2020	2021	2022	2023
№1-04-20	Відпуск у мережу, кВт год	343552	486389	426247	438979	395307
	Втрати, кВт год	73309	100972	102076	78219	50624
	Втрати, %	22	22	23	19	14
	Норматив втрат	10	10	10	10	10
№2-14-13	Відпуск у мережу, кВт год	31294	25322	61323	33243	44324
	Втрати, кВт год	1525	4187	43724	17168	15122
	Втрати, %	6	18	72	53	35
	Норматив втрат	10	10	10	10	10
№3-15-22	Відпуск у мережу, кВт год	256933	291587	431789	403643	404899
	Втрати, кВт год	31722	22832	175261	154428	147789
	Втрати, %	13	9	42	39	38
	Норматив втрат	10	10	10	10	10

Для наочного відображення даних представлених у таблиці 2.4 представимо результати відпуску електричної енергії у мережа та втрат у вигляді гістограм, які представлено на рисунках 2.7 та 2.8, відповідно.

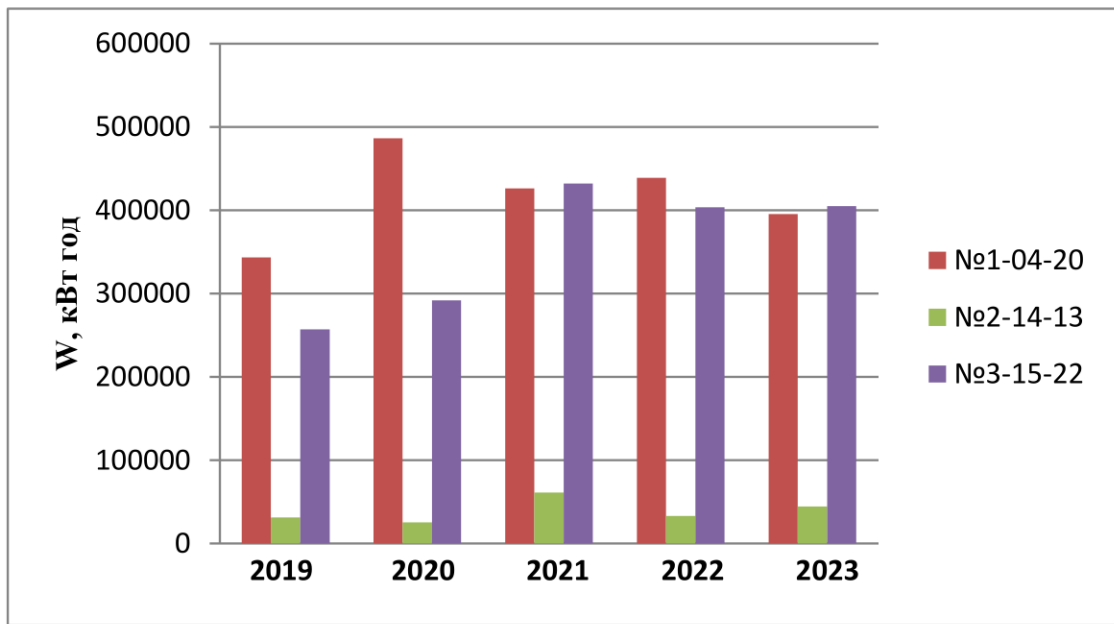


Рисунок 2.7 – Гістограма відпуску електричної енергії у мережу

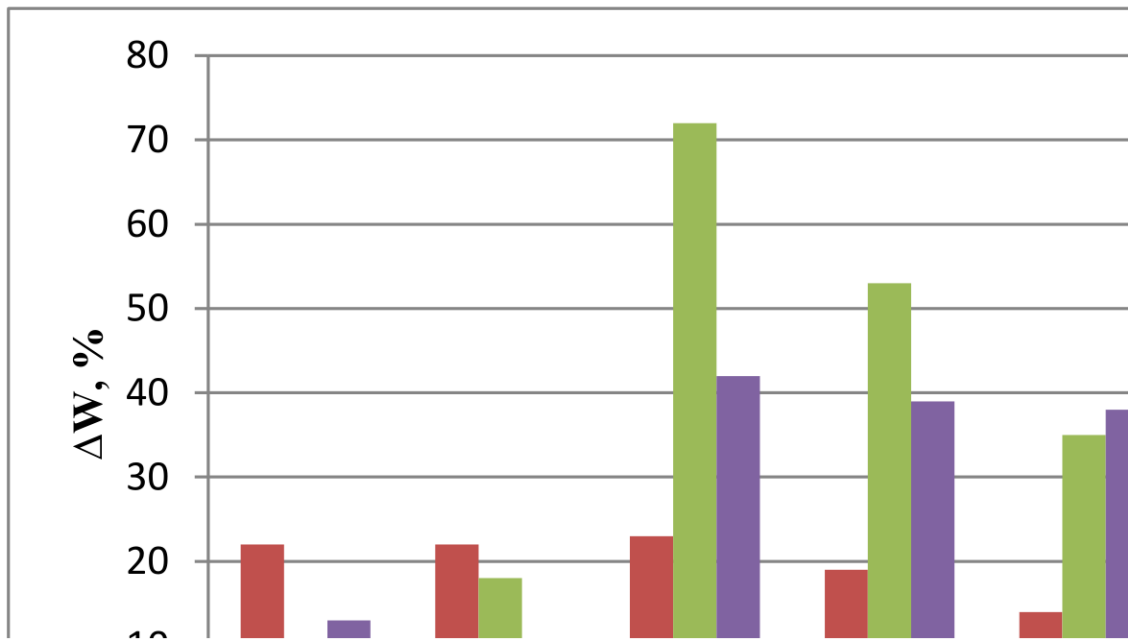


Рисунок 2.8 – Відображення втрат у фідерах

Аналізуючи дані представлені у таблиці 2.4 та на гістограмі (рис. 2.8) за аналізований період п'ять років бачимо, що до 2021 року втрати у фідерах були наближені до нормативних. У наступні три роки втрати електричної енергії перевищували нормативні втрати у кілька разів.

За фідером №1-04-20 ми бачимо, що найбільші втрати були у 2021 році, і вони становили 23 %. У наступні роки втрати знижувалися і майже наблизилися до нормативних, з 2019 року вони знизилися на 9 %.

За фідером №2-14-13 ми бачимо, що найбільші втрати були так само у 2021 році, і вони становили 72 %. Аналогічно, як і в попередньому фідері втрати почали знижуватися і наприкінці 2023 року становили 35 %, а зниження з 2021 року становило 37 %.

За фідером №3-15-22 ми бачимо, що найбільші втрати, як і у попередніх фідерах були у 2021 році, і вони склали 42 %. У 2022 та 2023 роках їх зниження було незначним і склало 3 – 4 %.

Підсумовуючи аналіз досліджуваного періоду за роками показів бачимо, що починаючи із 2021 року у всіх трьох фідерах збільшилися втрати у кілька разів по відношенню до загальних втрат відносно 2019 – 2020 року, хоча була і присутня тенденція зниження втрат.

За результатами аналізу встановлено, що стійкий високий рівень загальних втрат утримується у період із жовтня по квітень включно. У період із квітня по жовтень відбувається суттєве зниження втрат із мінімально стійким рівнем. Це свідчить про явно сезонний характер поширення загальних втрат електричної енергії протягом року.

3 ЗАХОДИ ЗІ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ

Ми пропонуємо для зменшення втрат електричної енергії в аналізованих фідерах застосувати два підходи. Перший полягає у застосуванні автоматизованих систем комерційного гбліку електричної енергії, а другий у заміні голих неізолюваних алюмінієвих проводів. Розглянемо кожен із цих заходів більш детальніше.

3.1 Впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії

Підґрунтям для розробки та впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ) сучасної електропостачальної компанії є задіювання оптимальних архітектурних рішень, які відповідають таким критеріям [17]:

- забезпечення відмовостійкості та автоматичного режиму роботи;
- забезпечення необхідної та достатньої функціональності;
- забезпечення гнучкості та прозорості – можливість простої та швидкої адаптації системи до специфічних вимог користувача;
- мінімізація фінансових витрат на реалізацію.

Основними функціональними завданнями, які повинна виконувати розроблена автоматизована система комерційного обліку електричної енергії є:

- покращання точності обліку електричної енергії та, як наслідок, – зменшення комерційних та технологічних втрат у мережах компанії;
- забезпечення оперативного контролю перетоків електричної енергії у мережах компанії;
- формування достовірного балансу генерації, надходження, розподілу, відпуску та споживання електричної енергії;

- автоматизація обміну інформацією із суміжними суб'єктами та головним оператором;
- контроль технічного стану приладів обліку електричної енергії та параметрів мережі;
- зменшення частини ручної праці персоналу компанії в обробці даних обліку електричної енергії та максимальне виключення «людського фактора» під час прийняття рішень.

Професійно спроектовані та розроблені автоматизовані системи комерційного обліку електричної енергії, яка крім вимог ринку дає змогу забезпечити:

- надійність роботи;
- ефективну та зручну експлуатацію;
- простоту технічного обслуговування;
- швидке та економічне впровадження подальше розширення системи.

Структурно комплекс апаратно-програмних засобів автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії можна розділити на два основні рівні: засоби забезпечення рівня підстанцій – «нижній» рівень та засоби забезпечення рівня Центру керування – «верхній» рівень.

Технічні засоби «нижнього» рівня розташовуються на кожній із підстанції розподільчої компанії та призначені для цілодобового автоматичного збору даних з пристроїв обліку електричної енергії та передачі інформації на «верхній» рівень автоматизованої системи за допомогою основного та резервного каналів зв'язку.

Ядром комплексу технічних засобів на підстанціях є інтелектуальні мікропрограмні контролери *DKEG-48*, які поєднують у собі функції мікро-ЕОМ, перетворювача інтерфейсів та комунікаційного пристрою. Можливості *DKEG-48* забезпечують виконання повного діапазону поставлених завдань, у тому числі:

- збір даних із приладів обліку електричної енергії різних виробників (до 20 зарубіжних та вітчизняних моделей), при цьому, у якості базової мо-

делі прийнято лічильник *NP72E2-11-1* виробництва компанії *Elgama* (Литовська республіка);

- об'єднання пристроїв *DKEG-48* у локальну мережу *Ethernet*, що дає змогу ефективно поєднувати переваги паралельного та економічність послідовного опитування приладів обліку, вибираючи комбіновані варіанти;
- надання (у разі потреби) доступу до даних автоматизованої системи зі сторони чергового по підстанції;
- забезпечення самодіагностики та автоматичного контролю роботи вузла збору даних;
- передачу даних через канали стільникового зв'язку за допомогою технології *GPRS* з можливістю резервування, що дає змогу досягти суттєвої економії коштів компанії за рахунок тарифікації трафіку;
- передача даних на інші модемні та телекомунікаційні пристрої через комунікаційні та мережеві порти *DKEG-48*, які забезпечують оптимальний вибір між доступними на підстанції видами зв'язку.

Інші засоби «нижнього» рівня призначені для забезпечення роботи *DKEG-48* та гарантованого електроживлення лічильників електричної енергії.

Устаткування монтується у комунікаційну шафу промислового виконання та не вимагає обслуговування персоналом підстанції. Технічні засоби «верхнього» рівня розташовуються у серверних та адміністративних приміщеннях виконавчої дирекції компанії та складаються із таких основних складових [18]:

- серверного обладнання – сервера баз даних, сервера збору даних та *Web*-сервера;
- системного програмного забезпечення – операційних систем;
- прикладного програмного комплексу «*EMCOS – Corporate*» (компанія «*Sigma Telas*», Литовська республіка);
- обладнання забезпечення серверної стійки та апаратури зв'язку;
- автоматизованих робочих місць користувачів автоматизованих систем.

Загальний вигляд одного із робочих вікон прикладного програмного комплексу «*EMCOS – Corporate*» показаний на рисунку 3.1.

Рисунок забрано керівником з ціллю енергетичної безпеки

Рисунок 3.1 – Загальний вигляд робочого вікна прикладного програмного комплексу «*EMCOS – Corporate*»

Сервер баз даних є центром зберігання та обробки даних автоматизованої системи та є високонадійним серверним пристроєм, який оснащений спеціалізованими засобами зберігання та архівування даних, чим забезпечується, по суті, триразове резервування інформації. Сервер баз даних служить також апаратною платформою для роботи та інформаційно-аналітичних програм комплексу «*EMCOS – Corporate*».

Сервер збору даних забезпечує автоматичний паралельний збір інформації з усіх підстанцій компанії, її верифікацію та первинну обробку для подальшого запису до бази даних [19].

Взаємодія користувачів з даними автоматизованої системи забезпечується за допомогою *Web*-сервера, який надає регламентований доступ до даних енергоспоживання. Доступ до даних не вимагає спеціалізованих клієнтських додатків та здійснюється зі стандартних *Web*-браузерів персональних електронно-обчислювальних машин.

3.2 Заміна голих неізолюваних проводів на СШ

Електричні мережі напругою до 1 кВ та 10 кВ є важливим елементом сучасних електроенергетичних систем. Сьогодні значна частина ліній електропередач потребує модернізації чи заміни, практично у незадовільному стані експлуатуються понад 130 тис. км ПЛ 10 кВ. Однією із основних причин такого стану електричних мереж, які не відповідають сучасним вимогам відносно надійності, є недоліки традиційних ПЛ з неізолюваними проводами,

які призводять до високих експлуатаційних витрат, вимагають постійної розробки заходів та запобігання аварійним відмиканням та усуненню дефектів, які визначаються їх технологією монтажу, виготовлення та віковою структурою мережі. Саме із цих причин щорічно ініціюється 7,3 відмови на 100 км ПЛ на напрузі 10 кВ, що зумовлює значні матеріальні затрати.

Високу надійність, якість, переконливі скорочення затрат на монтаж та обслуговування забезпечують нові конструкції проводів – спеціальні самонесучі ізолювані проводи (СП) [20].

Широкі перспективи застосування СП порівняно ПЛ зумовлені цілою низкою переваг СП:

- покращуються умови експлуатації за рахунок усунення випадкових контактів зі сторонніми предметами, відсутній ризик ураження струмом при торканні фазних проводів, які знаходяться під напругою;
- практично виключається можливість коротких замикань між проводами фаз чи землею;
- знижуються габарити підвішування, що може дати економію на матеріалах опор (правилами улаштування електроустановок дозволяється підвішувати проводи на висоті 4 м над рівнем землі, а неізолюваних – на висоті 6 м);
- є можливість встановлення ізолюваних телефонних ліній на тих самих опорах (на відстані не менше 0,5 м);
- є можливість підвішування на одній опорі ПЛ проводів середньої та низької напруги;
- зменшуються експлуатаційні витрати за рахунок виключення систематичного розчищення трас, скорочення обсягів аварійно-відновлювальних робіт, заміни пошкоджених ізоляторів;
- у лісових районах зменшується ширина просік та усувається ризик пожеж при падінні проводів;
- можливість зведення повітряних ліній без вирубки зелених насаджень у населених пунктах, зменшуються безпечні відстані до будівель та інших інженерних споруд [21];

- підвищується безпека у зонах зледеніння, зменшуються не менше ніж на 30 % ожеледно-вітрові навантаження на опори;
- полегшується спорудження нових ліній незалежно від існуючих;
- зменшуються падіння напруги внаслідок малого реактивного опору (0,1 Ом/км порівняно з 0,35 Ом/км для неізованих проводів);
- у населених пунктах при прокладанні фасадами будинків відсутня необхідність встановлення частини опор, що захаращують тротуари, можливе прокладання повністю або частково прихованої мережі;
- виключається можливість розкрадання електричної енергії.

Незважаючи на те, що практичне застосування СІПів у електроенергетиці України почалося близько 20 років тому, обсяги впровадження таких проводів бажають кращого.

Все різноманіття існуючих нині СІП ПЛ 0,4 кВ можна звести до двох видів:

- з несучими нульовими проводами (голим та ізованим) – СІП-1, СІП-2, СІП-1А. СІП-2А;
- без несучого нульового провідника (чотири-прохідна система) – СІП-4, СІПс-4, СІП-2АР.

Розроблена у Німеччині чотирипровідна система є більш новою і знаходить усе більш поширене застосування в низці країн Європи. В Україні досі перевагу надають першій групі СІП.

Для ізоляції проводів СІП найбільш широке застосування отримав поліетилен, який має дуже рідкісне поєднання цінних для діелектрика фізико-механічних, хімічних та електроізоляційних властивостей. Електроізоляційні властивості поліетилену досить високі та практично змінюються у широкому діапазоні температур. Тільки при температурі більше 100 °С поліетилен деформується, а при температурі 75 °С схильний до розм'якшення. Для покращання нагрівостійкості було розроблено та впроваджено прошитий поліетилен з еластично-гумовими властивостями та температурою розм'якшення вище, ніж у звичайного поліетилену, а також із більш високими діелектричними властивостями. Допустима протягом тривалого часу робоча температу-

ра звичайного термопластичного поліетилену становить – 75 °С, а зшитого – 90 °С. Застосування зшитого поліетилену призвело до можливості не знижувати рівні допустимого струму у СІП порівняно з неізовльованими однакового перерізу. Тобто, тривало допустимі навантаження для СІП потенційно вищі, ніж для повітряних ЛЕП однакового перерізу. Це твердження ґрунтується на таких висновках [21]:

- СІП порівняно з повітряними ЛЕП того ж перерізу мають велику поверхню проходження струму;
- поверхня СІП відрізняється від поперхні повітряних ЛЕП більш темним кольором та шорсткістю, чим пояснюється краща тепловіддача у навколишнє середовище за рахунок конвекції та променевипускання;
- ізоляція СІП характеризується малим тепловим опором.

Відповідно до технічних умов «Проводи самонесучі ізовльовані», позначення СІП розшифровувалися таким чином:

СІП-1 – провід самонесучий з алюмінієвими жилами з ізоляцією зі світлостабілізованого термопластичного поліетилену та однією неізовльованою несучою нейтраллю з алюмінієвого сплаву;

СІП-2 – провід самонесучий із трьома алюмінієвими жилами з ізоляцією зі світлостабілізованого зшитого поліетилену та однією неізовльованою несучою нейтраллю з алюмінієвого сплаву;

СІП-4 – самонесуча система СІП (без несучого елемента) із чотирма ізовльованими алюмінієвими жилами, покритими термопластичним або пошитим світлостабілізованим поліетиленом. Додатково до цієї системи можуть бути включені один або два ізовльовані провідники, зазвичай, для вуличного освітлення.

Існують також самонесучі ізовльовані дроти марок СІП-1А та СІП-2А. Додавання літери «А», на відміну від СІП-1 та СІП-2, означає СІП з ізовльованою несучою нульовою жилою відповідно до ізоляції зі світлостабілізованого термопластичного та пошитого поліетилену.

Конструктивне виконання самонесучих ізольованих проводів марок СІП-2 та СІП-2А, які отримали найбільшого поширення в Україні, представлено на рисунку 3.2.

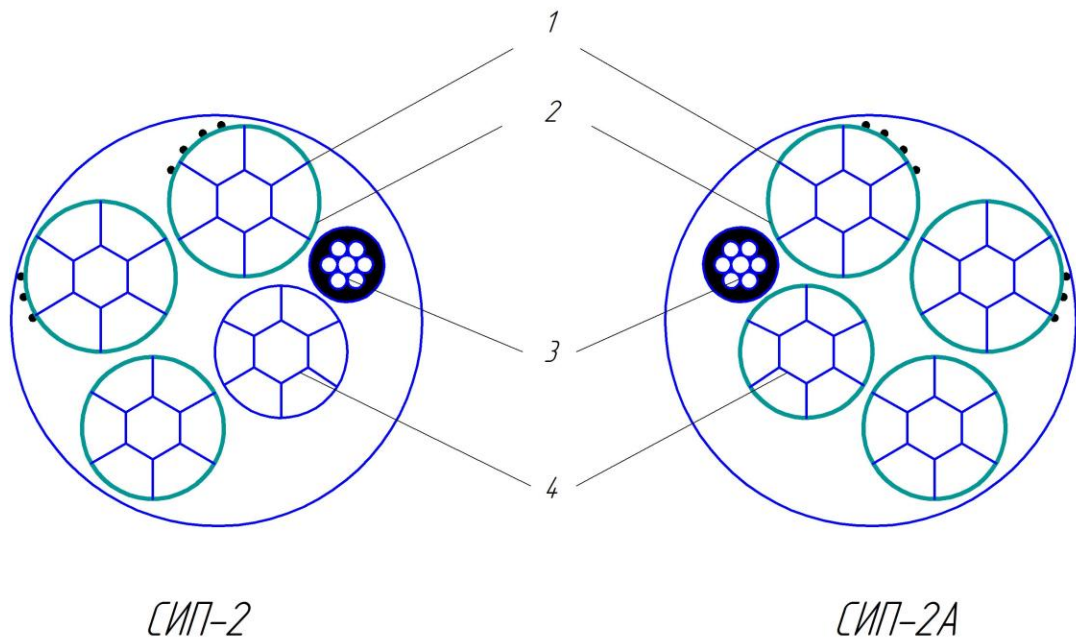


Рисунок 3.2 – Конструкція СІПів із нульовою несучою жилою: 1 – струмове-
дуча жила із алюмінію; 2 – ізоляція із світло стабілізаційного зшитого поліе-
тилену; 3 – провід освітлення; 4 – нульова несуча жила із сплаву алюмінія,
відповідно неізольована та ізольована [21].

Допустиме нагрівання струмопровідних жил самонесучих ізольованих проводів представлено в табл. 1.

У нинішній час введено у дію ДСТУ-2005 «Проводи самонесучі ізолю-
вані та захищені для повітряних ліній електропередач. Загальні технічні умо-
ви», який встановлює дещо інші позначення СІПів:

- СІП-1 – СІП з неізольованою нульовою несучою жилою;
- СІП-2 – СІП з ізольованою нульовою несучою жилою;
- СІП-4 – СІП без несучої жили малих перерізів струмопровідної жи-
ли (не більше 25 мм).

Таблиця 3.1 – Допустими нагрів струмоведучих жил СІПів

Режим експлуатації	Допустима температура нагрівання жил, °С, проводів марок	
	СІП-1, СІП-1А	СІП-2. СІП-2А
1. Нормальний режим	70	90

2. Режим перевантаження тривалістю до 8 год на добу	80	130
3. Коротке замикання з протіканням струмів КЗ	135	250

Відповідно до нового ДСТУ змінюються (зазвичай, підвищуються) вимоги до СПів:

- проводи несучого нейтрального провідника повинні бути виконані із алюмінієвого сплаву, застосування сталєалюмінієвих конструкцій не допускається;
- не допускається використання для ізоляції термополіетилену;
- нормативний термін служби СПів збільшено з 25 до 40 років;
- діапазон температур навколишнього середовища від -60 до $+50$ °С.

Реалізація на практиці зазначених високих вимог ще більше збільшить ефективність використання СПів у сучасних електричних мережах, проте вже зараз у розділі 2.4 ПУЕ при проектуванні нового будівництва та реконструкції існуючих ліній рекомендується віддавати перевагу СПам. Доцільність використання СПів в електроенергетичних системах відзначається і в «Положенні про технічну політику в розподільному електромережевому комплексі».

Разом із тим, ефективність використання СПів певною мірою обмежується недостатністю досліджень властивостей СПів, відсутністю достатнього досвіду експлуатації в Україні, особливістю їх поведінки в екстремальних умовах, тощо.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Основні фактори, які впливають на наслідок ураження електричним струмом

При ураженні людини електричним струмом, основним вражаючим фактором є величина струму, яка проходить через її тіло. При цьому ступінь негативного впливу струму на організм людини збільшується із зростанням струму. Разом з тим результат ураження визначається тривалістю проходження струму, його частотою, а також деякими іншими факторами.

Розглянемо докладніше, як змінюється небезпека впливу на людину струму залежно від його величини. При цьому будемо вважати, що струм через людину проходить найбільш типовими шляхами, а саме від руки до руки або від руки до ніг [22].

Відчутний струм. Людина починає відчувати вплив струму, за його величини в середньому близько 1,1 мА при змінному струмі частотою 50 Гц і близько 6 мА при постійному струмі. Цей вплив обмежується при змінному струмі слабким свербіжем й легким пощипуванням (поколюванням), а при постійному струмі – відчуттям нагрівання шкіри на ділянці, що торкається струмовідної частини.

Електричний струм, який викликає при проходженні через організм відчутні подразнення, називається відчутним струмом, а найменше значення цього струму називається граничним відчутним струмом. Значення граничних відчутних струмів у різних людей різні. Граничний відчутний струм не може викликати ураження людини, і в цьому розумінні він не є небезпечним. Однак тривале (протягом декількох хвилин) проходження цього струму через людину може негативно позначитися на стані її здоров'я й тому неприпустиме. Крім того, відчутний струм може стати непрямою причиною нещасного випадку, оскільки людина, відчувши вплив струму, втрачає впевненість у своїй безпеці й може вчинити неправильні дії. Особливо небезпечний неспо-

діваний вплив відчутного струму, що викликає мимовільні помилкові дії людини, які збільшують небезпеку для неї при роботах поблизу струмовідних частин, на висоті й в інших аналогічних умовах.

Безпечний струм, який довгостроково (протягом декількох годин) може проходити через людину, не завдаючи їй шкоди й не викликаючи жодних відчуттів, очевидно, у багато разів менший граничного відчутного струму. З метою практичності найбільші значення безпечного струму приймають рівними 50 мкА при 50 Гц і 100 мкА при постійному струмі.

Невідпускаючий струм. Збільшення струму понад граничного відчутного викликає в людини судоми м'язів та болісні відчуття, які із зростанням струму посилюються й поширюються на все більші ділянки тіла. При струмі у середньому близько 15 мА (50 Гц) біль стає ледь стерпним, а судоми м'язів рук виявляються настільки значними, що людина не в змозі їх перебороти. У результаті вона не може розтиснути руку, у якій затиснута струмовідна частина, і опиняється ніби прикутою до неї [23].

Електричний струм, який викликає при проходженні через людину непереборні судорожні скорочення м'язів руки, у якій затиснуто провідник, називається невідпускаючим струмом, а найменше його значення – граничним невідпускаючим струмом.

Для змінного струму частотою 50 Гц величина невідпускаючого струму становить 10 – 15 мА, для постійного струму – 50 – 80 мА. Струм, що перевищує граничний невідпускаючий, посилює судорожні скорочення м'язів і болісні відчуття, які поширюються на більш велику ділянку тіла людини, ніж при граничному невідпускаючому струмі. У результаті дихальні рухи грудної клітки сильно утруднюються. У випадку тривалого впливу цього струму дихання може виявитися неможливим, після чого за кілька хвилин настане смерть від асфіксії. Цей струм одночасно викликає звуження кровоносних судин, що призводить до підвищення артеріального тиску крові й утруднення роботи серця. Тривалий вплив цього струму викликає ослаблення діяльності серця і як наслідок цього – втрату свідомості, а іноді й зупинку серця.

Фібриляційний струм. Струм 50 мА й більше при 50 Гц, проходячи через тіло людини, викликає звичайно через 1 – 3 с фібриляцію серця. При цьому припиняється кровообіг і, отже, в організмі виникає нестача кисню; це у свою чергу швидко призводить до припинення дихання, тобто настає смерть.

Електричний струм, який викликає при проходженні через організм фібриляцію серця, називається *фібриляційним струмом*, а найменше його значення – *граничним фібриляційним струмом*. При частоті 50 Гц фібриляційними є струми в межах від 50 мА до 5 А, а середнє значення граничного фібриляційного струму складає приблизно 100 мА. При постійному струмі середнім значенням граничного фібриляційного струму можна вважати 300 мА, а верхньою границею – 5 А [22].

Струм більше 5 А, як змінний при 50 Гц, так і постійний, викликає негайну зупинку серця, минаючи стан фібриляції. Якщо дія струму була короткочасною (1 – 2 с) і не спричинила ушкодження серця (у результаті нагрівання, опіку тощо), після вимикання струму воно, як правило, самостійно відновлює нормальну діяльність. При великих струмах, навіть у випадку їх короткочасного впливу, поряд із зупинкою серця відбувається й параліч дихання. Після вимикання струму дихання, як правило, самостійно не відновлюється, і потрібна негайна допомога потерпілому у вигляді штучного дихання. Тривала (кілька секунд) дія великого струму супроводжується не тільки зупинкою серця й припиненням дихання, але й великими й глибокими опіками тіла, руйнуванням внутрішньої структури тканин організму й іншими важкими ушкодженнями окремих органів, у тому числі серця, які, як правило, призводять до загибелі організму.

Аналіз нещасних випадків ураження електричним струмом показує, що тривалість проходження струму через організм істотно впливає на результат ураження: чим триваліша дія струму, тим більша ймовірність важкого або смертельного результату. Така залежність пояснюється тим, що зі збільшенням часу дії струму на живу тканину зростає його величина, накопичуються наслідки дії струму на організм і, нарешті, підвищується ймовірність збігу

моменту проходження струму через серце з фазою Т серцевого циклу (кардіоциклу).

Зростання струму зі збільшенням часу його дії пояснюється зменшенням опору тіла людини, що докладно розглянуто вище. Наслідки дії струму на організм виявляються в порушенні функцій центральної нервової системи, зміні складу крові, місцевому руйнуванні тканин організму під впливом теплоти, що виділяється, порушенні роботи серця й легенів тощо. Очевидно, що зі збільшенням часу дії струму ці негативні фактори накопичуються, а згубний вплив їх на стан організму посилюється.

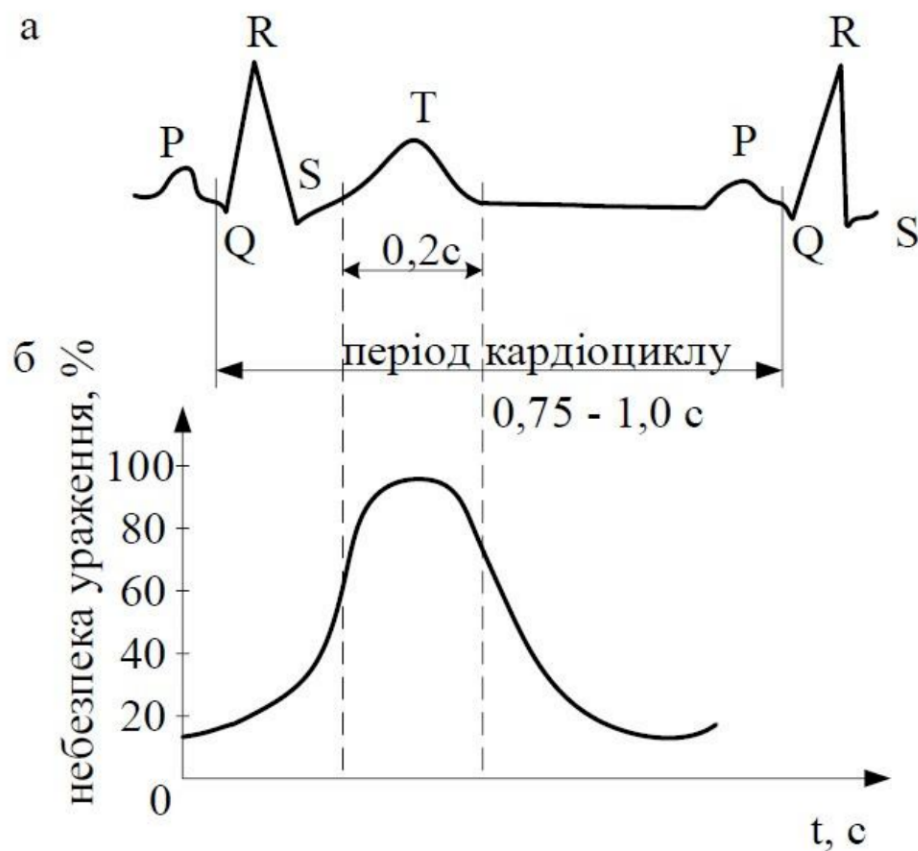


Рисунок 4.1 – Залежність небезпеки ураження від збігу часу протікання струму через серце з фазою Т кардіоциклу: а – електрокардіограма здорової людини (у схематизованому вигляді); б – залежність небезпеки ураження від моменту протікання струму через серце [23]

Небезпека збігу моменту проходження струму через серце з фазою Т кардіоциклу полягає в тому, що чутливість серця до електричного струму неоднакова в різні фази його діяльності. Найбільш уразливим серце вияв-

ляється у фазі Т, коли закінчується скорочення шлуночків, і вони переходять у розслаблений стан.

Тривалість цієї фази близько 0,2 с. Тому, якщо під час фази Т через серце проходить струм, то при деякому його значенні виникає фібриляція серця; якщо ж час проходження цього струму не збігається з фазою Т, то ймовірність виникнення фібриляції різко зменшується (рис. 4.1).

4.2 Розробка моделі процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні ліній електропередач

Використання методу, який розроблений Д. Хенлі та Х. Кумамото, дає можливість шляхом побудови «дерева» відмов та помилок операторів різних систем вести математичну обробку моделі з метою одержання ймовірності виникнення таких випадкових подій, як аварія, травма, катастрофа [22].

Наведемо основні принципи побудови логічно-імітаційної моделі. Окреслюється досліджувана технологічна операція, під час виконання якої вже були раніше або можуть статися аварії, виробничі травми чи катастрофи. У графічній інтерпретації, модель за своєю формою нагадує крону дерева, тому вона і одержала назву “дерево відмов та помилок”. Своєю чергою кінцеві події називають базовими.

Для окреслення та характеризувannya тієї чи іншої події при побудові логіко-імітаційних моделей застосовують різні символи. Як правило, побудова моделі починається з головної події, а наступні розміщують зверху вниз, аж до базових подій.

Кожен блок рисунку, позначений відповідним номером, означає подію або окремий етап побудови моделі: 1 – відмова (аварія, травма) системи – головна подія; 2 – послідовність подій, що приводять до відмови системи; 3 – послідовність подій зображується за допомогою логічних операторів; 4 – усі вхідні і вихідні події, що входять до моделі, зображуються у вигляді прямокутників з відповідними написами всередині; 5 – послідовний підхід до базових

подій, частоти виникнення яких відомі; 6 – базові події зображують у вигляді кружечків з написами всередині, вони є межею аналізу побудованої моделі.

Шляхом проведення аналізу, кожний із логічних процесів формування та можливого виникнення травмонебезпечних та аварійних ситуацій, можна виокремити та знайти подію з якої починається небезпечний процес, ще до виникнення небезпечних наслідків.

Методикою оцінки рівня безпеки робочих місць, машин, виробничих процесів та окремих виробництв передбачено пошук об'єктивного критерію рівня безпеки для конкретного об'єкту [23]. Таким показником вибрано ймовірність виникнення аварії, травми залежно від явища, яке досліджується.

Представимо методику побудови логіко-імітаційної моделі.

За даними виробництва визначаємо ймовірність базових подій. Наприклад, базова подія «стан контролю з охорони праці». Для визначення ймовірності ми маємо встановити, наскільки (у відсотках) від ідеального рівня здійснюється відповідний контроль на об'єкті. Якщо буде встановлено, що такий рівень контролю становить 50 % або 30 %, то ймовірність відповідно дорівнює 0,5 і 0,3. При відсутності контролю ймовірність «не здійснення контролю» становитиме 1, якщо контроль ідеальний, то відповідно ймовірність дорівнює 0.

Після обчислення ймовірності всіх подій, розміщених у ромбах, і базових подій, починаючи з лівої нижньої гілки «дерева», позначаємо номерами всі випадкові події, які увійшли до моделі.

На цьому можна вважати, що певна модель підготовлена до математичних обчислень ймовірностей випадкових подій логіко-імітаційної моделі.

Отже, для побудови логіко-імітаційної моделі процесу, формування та виникнення аварії та травми складемо перелік базових подій. Вони лежатимуть в основі даної моделі. Кожній події (пункту) присвоїмо певне значення ймовірності його виникнення:

Стан контролю з охорони праці $P_1 = 0,25$;

Несерйозне відношення до роботи..... $P_2 = 0,05$;

Неправильне облаштування робочого місця..... $P_3 = 0,1$;

Неправильна робота електроживлення $P_4 = 0,03$;

Застаріла техніка $P_6 = 0,3$;

Перебіг напруги..... $P_7 = 0,2$;

Досвід роботи..... $P_{12} = 0,5$.

Професійний рівень користувача $P_{13} = 0,5$;

Психофізіологічний стан користувача $P_{14} = 0,3$;

На основі наведених подій будуємо матрицю логічних взаємозв'язків між окремими пунктами, графічна інтерпретація якої представлена на рис. 4.2.

Розрахуємо ймовірності виникнення подій, що формують логіко-імітаційну модель технологічного процесу розробки інформаційної системи. Розглянемо травмонебезпечну ситуацію, що виникає за умови роботи за несправним персональним компютером. Ймовірність виникнення події P_5 визначаємо наступним чином:

$$P_{13} = 0,25 + 0,05 + 0,03 + 0,1 - 0,25 \cdot 0,05 - 0,25 \cdot 0,03 - 0,25 \cdot 1 - 0,05 \cdot 0,03 - 0,05 \cdot 0,1 - 0,03 \cdot 0,1 + 0,25 \cdot 0,05 \cdot 0,03 \cdot 0,1 = 0,37$$

Аналогічним чином визначаємо ймовірність виникнення події P_{10} :

$$P_{10} = 0,25 + 0,05 - 0,25 \cdot 0,05 = 0,2875.$$

Ймовірність виникнення події P_{11} :

$$P_{11} = 0,2 \cdot 0,37 \cdot 0,3 \cdot 0,3 = 0,0064.$$

Ймовірність виникнення події P_{15} :

$$P_{15} = 0,5 \cdot 0,5 \cdot 0,3 = 0,075.$$

Ймовірність виникнення події P_{18} :

$$P_{18} = 0,5 + 0,3 - 0,5 \cdot 0,3 = 0,65.$$

Ймовірність виникнення події P_{19} :

$$P_{19} = 0,075 \cdot 0,65 = 0,0488.$$

Ймовірність виникнення події P_{20} :

$$P_{20} = 0,0064 + 0,0488 = 0,0544.$$

Відтак, бачимо, що ймовірність ураження електричним струмом працівника є досить малою і становить $P_{20} = 0,0544$.

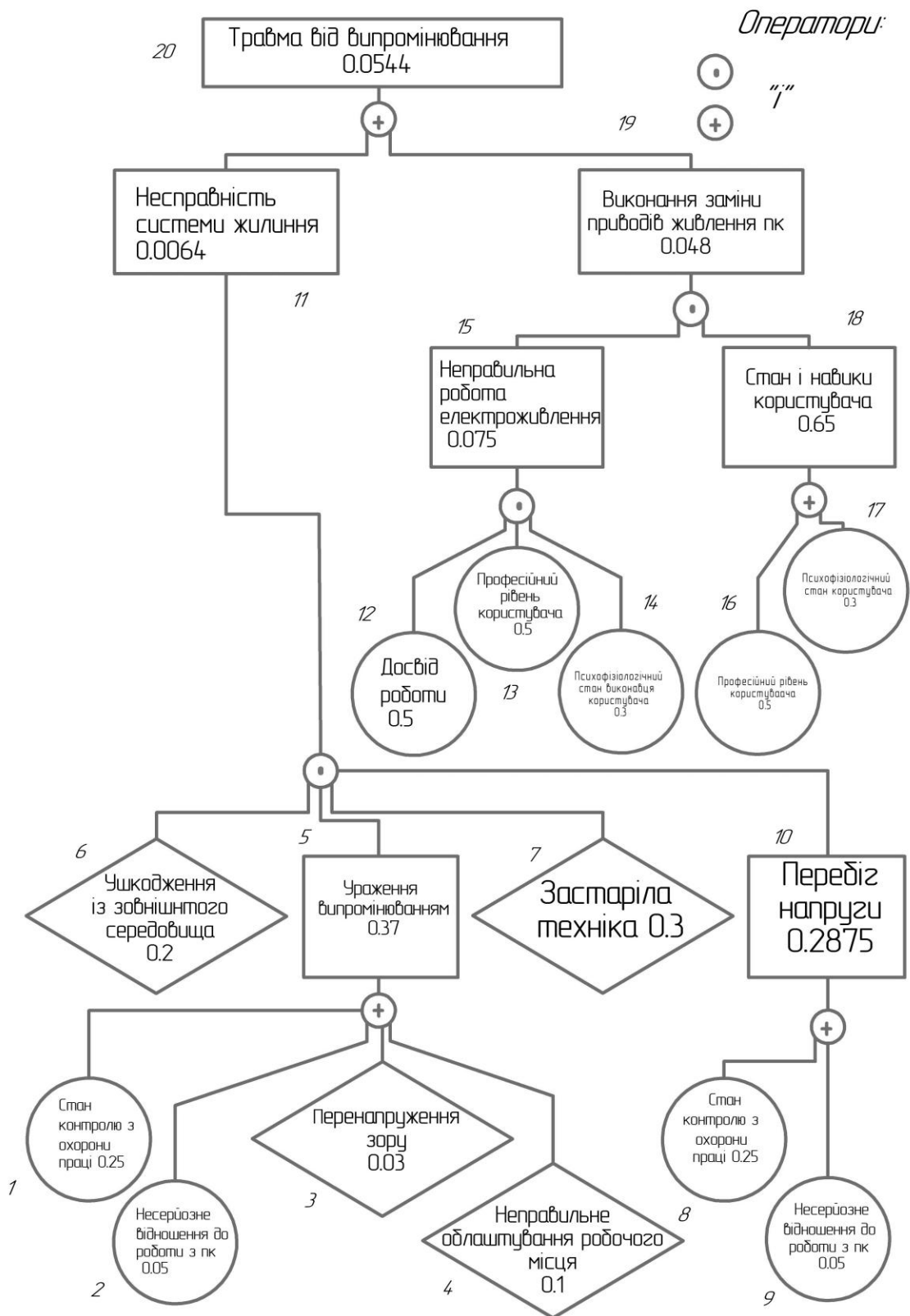


Рисунок 4.2 – Матриця логічних взаємозв'язків між окремими подіями травмонебезпечної ситуації

Використання логіко-імітаційних моделей для дослідження аварій і травм та обґрунтування заходів охорони праці, дають можливість знизити ймовірність виникнення аварійних та травмонебезпечних ситуацій.

4.3 Розробка заходів із питань безпеки в надзвичайних ситуаціях

Відомо понад 30 видів природних особливонебезпечних явищ, які об'єднуються у три групи [24]:

✚ літосферні – землетруси, виверження вулканів, гірські обвали, зсуви, викиди гірських порід, тощо;

✚ гідросферні – цунамі, повені, сільові потоки, снігові лавини, льодові затори, ожеледиця, обмерзання суден, тощо.

✚ атмосферні – бурі, смерчі (вихори), буревії, грози, зливи та снігопади, град, ожеледь, посухи, пожежі, заморозки, тощо.

До розряду надзвичайних відносяться тільки ті катастрофи, які мають хоча б одну з наведених нижче ознак-критеріїв оцінки катастроф як надзвичайних ситуацій природного характеру:

✚ геологічні небезпечні явища (землетруси, виверження вулканів, обвали, зсуви, просідання земної поверхні) – землетруси у 4 і більше балів; кількість потерпілих 15 осіб і більше; кількість загиблих 4 особи і більше; прямі матеріальні збитки 500 тис. грн. і більше; вплив на функціонування інших галузей господарства;

✚ гідрометеорологічні і геліогеофізичні небезпечні явища – кількість потерпілих 10 осіб і більше; кількість загиблих 2 особи і більше; прямі матеріальні збитки 500 тис. грн. і більше, зокрема:

- сильний вітер (у т.ч. смерчі, шквали) – швидкість вітру при поривах 25-30 м/с і більше;
- сильний дощ (зливи) – більше 120 мм, а в селенебезпечних гірських районах понад 30-50 мм за 12 годин;
- крупний град – розміром більше 20 мм;
- сильний снігопад – 30 мм і більше за 12 годин;
- сильна хуртовина (снігові заноси) – вітер 20 м/с і більше протягом доби із снігопадом;

- сильна ожеледь – діаметр налипання на лініях електропередач 20 мм і більше;
- сильний мороз або спека;
- високі хвилі, вітрові нагони, дощові паводки (повені);
- заморозки – зниження температури повітря нижче 0 °С в екстремально
- пізні строки (весна – початок літа) і в екстремально ранні (літо – початок осені) в період активної вегетації сільгоспкультур, що може призвести до їх загибелі;
- засуха – поєднання високих температур повітря, дефіциту опадів, низької вологості повітря, малих запасів вологи в ґрунті, що призводить до загибелі врожаю польових культур;
- високі рівні води при дощових повенях, заторах, вітрових нагонах, що перевищують небезпечні рівні води для конкретних об'єктів;
- низькі рівні води – нижче проектних значень водозабірних споруд та навігаційних рівнів на судноплавних річках протягом місяця і більше;
- селі, лавини – загроза населеним пунктам, господарським об'єктам, туристичним базам тощо;
- погіршення радіаційної обстановки в наземному космічному просторі у випадку, коли щільність потоку протонів з енергією більше 25 MeV становить понад $5 \cdot 10^{-2} \cdot \text{с}^{-1}$);
- зменшення загального вмісту озону в атмосфері понад 25% протягом 2-3 місяців у період вегетації рослин.
- ✚ природні пожежі (лісові, польові, торф'яні) – кількість потерпілих понад 15 осіб, кількість загиблих 4 особи і більше; прямі матеріальні збитки понад 100 тис. грн.; великі неконтрольовані пожежі на площі понад 25 га.

5 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ

5.1 Впровадження інформаційно-вимірювальних систем комерційного обліку електричної енергії

Встановлення приладів автоматизованої інформаційно-вимірювальної системи дасть змогу знімати показники для усіх споживачів одночасно, це дасть змогу знизити комерційні втрати.

Для початку потрібно визначити у скількох споживачів не встановлена програма. До фідера №1-04 підключено 494 споживача, із них у 473 вже встановлена програма АСКОЕ. Бачимо, що потрібно встановити ще 21 шт. Аналогічно для фідера №2-14 потрібно встановити 19 штук, а для фідера №3-15 – 15 штук. Усі потрібні матеріали та їх вартість представлено у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Матеріали потрібні для встановлення програми АСКОЕ для фідера №1-04

№ з/п	Назва	Кількість, шт	Ціна за одиницю, грн	Сума, грн
1	Лічильник <i>NP72E2-11-1</i>	21	5100	107100
2	Дисплей <i>Rud 513-K</i>	21	1124	23612
3	Щит обліку ЩРн-П-24	21	560	11760
4	Автомат ВА 48- 28 25 А	21	100	2100
5	Зажим анкерний <i>SO15/1</i>	42	85	3561
6	Гак <i>GHSO-15</i>	21	83	1747
Всього				149980

Оскільки на кожній вулиці вже встановлено маршрутизатори, які призначені для передавання даних диспетчеру, ми не будемо враховувати їх вар-

тість, оскільки вони вже встановлені. Загальна сума затрат на встановлення приладів обліку становить 149980 грн.

Аналогічним чином здійснюємо обчислення для фідера №2-14 та №3-15. Обчислені суми становлять 141322 грн та 115570 грн, відповідно.

5.2 Заміна голих проводів на самонесучі проводи

Багато відмикань та нещасних випадків трапляється через голі неізолювані проводи. У голих неізолюваних проводів надійність електропостачання у два рази нижча, ніж в ізолюваних мережах. Заміна голих проводів на СПП підвищить безпеку експлуатації та стійкість енергопостачання на найближчі 40 років. На відміну від неізолюваного алюмінієвого проводу, самонесучий кабель знаходиться в ізоляції. Вона збільшує допустиме навантаження, що дає змогу зменшити кількість опор.

У проводів СПП, також, відсутні експлуатаційні затрати, що є незаперечним плюсом, так само він знижує навантаження на опори, виключає ураження електричним струмом при випадковому торканні. При використанні цих проводів буде помітне не законне підключення.

Заміну пороводів будемо здійснювати для усіх трьох фідерів.

У таблиці 5.2 представлено витрати на заміну голих проводів на СПП для фідера №1-04.

Таблиця 5.2 – Затрати на заміну голого проводу на СПП для фідера №1-04

Довжина проводу, км	Марка поточного провода	Марка нового провода	Ціна за 1 км	Сума, грн
8,41	A-70	СПП-3 1x70	66400	558424
1,98	A-50	СПП-3 1x50	48800	96624
1,98	A-35	СПП-3 1x35	42000	83160
Всього				798208

Для уникнення однотипних обчислень, ми не будемо представляти обчислення для фідерів №2-14 та №3-15. Заміна неізолюваних проводів для фідера №2-14 становить 356684 грн, а для фідера №3-15 – 372792 грн.

5.3 Обчислення терміну окупності запропонованих рішень

Для обчислення терміну окупності від впровадження двох запропонованих заходів, зокрема впровадження систем автоматизованого комерційного обіку електричної енергії та заміни голих неізолюваних проводів потрібно здійснити обчислення затрат та втрат. Загальну суму будемо обчислювати для кожного фідера окремо.

Загальна сума затрат для впровадження запропонованих зходів обчислюється за формулою [25]:

$$C_{\text{ЗАГ}} = C_{\text{АСКОЕ}} + C_{\text{ПРОВ}}, \quad (5.1)$$

де $C_{\text{АСКОЕ}}$ – затрати на впровадження автоматизованих систем комерційного обіку електроенергії; $C_{\text{ПРОВ}}$ – затрати на заміну неізолюваних проводів.

$$C_{\text{ЗАГ}} = 149980 + 798208 = 948188 \text{ грн/рік.}$$

Обчислимо втрати електричної енергії виражені у грошовому еквіваленті для фідера №1-14 у 2022 році за формулою [25]:

$$\Delta C = \Delta W \cdot C_E, \quad (5.2)$$

де ΔW – втрати електричної енергії у фідері за розрахунковий період; C_E – вартість 1 кВт год для населення (згідно діючого тарифу $C_E = 4,32$ грн/кВт год).

$$\Delta C = 285212 \cdot 4,32 = 1\,232\,115 \text{ грн.}$$

Термін окупності впровадження автоматизованої системи комерційного обіку електричної енергії разом із заміною голих неізолюваних проводів на проводи СІП обчислюється за формулою [25]:

$$T_0 = \frac{C_{\text{ЗАГ}}}{\Delta C}; \quad (5.3)$$

$$T_0 = \frac{948188}{1232115} = 0,76 \text{ року} \approx 9,5 \text{ місяців.}$$

Аналізуючи проведені обчислення бачимо, термін окупності впровадження автоматизованої системи комерційного обіку електричної енергії разом із заміною голих неізолюваних проводів на проводи СІП для фідера буде становити 0,76 року або 9,5 місяців.

Для уникнення повторення однотипних обчислень, ми не будемо наводити обчислення терміну окупності для відерів №2-14 та №3-15, а представимо лише кінцеві результати. Відтак, термін окупності впровадження запропонованих заходів для фідера №2-14 становить 0,23 року або 3 міс, а для фідера №3-15 – 0,4 року або 5 міс.

5.4 Очікувані результати від впроваджень

Загальні середні втрати по досліджуваних фідерах за 2023 рік при діючому тарифі на електричну енергію становлять видно загальні втрат по фідерах щороку приблизно 1,5 млн. грн при витратах на запропоновані заходи в середньому 0,65 млн. грн. Відтак, середній термін окупності становить 0,43 роки або 5,5 місяців.

У таблиці 5.3 представлено прогнозовані втрати електричної енергії за аналізованими фідерами до та після проведення запропонованих заходів щодо зниження втрат електричної енергії

Таблиця 5.3 – Прогнозовані втрати електричної енергії до та після проведення заходів щодо зниження втрат

Показник	1 квар- тал	2 квар- тал	3 квар- тал	4 квар- тал
Середній показник	32 %	13 %	11 %	16 %
Втрати із урахуванням проведених заходів	7 %	5,5 %	4,5 %	6,2 %

Аналізуючи таблицю 5.3 бачимо, що підвищені втрати будуть у четвертому та першому кварталах, що пов'язано із сезонним збільшенням споживання електричної енергії. На основі представлених у таблиці 5.3 даних, пропонуємо наочне відображення прогнозованого графіка зміни втрат у 2024 році, який представлено на рисунку 5.1.

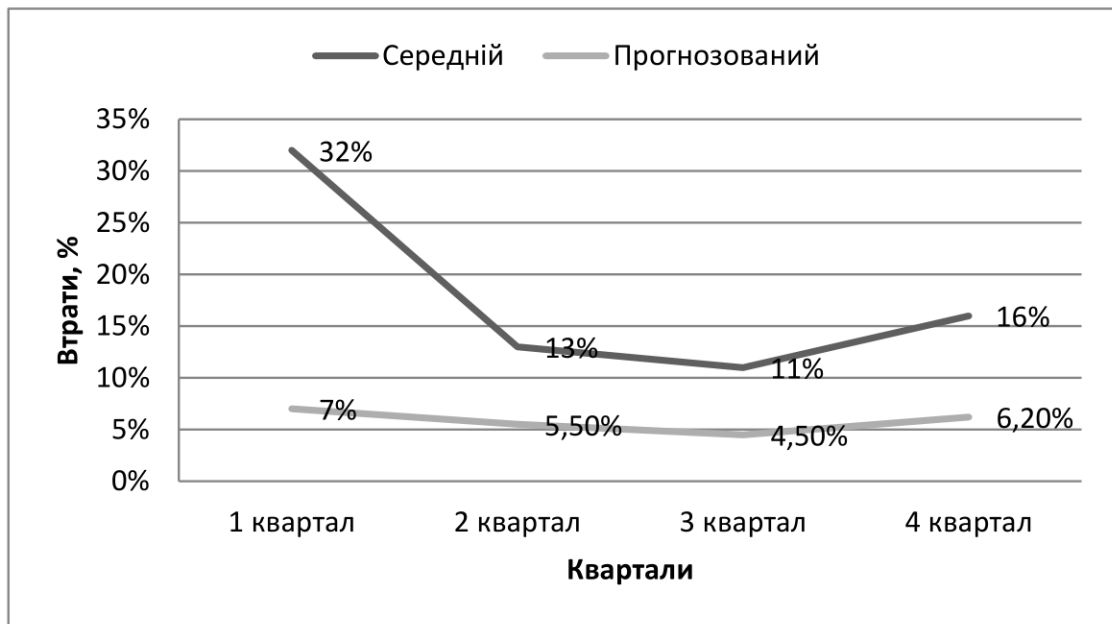


Рисунок 5.1 – Прогнозований графік зміни втрат електричної енергії у 2024 році

За результатами здійснених заходів загальні втрати за фідерам, які розглядаються, не перевищуватимуть нормативні втрати. Впровадження програми автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії на цих фідерах виключає можливість безоблікового споживання електричної енергії. Також, виключається невідповідності дат зняття показаників розрахункових лічильників з розрахунковим періодом.

Заміна голих неізолюваних проводів на СІП дає змогу виключити втрати через порушення якості електричної енергії, а також унеможливити бездоговірною споживання.

Перенесення приладів обліку на кордон експлуатаційної відповідальності споживачів електричної енергії приватних володінь не дає змоги застосувати деякі способи розкрадання електричної енергії.

Відтак, усі запропоновані заходи зменшення втрат електричної енергії є дієвими, про що говорять обчислення скорочень загальних втрат електричної енергії за аналізованими фідерами.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі представлено дослідження та аналіз загальних втрат електричної енергії у районних розподільчих мережах Володимирецької дільниці ПрАТ «Рівнеобленерго». Ключові результати кваліфікаційної роботи можна підкреслити такими висновками.

1. Розкрито теоретичні положення загальних втрат електричної енергії у районних розподільчих мережах, зокрема представлено основні визначення в області втрат електричної енергії, розкрито суть загальних втрат, технологічних втрат, комерційних втрат та нормованих втрат електричної енергії.

2. Здійснено коротку характеристику розподільчої компанії ПрАТ «Рівнеобленерго» до структури якої входить Володимирецька дільниця. Проведено аналіз загальних втрат електричної енергії у трьох фідерах із найбільшими втратами Володимирецької дільниці. Представлено порівняння нормативних та загальних показників втрат електричної енергії.

3. Запропоновано заходи зі зниження загальних втрат електричної енергії, зокрема запропоновано здійснити впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії та заміну голих неізолюваних проводів на самонесучі ізолювані проводи.

4. Розроблено заходи щодо покращання умов охорони праці під час здійснення обслуговування ліній електропередачі та розроблено заходи із захисту населення у надзвичайних ситуаціях.

5. Представлено техніко-економічні обґрунтування впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії та заміни голих неізолюваних проводів на самонесучі ізолювані проводи. Обчислення показали, що термін окупності запропонованих заходів коливається від 0,23 до 0,76 року для різних фідерів.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Черкашина В. В. Структурування повітряних ліній електропередачі в умовах неповноти інформації. Харків: Факт, 2016. 160 с.
2. Жежеленко І. В., Півняк Г. Г., Трофімов Г. Г., Папаїка Ю. А. Реактивна потужність в електричних мережах: монографія. Дніпро: НТУ«ДП», 2020. 72 с.
3. Казанський С. В. Надійність електроенергетичних систем. Київ: КПІ, 2020. 67 с.
4. Журахівський А. В., Кінаш Б. М., Пастух О. Р. Надійність електричних систем і мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 280 с.
5. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
6. Півняк Г. Г. Енергетична ефективність систем електропостачання: монографія. Дніпро: НТУ «ДП», 2018. 148 с.
7. Хоменко І. В., Плахтій О. А., Нерубацький В. П., Стасюк І. В. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації: монографія. Харків: НТУ «ХПІ», ТОВ «Планета-Прінт», 2020. 132 с.
8. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
9. Притака І. П., Козирський В. В. Електропостачання сільського господарства. Київ: Урожай, 1995. 343 с.
10. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
11. Гаряжа В. М., Карюк А. О. Електрична частина станцій та підстанцій: конспект лекцій. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.
12. Mahdi Fathi, University of North Texas, Marzieh Khakifirooz, Tecnológico de Monterrey. Panos Pardalos. Optimization in Large Scale Problems. 2019. 245 p.

13. Бурбело М. Й., Гадай А. В. Динамічна компенсація реактивної потужності в пускових режимах електроприводів: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2010. 104 с.
14. Кириленко О. В. Блінов І. В. Впровадження базових міжнародних стандартів Smart Grid в Екрані: сучасний стан справ. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 4. С. 44 – 54.
15. <https://tek.energy/oblenergo/rivnenska-oblast>
16. <https://uk.wikipedia.org/wiki/>
17. Добровольська Л. Н., Лесько В. О., Черкашина В. В. Автоматизація розподільних електричних мереж в умовах балансуєчого ринку електроенергії. Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2014. 208 с.
18. Остапчук Ж. І., Кулик В. В., Тептя В. В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Вінниця: ВНТУ, 2008. 128 с.
19. Тісленко В. В. Системи електропостачання загального призначення. Чернігів: ЧНТУ, 2005. 341 с.
20. Бардик Є. І. Експлуатація та режими роботи електростанцій. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 73 с.
21. Kowalski Z. Jakosc energii elektrycznej. Lodz, 2007. 620 s.
22. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Електробезпека: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2018. 295 с.
23. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія). Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
24. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.
25. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.