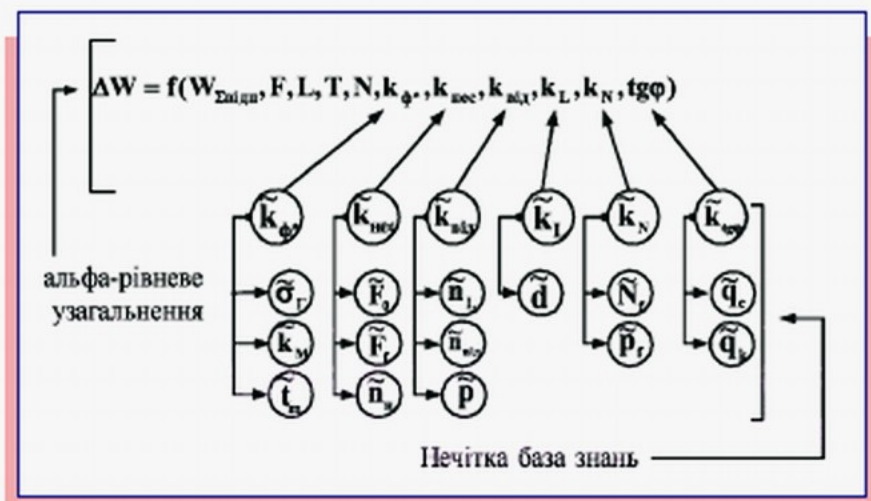


П. Д. Лежнюк

А. В. Писклярова

ОЦІНЮВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЗАСОБАМИ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

П. Д. Лежнюк, А. В. Писклярова

**ОЦІНЮВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
В НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ
ЗАСОБАМИ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ**

Монографія

Вінниця
ВНТУ
2009

УДК 621.311
ББК 31.280.7
Л 40

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 6 від 29.01.2009 р.)

Рецензенти:

О. В. Данилюк, доктор технічних наук, професор

Б. С. Рогальський, доктор технічних наук, професор

Лежнюк, П. Д.

Л 40 Оцінювання втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах засобами нечіткої логіки : монографія / П. Д. Лежнюк, А. В. Пислярова. — Вінниця : ВНТУ, 2009. — 94 с.

ISBN 978-96641-329-4

В монографії розглянуті питання визначення втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги, а саме: розроблення нових математичних моделей розрахунку коефіцієнтів впливних факторів, розроблення методу розрахунку втрат за узагальненими параметрами та вдосконалення існуючих методів розрахунку втрат електроенергії для задач планування заходів з їх зменшення.

Монографія розрахована на інженерно-технічних працівників енергопостачальних компаній, а також може бути корисною студентам і аспірантам, котрі спеціалізуються в галузі математичного моделювання та оптимізації втрат електроенергії в розподільних електричних мережах.

УДК 621. 311
ББК 31.280.7

ISBN 978-966-641-329-4

© П. Лежнюк, А. Пислярова, 2009

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень	5
ВСТУП.....	6
1. АНАЛІЗ ЗАСОБІВ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В НИЗЬКОВОЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	8
1.1. Структура втрат електроенергії.....	8
1.2. Задача зниження втрат електроенергії в електричних мере- жах низької напруги	10
1.2.1. Інформаційне забезпечення в задачах визначення техні- чної складової втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги.....	10
1.2.2. Методи розрахунку та оцінки втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги.....	12
1.2.2.1. Загальна характеристика методів розрахунку втрат електроенергії	12
1.2.2.2. Методи оцінювання втрат електроенергії в електрич- них мережах низької напруги	15
1.2.2.3. Засоби зменшення втрат електроенергії в електрич- них мережах низької напруги	19
1.3. Використання інтелектуальних технологій для аналізу втрат електроенергії.....	24
2. ОПТИМІЗАЦІЯ МЕТОДУ ОЦІНКИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗА УЗАГАЛЬНЮВАЛЬНИМИ ПАРАМЕТРАМИ ЗАСОБАМИ ТЕОРІЇ НЕЧІТКИХ МНОЖИН	30
2.1. Моделювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги за узагальнювальними параметрами.....	30
2.2. Нечітка ідентифікація коефіцієнтів впливних факторів.....	35
2.2.1. Формалізація впливних факторів у вигляді лінгвістич- них змінних	35
2.2.2. Побудова функції належності коефіцієнтів та факторів, від яких вони залежать.....	39
2.2.3. Формування нечіткої бази знань впливних коефіцієнтів.....	42
2.3. Оцінювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги на базі принципу α -узагальнення.....	48

2.3.1. Основні засади α -рівневого узагальнення.....	48
2.3.2. Визначення похибки розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги розробленим методом за допомогою інтервалів невизначеності.....	51
Висновки до розділу	52
3. РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ ОЦІНКИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ	53
3.1. Підвищення точності нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів засобами теорії оптимізації	53
3.1.1. Постановка задачі оптимізації нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів	54
3.1.2. Вибір методу для розв'язування задачі оптимізації нечітких баз знань	55
3.1.3. Реалізація генетичного алгоритму в задачах настроювання нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів оцінювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги.....	57
3.1.4. Формування тестової, навчальної та контрольної вибірок на базі даних режимних вимірювань для розв'язання задачі оптимізації баз знань ідентифікації коефіцієнтів	60
3.1.5. Тестовий приклад оптимізації нечіткої бази знань ідентифікації коефіцієнта несиметрії.....	64
3.2. Алгоритмізація визначення втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги.....	66
Висновки до розділу	69
4. АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ОЦІНЮВАННЯ ТА АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ.....	70
4.1. Структура автоматизованої системи	70
4.2. Основні режими роботи автоматизованої системи.....	73
Висновки до розділу	79
ВИСНОВКИ.....	80
ЛІТЕРАТУРА	82

Перелік умовних скорочень

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії;

АСДК – автоматизована система диспетчерського керування;

БД – база даних;

ВАТ – відкрите акціонерне товариство;

КЛ – кабельна лінія;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ОРЕ – оптовий ринок електроенергії;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РТ – розподільний трансформатор;

РПН – регулювання під навантаженням;

ТП – трансформаторна підстанція.

ВСТУП

Однією з умов інтеграції України у Європейське співтовариство є ефективне використання енергоресурсів, одним з яких є електроенергія. Саме витрати електроенергії на її транспортування від електростанцій до споживачів в Україні значно перевищують аналогічний показник країн Західної Європи. Особливо це стосується розподільних електричних мереж 0,38 кВ, витрати в яких на сьогодні сягають 30 % в деяких регіонах країни [1–4], що є результатом неефективності заходів їх зменшення.

Основними причинами неефективності заходів зменшення витрат електроенергії на її транспортування в розподільних мережах 0,38 кВ є:

- низький рівень спостережності електричних мереж цього класу напруг, що зумовлює низьку якість вхідної інформації про режимні параметри, та наявність необлікованих споживачів [5–8];
- відсутність методів верифікації вихідної інформації [8–11];
- недосконалість методів розрахунку технологічних витрат електроенергії (далі втрат електроенергії), а саме в частині їх точності, адекватності та можливостей щодо аналізу чутливості втрат в задачах їх зниження [12–21] та ін.

Одним з шляхів підвищення спостережності електричних мереж низької напруги, є впровадження АСКОВЕ [9, 10, 18–37], яку зараз активно впроваджують в мережах більш високих класів напруг. Враховуючи, що кількість споживачів електричних мереж низької напруги на порядок вища, впровадження АСКОВЕ на цей час є неможливе, хоча і потребує завчасної розробки проектної документації.

Вирішення інших двох проблем полягає у розробці нових або вдосконаленні існуючих методів розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах. Значний вклад в розробку методів визначення втрат електроенергії та планування заходів щодо їх зниження в розподільних мережах внесли роботи таких авторів: Ю. С. Железко [12, 14, 15, 38–41], В. М. Казанцева [12, 13], В. Е. Воротицького [5, 12, 47], В. Г. Дерзкого [17, 42–46], О. В. Данилюка [54–58], О. А. Потребича [16, 48–51], В. В. Павловського [52, 53], Ю. В. Щербини [59].

З урахуванням низького рівня спостережності низьковольтних електричних мереж, широкого застосування набула група методів розрахунку втрат електроенергії, в яких вся електрична мережа зводиться до одного елемента – еквівалентного опору. Адекватність та точність даної групи методів підсилюється за рахунок використання коефіцієнтів, за допомогою яких відображається вплив того чи іншого впливового фактора. Значення цих коефіцієнтів зазвичай визначаються за

допомогою статистичної інформації у вигляді їх середніх значень, що значним чином спотворює реальне значення втрат. Недоліком цієї групи методів є також неможливість виявлення окремих ділянок мережі з підвищеним значенням втрат і неможливість розробки заходів з їх зниження засобами аналізу чутливості. Мають вони і надзвичайно важливу перевагу – не потребують проведення додаткових вимірювань режимних параметрів мережі. Таким чином, на цьому етапі розвитку вітчизняної економіки, вирішення проблеми зменшення втрат електроенергії зводиться до вирішення проблеми вдосконалення існуючих або розробки нових методів їх розрахунку.

У зв'язку з тим, що не вдається традиційним математичним апаратом розв'язати вищезазначені задачі деякі закордонні автори [60, 61] звернулися до такого нового математичного апарату як теорія нечітких множин, нейронних мереж та генетичної оптимізації, тобто інтелектуальних технологій, використання яких зараз активно досліджується науковцями електроенергетичної галузі [62–68].

Книга складається з чотирьох розділів.

В *першому розділі* розглядається структура втрат електроенергії, проводиться аналіз процесу зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах низької напруги, а саме впливу рівня спостережності цих мереж та точності методів розрахунку на ефективність планування заходів зі зменшення втрат.

В *другому розділі* наводяться математичні моделі оцінювання втрат електроенергії в низьковольтних мережах за узагальненими параметрами та похибки їх розрахунку з використанням теорії нечітких множин.

В *третьому розділі* наводяться основні принципи розвитку методу розрахунку за узагальненими параметрами за рахунок залучення додаткової вихідної інформації на базі теорії генетичної оптимізації. Також показана алгоритмічна реалізація розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах в умовах невизначеності вихідної з засобів обліку інформації.

В *четвертому розділі* показана автоматизація розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних мережах та їх аналізу засобами теорії нечітких множин для задач зменшення втрат.

1. АНАЛІЗ ЗАСОБІВ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Втрати електроенергії в електричних мережах стали одним з важливих показників економічності роботи енергопостачальних компаній, характерним показником технічного стану електромереж, метрологічної відповідності розрахункових засобів вимірювальної техніки, ефективності функціонування енергетичного нагляду та збутової діяльності в електроенергетичній галузі [1–4]. Незадовільний стан електричних мереж, їх невідповідність режимам електроспоживання, а також низький рівень точності приладів обліку призводить до значного зростання втрат електроенергії.

Для вирішення цієї проблеми, згідно з «Енергетичною стратегією України на період до 2030 року», передбачено тільки у 2006–2010 роках ввести в експлуатацію не менше 30 тис. км нових та реконструйованих ліній електропостачання напругою 0,38–150 кВ. Такі масштабні заходи щодо реконструкції розподільних електричних мереж вимагають використання новітніх наукових розробок та технологій. Тому не дивно, що зросла увага вітчизняних науковців до покращення існуючого математичного апарату в задачах розрахунку, оцінювання, аналізу та зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах [56, 58, 69–71].

Враховуючи велику кількість проблем, які розв'язуються в задачах зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, постала першочергова необхідність у створенні комплексної системи заходів з зменшення втрат електроенергії з урахуванням особливостей вітчизняної економіки. В цьому розділі аналізуються основні етапи розв'язку задач зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах та різні підходи, щодо вирішення проблем кожного з цих етапів, а також обґрунтовуються та аргументуються задачі наукового дослідження.

1.1. Структура втрат електроенергії

При аналізі втрат електроенергії прийнято класифікувати їх за такими двома критеріями, як клас напруги електричної мережі та причини їх виникнення [6, 12–14, 72].

За першим критерієм розрізняють:

1. Втрати електроенергії в магістральних мережах 750–220 кВ.
2. Втрати електроенергії в замкнених мережах 110–150 кВ.

3. Втрати електроенергії в розімкнених (радіальних) мережах 150–35 кВ.
4. Втрати електроенергії в розподільних мережах 10(6) кВ.
5. 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 в них під час передачі електроенергії, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів, витрати електроенергії на плавлення ожеледі та втрати, що виникають як результат недосконалості обліку електроенергії технічними засобами [72]. Тобто, технологічні втрати електроенергії складаються з технічних, витрат на власні потреби та втрат, обумовлених недообліком електроенергії.

Технічні втрати в свою чергу складаються з навантажувальних та втрат холостого ходу. Навантажувальні втрати – це частина втрат, яка залежить від навантаження кожного елемента мережі, тому носить змінний характер як і навантаження. Більшість методів розрахунку втрат визначають саме цю складову. Втрати холостого ходу – це відносно постійні втрати електроенергії, до яких відносяться втрати холостого ходу електрообладнання (втрати в магнітопроводах та в ізоляції) та втрати на корону (для мереж 220–750 кВ).

Втрати на власні потреби підстанцій для розподільних електричних мереж – це витрати електроенергії на охолодження та обігрів силового обладнання та приміщень ПС-110(150) кВ, освітлення приміщень, та територій та ін.

Втрати електроенергії від недообліку електроенергії зумовлені недосконалістю системи обліку [15], похибкою трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН), приладів обліку, що використовуються.

Комерційні втрати електроенергії – це втрати електроенергії, які обумовлені неоплаченою часткою відпущеної електроенергії та втратами, які пов’язані з нерівномірністю оплати за спожиту електроенергію. Особливістю цієї складової втрат електроенергії є те, що їх не можливо виміряти, а можна тільки визначити з балансу електроенергії

$$\Delta W_{\text{ком}} = W_{\text{пост}} - W_{\text{відп}} - \Delta W_{\text{техн}},$$

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.

Таким чином значення похибки визначення $\Delta W_{\text{ком}}$ залежить не тільки від похибки вимірювання $W_{\text{відп}}$ та $W_{\text{пост}}$, об'єму несанкціоновано спожитої електроенергії, але також і від похибки розрахунку $\Delta W_{\text{техн}}$.

Структура втрат електроенергії в розподільних мережах матиме такий вигляд (рис. 1.2).



Рис. 1.1. Структура втрат у розподільних мережах

Як відомо, вирішення проблеми зменшення втрат електроенергії складається з шести етапів: збір необхідної інформації, розрахунок втрат як показника роботи енергопостачальної компанії та перевірка достовірності цих розрахунків, вияв місць з підвищеним значенням втрат електроенергії, вибір ефективних заходів щодо їх зниження та проведення ретроспективного аналізу роботи енергосистем, щодо ефективності впроваджуваних ними заходів, прогнозування втрат в енергосистемі [12].

1.2. Задача зниження втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги

1.2.1. Інформаційне забезпечення в задачах визначення технічної складової втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги.

Як зазначалося в п. 1.1. втрати електроенергії в розподільних електричних мережах складаються з технологічних та комерційних. Методи розрахунку або оцінки втрат електроенергії передбачають визначення технологічної складової, а саме всіх її частин. Комерційна складова визначається як різниця між фактичним і технологічними

втратами електроенергії [72]. Точне визначення всіх складових втрат є запорукою точного збалансування режиму.

Кожний з методів розрахунку втрат електроенергії передбачає використання певного об'єму інформації про режим та обладнання електричних мереж [6]. За таких умов, збір необхідної достовірної інформації для моделювання електричного режиму та визначення в подальшому втрат електроенергії є одним з визначальних етапів вирішення проблеми їх зменшення, тому не дивно, що саме через недосконалість систем обліку електроенергії (похибка обліку складає 10–15 % [40]), яка споживається, майже всі енергопостачальні компанії України довгий час були збитковими підприємствами [1–4]. Через це питання достовірності інформації про режим електричних мереж є досить актуальним не тільки в задачах оптимального керування, але і в задачах встановлення реального тарифу за спожиту електроенергію [17, 51] та, в подальшому, в задачах вибору оптимальних засобів зменшення втрат електроенергії.

Всю інформацію про режим мережі можна умовно розділити на детерміновану та вірогідну [12]. Детермінована інформація – це паспортні дані обладнання, кількість генеруючого обладнання та ЛЕП, довжина ЛЕП. Під вірогідністю інформацією розуміють дані про режимні параметри мережі. Наприклад, навантаження споживачів, потужність генерування, значення напруги у вузлах.

В залежності від ступеня повноти та достовірності отриманої інформації будується з відповідною точністю модель електричних мереж та використовується відповідний метод розрахунку режиму електричної мережі. Якість цієї інформації визначається за такими класичними критеріями як інформаційна і методична похибки.

Для низьковольтних електричних мереж, тобто мереж побутових споживачів, яких на прикладі тільки Вінницької області біля 800 тисяч, гострою є проблема надходження повної і достовірної інформації для розрахунків втрат електроенергії [18–21, 39, 73]. Ця проблема вирішується енергопостачальними компаніями поступовою заміною всіх електромагнітних лічильників на електронні, які мають більший клас точності, деякі з них можуть передавати дані про графік споживання електроенергії засобами вбудованого модему [9].

Створення АСКОВЕ для цього класу напруги є надто капіталомістким заходом для енергопостачальних компаній і може бути виконаний лише як окремий рівень для вирішення задач обліку електроенергії, яка відпускається споживачу та подальшого розрахунку втрат електроенергії в межах вирішення задачі точного обліку електроенергії. В роботі [9] пропонується встановлювати електронні лічильники з вбудованим модемом для функціонування АСКОВЕ за рахунок споживачів.

1.2.2. Методи розрахунку та оцінки втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги

1.2.2.1. Загальна характеристика методів розрахунку втрат електроенергії. За наявності інформації про навантаження у вітках, яка надходить в обчислювальний центр від системи телевимірювання, задача розрахунку втрат електроенергії зводиться до сумування втрат потужності в кожному з розрахованих режимів. Відомо, що засобами телевимірювання в наш час оснащені навіть не всі транзитні мережі 110 кВ. Тому для розподільних мереж 110 кВ та нижче задача розрахунку втрат електроенергії за період T базується на розрахунку втрат потужності для обмеженої кількості режимів. В цьому випадку втрати потужності перемножують на визначені тим або іншим способом інтегруючі множники, чисельні значення яких розраховуються на базі даних про графіки навантаження.

З використанням даних телевимірювання проводяться оперативні розрахунки, а з використанням інтегруючих множників – аналітичні. В окрему групу виділяються розрахунки втрат за узагальненими параметрами – оціночні розрахунки. Структура розрахунків втрат електроенергії наведена на рис. 1.2.



Рис. 1.2. Структура розрахунку втрат електроенергії

В подальшому мова піде про характеристику аналітичних та оціночних розрахунків втрат електроенергії та засоби підвищення точності оціночних розрахунків втрат в розподільних низьковольтних мережах.

Оціночні методи розрахунку використовують під час розв'язку задач пов'язаних з прогнозуванням, нормуванням, а також з визначенням фактичних втрат в низьковольтних електричних мережах, де спожита електроенергія кожним споживачем визначається за сплаченими рахунками, тобто існує невизначеність вихідної інформації.

Нормування – це процедура встановлення для розрахункового періоду нормального за економічними критеріями рівня втрат, значення якого визначають на базі розрахунків втрат, аналізуючи можливості зниження в запланованому періоді. Узагальнені показники, які використовуються в оціночних моделях нормативу втрат електроенергії, повинні базуватися на офіційних звітних даних за минулий розрахунковий період. Методи прогнозування втрат електроенергії за змістом не відрізняються від методів нормування. Відмінністю цих розрахунків є подальше використання їх результатів.

В окрему групу можна виділити оцінювання фактичних втрат електроенергії в розподільних мережах низької напруги. Метою цих розрахунків є визначення місць з підвищеним значенням втрат та складання попередніх балансів електроенергії. Враховуючи спірність питання, щодо тих складових технологічних втрат електроенергії, які необхідно включати до складу нормативних втрат електроенергії, в подальшому мова піде лише про розв'язання задач оцінювання прогнозованих та фактичних втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах.

В залежності від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватись такі методи [6, 14, 15]:

1. Методи поелементних розрахунків, які використовують формулу

$$\Delta W_n = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (1.1)$$

де k – кількість елементів мережі; Δt – інтервал часу між послідовними вимірюваннями 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

$$\Delta W_n = \sum_{j=1}^l \Delta P_j t_j, \quad (1.2)$$

де ΔP_j – навантажувальні втрати потужності в мережі в j -му режимі тривалістю t_j годин; l – кількість режимів.

3. Методи характерних діб, які використовують формулу

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^l \cdot D_{eki}, \quad (1.3)$$

де m – кількість характерних діб, втрати електроенергії за кожен з яких, обчислені за відомими графіками у вузлах мережі, складають ΔW_{ni}^l ; D_{eki} – еквівалентна тривалість в рік i -го характерного графіка (кількість діб).

4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат τ ;

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \tau, \quad (1.4)$$

де $\Delta P_{\max}$ – втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі; τ – кількість годин найбільших втрат електроенергії.

5. Методи середніх навантажень, які використовують формулу

$$\Delta W_n = \Delta P_{\text{ср}} k_{\phi}^2 T, \quad (1.5)$$

де $\Delta P_{\text{ср}}$ – втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях 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.

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 [52, 74].

Статистичні методи використовують для оцінки сумарних втрат в мережі. Вони не дозволяють визначити конкретні заходи зі зниження втрат. Вони використовуються при розрахунках і аналізі втрат в ме-

режах, де ще не впроваджена автоматизована система керування цими мережами, відсутня база даних про їх схеми і не організоване періодичне поповнення даних про навантаження мереж. На сьогодні це мережі 0,38 кВ. Статистичні методи використовуються також для нормування (планування) втрат електроенергії на звітний період [72].

В умовах поступового впровадження АСКОВЕ в мережах 35–110 кВ почало більше приділятися уваги адаптації існуючих методів розрахунку втрат електроенергії під нове інформаційне середовище [53, 75–77]. Тому подальший розвиток цього напрямку полягає у адаптації існуючих методів розрахунку, а саме методу поелементних розрахунків втрат електроенергії до БД АСКОВЕ, тобто створення цілої системи, в якій буде збиратися інформація про поточний режим, перевірятися її достовірність, проводитися розрахунок втрат електроенергії та їх аналіз, визначатися заходи щодо їх зниження та, в подальшому, навіть проводитися автоматичне керування даними режимами [21–23, 27, 78].

1.2.2.2. Методи оцінювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги. Саме для електричних мереж низької напруги характерна велика кількість комутаційних перемикачів, велика густина та протяжність ліній, що з'єднують споживачів. Тому закономірно, що інформація про режимні параметри цих мереж найменш повна і достовірна.

Зазвичай для оцінки втрат електроенергії в мережах цього класу напруг використовують дві групи методів: група методів оцінювання втрат електроенергії за схемними параметрами мережі та відпуском електроенергії в головну ділянку фідера; метод оцінювання втрат електроенергії по втратах напруги та метод за сумарною довжиною ліній [13, 39, 44]. Існують також і інші методи оцінювання, але використання їх на практиці не поширено. Крім того, класифікацію методів оцінювання можна виконувати за територіальними ознаками: методи оцінювання втрат в міських мережах, та методи оцінювання втрат в мережах сільських територій [13].

Методи оцінювання втрат електроенергії за узагальненими параметрами (за сумарною довжиною ліній) [38, 39]. Цей метод розрахунку базується на використанні різного роду коефіцієнтів, які відображають вплив режимних та схемних факторів на втрати електроенергії.

$$\Delta W = \frac{W^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot k_{\Phi}^2}{24 \cdot D \cdot U^2} \cdot R_{\text{эк}}, \quad (1.6)$$

де W – електроенергія відпущена в лінію за D днів; $\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності; k_ϕ – коефіцієнт форми графіка навантаження; U – напруга, кВ; $R_{\text{ек}}$ – еквівалентний опір лінії, Ом.

Враховуючи обмеженість вихідної інформації, ця математична модель з урахуванням впливу основних факторів, певних припущень ($R_{\text{ек}} = 32,25 \cdot L \cdot k_L / F$) та однаковості середньої густини струму на головних ділянках ліній різних перерізів трансформується в

$$\Delta W_{0,4} = 9,3 \cdot k_L \cdot k_{\text{від}} \cdot k_N \cdot k_{\text{нес}} \cdot k_\phi^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_\Sigma^2} \cdot \frac{W_{0,4}^2}{D}, \quad (1.7)$$

де k_L – коефіцієнт, який враховує вплив на втрати розподілення навантаження вздовж лінії та знаходиться в діапазоні 0,33 – 0,5;

$k_{\text{від}}$ – коефіцієнт, який враховує зменшення втрат за умови існування відгалужень, густина струму в яких менша за густину в голові фідера $k_{\text{від}} = 1 - k_{\text{розг}} \cdot (1 - k_j^2)$, де $k_{\text{розг}} = L_0 / L_\Sigma$ та $k_j = j_0 / j_M$. З урахуванням того, що середнє значення $k_j = 0,05$, можна записати $k_{\text{від}} = 1 - 0,95 \cdot k_{\text{розг}}$;

k_N – коефіцієнт, який враховує відмінність густин струму на головних ділянках різних ліній і може розраховуватися як

$$k_N = 1 + \gamma_j^2, \quad (1.8)$$

де γ_j – розкид значень густини струму на головних ділянках різних ліній. При $\gamma_j = 0,2 \dots 0,4$ значення k_N знаходиться в діапазоні 1,04...1,16;

$k_{\text{нес}}$ – коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням по фазах мережі. Враховуючи те, що значення струмів в фазах отримати важко, то за умови відносного відхилення струмів фаз від їх середнього значення 0,3...0,5 коефіцієнт $k_{\text{нес}} = 1,15 \dots 1,55$ для ліній з розподіленим навантаженням, а для ліній з концентрованим навантаженням $k_{\text{нес}} = 1,05 \dots 1,1$. З урахуванням вищевказаного за відомої частки розподілених навантажень d_p можна записати $k_L = 1 - 0,63 \cdot d_p$, $k_{\text{нес}} = 1,05 + 0,3 \cdot d_p$;

k_ϕ – коефіцієнт форми графіка навантаження: $k_\phi^2 = (1 + 2 \cdot k_3) / 3 \cdot k_3$; k_3 – коефіцієнт заповнення графіка навантаження (відносна кількість годин максимального навантаження).

Дещо інший та більш практичний підхід визначення фактичних втрат активної та реактивної енергії для населення та промисловості

запропоновано в [44]. Проілюструємо один з випадків, коли нерозгалужені лінії з рівномірно розподіленим вздовж лінії навантаженням для населення:

– втрати активної енергії

$$\Delta E_M = 1,78 \cdot k_{\phi(M)}^2 \cdot \frac{E_M^2 \cdot k_{e(M)} + W_M^2 \cdot k_{w(M)}}{(\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot N_M)^2 \cdot T} \cdot r_M \cdot l_M, \quad (1.9)$$

де $k_{\phi(M)}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження міських абонентів, в. о.; E_M – загальний корисний відпуск активної електроенергії міським абонентам, тис. кВт·год; $k_{e(M)}$, $k_{w(M)}$ – коефіцієнти нелінійності втрат, в. о.; W_M – загальний корисний відпуск реактивної електроенергії міському населенню, квар·год; N_M – загальна кількість міських ліній, шт.; r_M – активний опір міської лінії, Ом/км;

Значення 1,78 відповідає добутку коефіцієнтів несиметрії $k_{нес}$, якості електроенергії $k_{як}$, спрацювання обладнання $k_{спр}$

$$k_{нас} = k_{нес} \cdot k_{як} \cdot k_{спр}.$$

– втрати реактивної енергії

$$\Delta W_M = 1,78 \cdot k_{\phi(M)}^2 \cdot \frac{E_M^2 \cdot k_{e(M)} + W_M^2 \cdot k_{w(M)}}{(\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot N_M)^2 \cdot T} \cdot x_M \cdot l_M, \quad (1.10)$$

де x_M – реактивний опір міської лінії, Ом/км.

У випадку промислового споживача $k_{нас} = 1,78$ змінюється на $k_{пром} = 1,38$.

Метод оцінювання втрат електроенергії за втратами напруги в лінії. Для розрахунку втрат електроенергії в міських мережах широкого застосування набув метод, який базується на вимірюванні втрат напруги до найбільш електрично-віддаленої від ТП точки мережі (так званий «метод $K_{м/н}$ ») [13]. Суть його полягає у визначенні відносних втрат потужності за найбільшими втратами напруги в електричних мережах з наступним визначенням втрат потужності за виразом:

$$\Delta P = K_{м/н} \cdot \Delta U,$$

де $K_{м/н} = \frac{\Delta P, \%}{\Delta U, \%} = \frac{1 + \operatorname{tg} \varphi}{1 + \xi \cdot \operatorname{tg} \varphi}$ – відношення відносних втрат потужності до відносних втрат напруги.

Відносні втрати напруги

$$\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100.$$

З причини того, що цей метод не враховує значення навантажень в електричних мережах (похибка до 31 %), конфігурацію мережі (похибка до 26,5 %) та несиметричність навантаження по фазах (похибка до 54 %), було запропоновано використовувати таку формулу [12]:

$$k_{м/н} = \left(1 + \frac{F_{\Phi}}{2 \cdot F_N} \cdot k_N\right) \cdot k_{нec} \cdot k_s,$$

де k_N , $k_{нec}$ – коефіцієнти, які враховують відповідно несиметрію струму по фазах та втрати потужності в нульовому проводі, які також визначаються з таблиць; k_s – коефіцієнт, який залежить від конфігурації схеми лінії та кількості навантажень на магістральній лінії.

В [39] для визначення втрат запропоновано використовувати таку математичну модель визначення втрат електроенергії за значенням втрат напруги:

$$\Delta W = \frac{\Delta U\%}{100} \cdot W \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3} \cdot \frac{k_{м/н} \cdot k_{нec}}{k_{вт}}.$$

Для спрощення розрахунку втрат за цим методом вимірювання напруг виконується для випадкової вибірки та розповсюджується на всю генеральну сукупність досліджуваного району або міста.

Методика визначення втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах, яка наведена в [45], базується на виразах (1.11) та (1.12) з урахуванням того, що визначаються нормативні значення, тому коефіцієнти якості електроенергії, спрацювання обладнання та коефіцієнт несиметрії не представлені в цих математичних моделях.

Розрахунок нормативних змінних втрат електроенергії за *узагальненими параметрами (визначення еквівалентного опору в задачах складання балансу електроенергії)*, відповідно до [72] виконується за таким алгоритмом.

Перший крок. Визначаються граничні значення перетинів проводів та навантажень ліній:

- F_{max} дорівнює 50 для ПЛ та 95 для КЛ 0,38 кВ;
- F_{min} дорівнює 35 для ПЛ та 50 для КЛ 0,38 кВ;
- $S_{ПЛmax}$ та $S_{КЛmax}$ дорівнює потужності навантаження умовних ПЛ та КЛ $\bar{S}_{ПЛ}$ та $\bar{S}_{КЛ}$;

– $S_{\text{ПЛmin}}$ дорівнює: $0,1\bar{S}_{\text{ПЛ}}$ при довжині більше за 0,5 км, $0,3\bar{S}_{\text{ПЛ}}$ при довжині менше або дорівнює 0,5 км. $S_{\text{КЛmin}}$ дорівнює: $0,3\bar{S}_{\text{КЛ}}$ при довжині більше за 0,5 км, $0,6\bar{S}_{\text{КЛ}}$ при довжині менше або дорівнює 0,5 км.

Другий крок. Визначається еквівалентний опір ПЛ і КЛ

$$R_e = 1,33 \cdot \frac{\rho_{\text{AL}} \cdot k_{\text{Cu}}}{S_{\text{Л}}^2} \cdot \int_0^{L_{\text{Л}}} \frac{S^2(x)}{F(x)} dx,$$

де $S(x) = S_{\text{max}} - \frac{S_{\text{max}} - S_{\text{min}}}{L_{\text{Л}}} \cdot x^2$ та $F(x) = F_{\text{max}} - \frac{F_{\text{max}} - F_{\text{min}}}{L_{\text{Л}}} \cdot x^2$.

Третій крок. Розраховуються еквівалентні опори всіх ПЛ і всіх КЛ

$$R_{\text{ЕПЛ0,38}} = \frac{R_e}{n_{\text{ПЛ0,38}}},$$

$$R_{\text{ЕКЛ0,38}} = \frac{R_e}{n_{\text{КЛ0,38}}}.$$

Четвертий крок. Визначається еквівалентний опір електричних мереж напругою 0,38 кВ

$$R_{\text{Е0,38}} = \frac{R_{\text{ЕПЛ0,38}} \cdot S_{\Sigma\text{ПЛ0,38}}^2 + R_{\text{ЕКЛ0,38}} \cdot S_{\Sigma\text{КЛ0,38}}^2}{(S_{\Sigma\text{ПЛ0,38}} + S_{\Sigma\text{КЛ0,38}})},$$

де $S_{\Sigma\text{ПЛ0,38}}$, $S_{\Sigma\text{КЛ0,38}}$ – математичні сподівання величин сумарних потужностей навантаження, приєднаних відповідно до ПЛ і КЛ. Математичні моделі визначення даних величин є доволі громіздкими, тому нижче не наводяться.

Підсумовуючи вищенаведений аналіз існуючих методів визначення втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах, можна відзначити той факт, що всі вони базуються на статистичній інформації та великій кількості допущень та спрощень [72], чим і обумовлена їх велика похибка.

1.2.2.3. Засоби зменшення втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги. Галузева інструкція [6] ділить всі заходи щодо зниження втрат (ЗЗВ) електроенергії на три групи:

– організаційні, до яких відносяться заходи з вдосконалення експлуатаційного обслуговування електричних мереж і оптимізації їхніх схем і режимів (беззатратні заходи щодо зниження втрат електроенергії);

– технічні, до яких відносяться заходи з реконструкції, модернізації і будівництва мереж (заходи, що вимагають додаткових капіталовкладень);

– заходи з вдосконалення обліку електроенергії, що можуть бути як практичні беззатратні, так і ті, що вимагають додаткових витрат (при організації нових точок обліку). Ці заходи не знижують фізичних існуючих втрат, однак вони упорядковують облік, уточнюють вихідну інформацію, роблячи більш ефективними організаційні і технічні ЗЗВ, і в ряді випадків знижують комерційні втрати, що призводить до зниження звітних втрат.

Компенсація реактивної потужності (збільшення $\cos \varphi$) відноситься до найважливіших заходів щодо зменшення втрат у розподільних мережах [84].

Після установки наприкінці лінії в споживача компенсуючих пристроїв лінія розвантажується по реактивній потужності, збільшується $\cos \varphi$ і зменшуються втрати в лінії. Компенсація реактивної потужності відбувається не тільки за рахунок безпосередньої установки батарей конденсаторів (БК) або синхронних компенсаторів, але і за рахунок завантаження працюючих асинхронних та синхронних двигунів. Однією з основних задач, яка потребує вирішення на даному етапі розвитку цього напрямку є визначення оптимальних законів автоматичного керування засобами компенсації реактивної потужності та визначення оптимальних місць установки компенсуючих пристроїв [80, 81].

Регулювання добового графіка навантаження і зниження піків у години максимуму енергосистеми також дозволяють знизити втрати електроенергії. Регулювання добових графіків навантаження може здійснюватися декількома способами. У першу чергу необхідно вирівнювати графік за рахунок перекладу найбільш енергоємного устаткування, що працює періодично, з годин максимуму на інші години доби. Зниження навантаження може досягатися шляхом розосередження за часом пусків великих електроспоживачів.

Оптимізація режимів мережі по напрузі, реактивній потужності, використовується в розподільних мережах з урахуванням специфіки їхньої роботи [6, 7, 74, 82, 83]. При цьому в розподільних мережах, у яких немає джерел активної потужності, не потрібно узгодження з оптимізаційним розрахунком по активній потужності.

Як відомо, у центрах живлення (ЦЖ) мереж 6–10 і 35 кВ широко використовується регулювання напруги. Основною задачею регулювання напруги в ЦЖ є забезпечення припустимих відхилень напруги у електроспоживачів, приєднаних до мереж 6–10 кВ і нижче. При цьому, як правило, вдається одночасно знизити втрати електроенергії в

мережах. Імовірність такого зниження збільшується при наявності в ЦЖ усіх мереж 6–10 кВ трансформаторів із РПН. Слід зауважити, що в розподільних мережах підвищення рівня напруги приводить не тільки до зменшення втрат потужності, але і до росту споживаної потужності навантажень відповідно до їх статичних характеристик по напрузі.

Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 380 В. До трифазних мереж 380 В підключається велика кількість однофазних електроприймачів, що приєднуються до однієї фази і нульового проводу. Їхнє під'єднання виконується по можливості рівномірно між фазами. Однак на практиці струми фаз I_a , I_b , і I_c виявляються неоднаковими.

Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у фазах у силу нерівності [6, 13, 79, 80]

$$I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 \geq 3 \cdot I_{\text{ср}}^2,$$

але і створює додаткові втрати за рахунок проходження струму по нульовому проводу.

Розрізняють вірогіднісну несиметрію, що має перемежований характер з більшим завантаженням то однієї, то іншої фази, і систематичну несиметрію, при якій неоднакові середні значення навантажень. Перший вид несиметрії може бути усунутий лише спеціальними пристроями з тиристорним керуванням, що переключають частину навантажень з перевантаженої на недовантажену фазу. Такі пристрої розроблені, однак у даний час ще не знайшли масового використання. Систематична несиметрія може бути знижена шляхом періодичного (1–2 рази в рік) перерозподілу навантажень між фазами.

Технічні заходи зі зменшення втрат у розподільних мережах – це розглянуті вище: заміна перевантажених і недовантажених трансформаторів, введення трансформаторів із РПН, автоматичне регулювання коефіцієнтів, введення батарей конденсаторів і автоматичне регулювання їх потужності.

Заміна проводів на перевантажених лініях знаходить застосування в основному в розподільних електричних мережах 380 В і 6–10 кВ. Захід здійснюється переважно з метою підвищення пропускної здатності перевантажених ліній, заміни фізично зношених проводів ліній при їхньому капітальному ремонті, заміни сталевих проводів на алюмінієві і сталеоалюмінієві. Зниження втрат енергії при заміні фізично зношеного обладнання в більшості випадків є супутнім ефектом.

До засобів покращення систем технічного і розрахункового обліку електроенергії можна віднести впровадження АСКОВЕ [8], основними цілями якої відповідно до [37] є:

1. Забезпечення комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії у відповідності до Правил ОРЕ на межах балансової належності електричних мереж суб'єктів ОРЕ;
2. Підвищення точності, достовірності і оперативності отримання даних з виробництва, передачі та постачання електричної енергії;
3. Автоматизація процесу збору, обробки і передачі даних приладів комерційного обліку електричної енергії;
4. Підвищення оперативності управління режимами виробництва, передачі та постачання електричної енергії;
5. Визначення і прогнозування всіх складових балансу електричної енергії;
6. Формування оптимальних ринкових відносин між виробниками, постачальниками та споживачами електричної енергії (потужності) за принципами державного регулювання і конкуренції.

Додатково, створення АСКОВЕ розподільних електричних мереж стимулює проведення інших заходів, щодо покращення обліку електроенергії, таких як заміна індукційних лічильників на електронні з більш високим класом точності, заміну ТС та ТН з підвищеними значеннями втрат в їх обмотках та невисоким класом точності.

Основними критеріями досягнення поставлених цілей є:

1. Зниження затрат на виробництво, передачу та постачання електричної енергії;
2. Скорочення часу виявлення і усунення помилок та невідповідностей даних з виробництва, передачі та постачання електричної енергії, що надаються суб'єктами ОРЕ;
3. Підвищення точності, достовірності і оперативності складання енергетичного балансу;
4. Оперативне виявлення всіх випадків порушення договірних відносин між суб'єктами ОРЕ;
5. Підвищення оперативності та удосконалення розрахунків за електричну енергію;
6. Зниження працезатратності персоналу при здійсненні збору та обробки даних і проведенні розрахунків за електричну енергію.

Перераховані критерії визначають таку структуру АСКОВЕ [8]: нижчий рівень (ТС, ТН, прилади обліку та комутаційні модулі), верхній рівень (підсистеми збору, верифікації, накопичування, зберігання та аналізу даних). Для низьковольтних електричних мереж характерний нижній рівень. Враховуючи кількість побутових абонентів, наприклад,

тільки БАТ «ЕК «Житомиробленерго» – 500 тисяч, «БАТ «ЕК Вінницяобленерго» – 800 тисяч та БАТ «ЕК Сумиобленерго» – 523, реалізація нижнього рівня передбачає залучення значних коштів, тобто склалася така ситуація, що впровадження в цих мережах простих АСКОЕ перших поколінь є недоцільним і неможливим через їх неперспективність і відсутність комплектуючих, а широкомасштабне впровадження сучасних АСКОЕ на базі SCADA і зі GPRS-модемами ще не на часі [35, 90].

Більшість наукових робіт, які розглядають проблеми створення АСКОЕ [8–11, 27–37], досліджують питання технічного характеру, а саме питання вимірювальної техніки, програмного забезпечення, каналів передачі даних та питання нормативної документації. Що стосується питань розробки методів розрахунку, оцінювання втрат електроенергії, визначення достовірності та повноти інформації та вибору оптимальних заходів, щодо зниження втрат з урахуванням вихідної інформації, то це питання залишається відкритим. Також залишається відкритим питання, щодо оптимальної кількості приладів обліку, встановлення яких забезпечить повноцінне функціонування АСКОЕ в задачах визначення втрат електроенергії.

В роботах [19, 20] запропоновано схему послідовності визначення втрат електроенергії в АСКОЕ та пропонується програмна реалізація цього розрахунку (який базується на методі поелементних розрахунків, який, в свою чергу, базується на виразі (1.1)) з подальшим визначенням необхідних заходів зі зменшення втрат.

Визначення втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах вимагає проведення низки попередніх заходів, які зможуть якісно підвищити рівень інформаційного забезпечення процесу розрахунку втрат, а саме: розробку поопорних схем електричних мереж із зазначенням марок проводів, кількості фаз, довжин ділянок ЛЕП, фазування споживачів та прив'язку їх до поопорних схем електричних мереж та формування БД електроспоживання споживачів [21].

Таким чином, з урахуванням вище наведеного, можна зробити висновок, що впровадження АСКОЕ в розподільних електричних мережах і інтегрування його в АСДК [7, 22, 27], як розподільних електричних мережах так і магістральних, дасть змогу підвищити якість керування режимами електричних мереж, зменшити комерційні втрати електроенергії та обсяги не облікованої електроенергії в електричних мережах низької напруги, підвищити рівень інформаційного забезпечення в задачах визначення втрат та дає можливість, в подальшому, говорити про запровадження систем автоматичного керування режи-

мами в мережах 0,38–10 кВ для оптимізації їх режимів роботи. Все це є запорукою рентабельної роботи енергопостачальних компаній України [86].

Впровадження вище перерахованих заходів зі зменшення втрат електроенергії повинно носити системний характер [42, 87, 88]. Впровадження кожного з цих заходів повинно бути підтверджене економічними та технічними розрахунками, з урахуванням таких питань, як надійність постачання електроенергії та її якість.

Першими необхідно впроваджувати організаційні заходи, які не потребують залучення великих обсягів коштів [6, 13]. Потім необхідно впроваджувати більш капіталомісткі заходи по заміні вимірювальної техніки та основного обладнання.

1.3. Використання інтелектуальних технологій для аналізу втрат електроенергії

Як зазначалося, основними причинами недостатньої точності методів розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах, особливо що стосується низьковольтних електричних мереж є:

- неможливість отримання вихідної інформації про режимні та схемні параметри електричних мереж (реальні значення перерізів проводів, їх довжина, навантаження кожного елемента в будь-який момент часу і т. п.);

- неможливість функціонально відобразити залежність втрат електроенергії від несиметричного завантаження фаз, старіння обладнання, розташування споживачів вздовж лінії, неоднаковість перерізу головної ділянки фідера та окремих віток.

Кінцевою метою визначення втрат електроенергії в електричних мережах будь-якого класу напруг є їх подальше зниження, тобто для низьковольтних електричних мереж це зумовлює необхідність проведення поелементного розрахунку та аналізу втрат електроенергії для визначення місць з підвищеним їх значенням.

Проведення поелементного аналізу втрат електроенергії можливо лише за умови впровадження в електричних мережах цього класу напруг АСКОВЕ, з подальшим інтегруванням БД АСКОВЕ в БД програмних комплексів розрахунку втрат електроенергії.

Враховуючи, що АСКОВЕ магістральних мереж 220–330–750 кВ знаходиться в дослідній експлуатації, а АСКОВЕ розподільних мереж 110–35 кВ лише впроваджується [33], одним із шляхів вирішення проблеми оцінки втрат електроенергії в низьковольтних мережах є

пошук нових математичних засобів для побудови моделі, що адекватно та точно відображатиме залежність

$$\Delta W = f(x_1, x_2, \dots, x_n),$$

де $x_1, x_2, \dots, x_n$ – впливні фактори (навантаження кожного споживача, розташування споживача вздовж фідера, несиметричне завантаження фаз і т. п.) Тому почали використовуватися методи теорії ймовірності та математичної статистики [52].

Широке застосування теорії ймовірності при розрахунках та оцінці втрат електроенергії пояснюється тим, що параметри режиму електричного режиму, в першу чергу навантаження вузлів, залежать від факторів, більшість з яких носять випадковий характер (температура навколишнього середовища, кількість підключених електроприймачів та ін.). Методи визначення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, що використовують теорію ймовірності, базуються на представленні режимних параметрів у вигляді випадкової величини.

Використання математичної статистики дає можливість систематизувати, обробляти та використовувати статистичні дані для наукових та практичних висновків [89]. Наприклад, в [74] пропонують для визначення втрат електроенергії в розподільних мережах використовувати мультиплікативні моделі

$$y = b_0 \cdot \left(\prod_{i=1}^m X_i \cdot b_i \right) \cdot \varepsilon,$$

де b_0, b_i – коефіцієнти регресії, m – кількість факторів; ε – випадкова похибка, але широкого застосування ця математична модель не знайшла.

Використання регресійних залежностей практичного застосування майже не знайшло через недостатню точність результатів розрахунку.

Останнє десятиріччя широкого застосування набуло використання інтелектуальних систем у розв'язку основних задач електроенергетики (див. табл. 1.1).

Враховуючи напрямок цих досліджень, далі проведено деталізацію результатів робіт [60, 61, 54–58].

В роботах [60, 61] було запропоновано два методи оцінювання втрат електроенергії в електричних мережах 10 та 0,38 кВ, які, на відміну від існуючих узагальнених математичних моделей розрахунку втрат, мають більш гладкі апроксимуючі властивості.

Таблиця 1.1

Аналіз досліджень засобами нечітких множин, штучних нейтронних мереж та генетичної оптимізації в електроенергетиці

Напрямок	Публікації	Розробки
Прогнозування	[62, 63, 64, 68, 90]	Розробка методів прогнозування електроспоживання та втрат електроенергії
Оцінювання	[54–58, 60, 61]	Методи оцінювання втрат електроенергії
Діагностування	[91, 92]	Методи діагностування стану силового обладнання
Контроль та керування	[93–95]	Системи автоматичного керування
Аналізу та оптимізація електричних режимів	[96]	Розробка методів генетичної оптимізації режимів електроенергетичних систем

Перший метод базується на використанні α -рівневого принципу узагальнення. На базі цього принципу визначені основні алгебраїчні дії над нечіткими числами, у вигляді яких можна представити напруги у вузлах та струми навантаження, які, зазвичай, для мереж низьких напруг носять характер невизначеності.

Метод оцінювання втрат електроенергії використовує такі вихідні дані: струм в голові фідера, максимальне навантаження кожного вузла, частки категорій навантаження в кожному вузлі, типові графіки навантаження різних категорій споживачів.

Струм навантаження всіх споживачів, які належать до категорії x за час t року, визначається за

$$I_x(t) = k(j) \cdot I_{fs}(t) \cdot p_x^d(j) \cdot \sum k_{x_i} \cdot k_i \cdot I_{fi}, x \in \alpha_L,$$

де x – індекс категорії навантаження; $I_{fs}(t)$ – струм в голові фідера за час t ; $p_x^d(j)$ – відносне навантаження категорії x , яка береться з типових графіків навантаження; k_{x_i} – участь споживача категорії x в навантаженні i -го вузла; β – кількість вузлів; $k_i \cdot I_{fi}$ – максимальний струм розподільного трансформатора i ; α_L – кількість категорій навантаження; $p_x^d(j) \cdot k_{x_i} \cdot k_i \cdot I_{fi}$ – струм навантаження категорії x у вузлі i в j -ту годину доби, коли зафіксований річний пік навантаження.

Коефіцієнт калібрування

$$k(j) = \frac{1}{\sum_{i \in \beta} k_i \cdot I_{fi} \cdot \sum_{i \in \alpha_L} k_{x_i} \cdot p_x^d(j)}.$$

Введення цього коефіцієнта необхідне для виконання умови

$$\sum_{x \in \alpha_L} I_x(t) = I_{fs}(t).$$

Тоді крива струму нормалізується за

$$I'_x(t) = \frac{I_x(t)}{\max_t I_x(t)} \quad x \in \alpha_L.$$

В результаті отримуємо кількість годин для кожного 1 % сегменту навантаження, що конвертується у функцію належності.

Таким чином струм навантаження в вузлі i , у вигляді нечіткого числа

$$\tilde{I}_i = k_i \cdot I_{ri} \cdot \sum_{x \in \alpha_L} \tilde{I}_x \cdot k_{x_i}.$$

В результаті, використовуючи згадані принципи α -рівневого узагальнення, а саме операцій множення та ділення, розраховуються втрати електроенергії.

Другий метод призначений для оцінки втрат електроенергії в мережах низької напруги, для яких характерна велика кількість елементів. Метод базується на використанні нечіткої кластеризації.

Для проведення кластеризації об'єктів автори використовують метод нечітких c -середніх

Перший крок. Встановити параметри алгоритму: c – кількість кластерів; m – експоненціальна вага; ε – параметр зупинки алгоритму.

Другий крок. Випадковим чином згенерувати матрицю нечіткого розбиття F .

Третій крок. Розрахувати центри кластерів:

$$V_i = \frac{\sum_{k=1, N} (\mu_{ki})^m \cdot x_k}{\sum_{k=1, N} (\mu_{ki})^m}, \quad i = \overline{1, C},$$

де μ_{ki} – функції належності об'єкта X_k i -м кластерам.

Четвертий крок. Розрахувати відстані між об'єктами X та центрами кластерів: $D_{ki} = \sqrt{\|X_k - V_i\|^2}$, $k = \overline{1, M}$, $i = \overline{1, C}$.

П'ятий крок. Перерахувати елементи матриці нечіткого розбиття ($i = \overline{1, C}$, $k = \overline{1, M}$)

$$\text{Якщо } D_{ki} > 0, \text{ то } \mu_{ki} = \frac{1}{(D_{ki}^2 \cdot \sum_{j=1, C} \frac{1}{D_{jk}^2})^{1/(m-1)}}.$$

Якщо $D_{ki} = 0$, то елементи матриці нечіткого розбиття залишаються попередніми.

Шостий крок. Перевіряється умова $\|F - F^*\| < \varepsilon$, F^* – матриця нечіткого розбиття на попередній ітерації алгоритму.

Основана ідея методу полягає у тому, що з усієї множини електричних мереж низької напруги формується вибірка 15–20 %, для якої робляться додаткові вимірювання величин для проведення розрахунку втрат електроенергії за відомими методами. Потім проводиться класифікація елементів вибірки за алгоритмом, що наведений вище. Наступна операція полягає у розбитті на класи інших 80–85 % електричних мереж з урахуванням центрів кластерів з попереднього кроку (на даному етапі у вигляді атрибуту не враховуються втрати електроенергії). На останньому етапі розраховуються ті характеристики, яких не вистачало для розрахунку втрат електроенергії у 80–85 % електричних мереж за допомогою перемноження величин характеристик центрів кластерів на функції належності електричних мереж, для яких не розраховані втрати.

Метод потребує наявності вихідних даних про довжини ліній, кількості ділянок ліній, кількість споживачів, переріз проводів та максимальні навантаження трансформаторів. Враховуючи, що точність цього методу залежить від вихідної інформації, доцільність його використання потребує проведення додаткових досліджень.

Також набуло широкого застосування в задачах моделювання параметрів розподільних електричних мереж 110–35–10 кВ нейроматематичне моделювання, яке полягає в застосуванні штучних нейронних мереж, що попередньо навчаються методами математичного моделювання [54–58].

Нейроматематичне моделювання на відміну від звичайних штучних нейронних мереж, нечіткої логіки та нейро-нечіткого моделювання має важливу перевагу – пристосованість до використання в процесі навчання штучних нейронних мереж раніше розроблених математичних моделей розрахунку та аналізу параметрів усталеного режиму, які, в умовах достатньої кількості вихідної інформації від засобів обліку, мають незначну похибку. Додатково нейроматематичне моделювання враховує зміну топології електричної мережі.

Одним з прикладів реалізації цього математичного апарату є метод визначення технологічних втрат електроенергії в розподільних мережах 110–35–10 кВ. Основна суть цього методу полягає у використанні для розрахунку технологічних втрат електроенергії, в спостережуваних електричних мережах, традиційних математичних моделей, а для неспостережуваних – штучних нейронних мереж. Результатом навчання штучної нейронної мережі – є навчальна вибірка, яка має вигляд матриці

$$H(X, Y) = \begin{bmatrix} X_1 & Y_1 \\ \vdots & \vdots \\ X_i & Y_i \\ \vdots & \vdots \\ X_s & Y_s \end{bmatrix},$$

де s – кількість розрахованих усталених режимів електричної мережі для окремого виду графу та набору схемних параметрів. Режимні параметри X_i не повинні виходити за межі, які визначені нормами експлуатації електричних мереж.

Навчена штучна нейронна мережа задіюється в середовищі оперативно-інформаційного комплексу в якості аналітичного функціонального модуля за типом «чорного ящика», входами якого є значення зрізу телевимірювань згаданих точок обліку

$$\bar{X} = \langle U_i, P_i, Q_i, i = \overline{1, n} \rangle,$$

а виходами значення сумарне активне P_Σ та реактивне навантаження Q_Σ споживачів та втрати активної потужності π :

$$\tilde{Y} = \langle P_\Sigma, Q_\Sigma, \pi \rangle.$$

Враховуючи, по-перше, значну кількість споживачів, велику кількість варіантів можливої топології, по-друге, повну відсутність телеметрії та телесигналізації в низьковольтних електричних мережах, використання для оперативного розрахунку втрат електроенергії методів [54–58] є неможливим.

2. ОПТИМІЗАЦІЯ МЕТОДУ ОЦІНЮВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗА УЗАГАЛЬНЮЮЧИМИ ПАРАМЕТРАМИ ЗАСОБАМИ ТЕОРІЇ НЕЧІТКИХ МНОЖИН

Для низьковольтних електричних мереж через недостатню кількість вихідної інформації про інтегральні показники електричного режиму характерно використання оціночних методів, що базуються на великій кількості припущень та не дають у кінцевому випадку точних значень втрат, які в подальшому можна було би використовувати для структурування їх та проведення по-елементного аналізу [6, 77]. Ці методи дають змогу лише виявити місця з підвищеним значенням втрат електроенергії, тобто не дають можливості виявити причини підвищення втрат. Використання точних методів розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах можливе лише за умови впровадження автоматизованої системи збору інформації про спожиту електроенергію з лічильників кожного споживача типу АСКОЕ.

Кожний метод визначення та оцінювання втрат електроенергії можна поділити на три етапи: формування БД вихідної інформації та її аналіз, розрахунок втрат електроенергії та аналіз отриманих розрахункових значень. В цьому розділі запропоновано нові шляхи підвищення точності математичної моделі оцінювання втрат електроенергії в розподільних електричних мережах низької напруги за узагальненими параметрами та підвищення ефективності використання її в задачах планування заходів зі зменшення втрат. Досягається це засобами теорії нечітких множин, нечіткої логіки та нечітких експертних систем [97–105].

2.1. Моделювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги за узагальнюючими параметрами

В пп. 1.2.2.2. розглянуті основні методи та напрямки визначення та оцінювання втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах. Враховуючи недостатню кількість та якість вихідної інформації, яка використовується для визначення втрат електроенергії, усі зазначені методи базуються на певних припущеннях та спрощеннях. В основу спрощень математичних моделей методів оцінювання втрат електроенергії за узагальненими параметрами покладено використання вже згаданих в пп. 1.2.2.2. коефіцієнтів, що враховують ті чи інші впливні фактори.

Розглянемо, від чого залежать значення коефіцієнтів впливних факторів для того, щоб розробити метод та алгоритм уточнення їх засобами нечіткої логіки.

Коефіцієнт форми графіка навантаження k_ϕ дає можливість використовувати середнє значення потужності навантаження замість його середньоквадратичного значення та визначається з формули

$$k_\phi = \frac{P_{CK}}{P_C}, \quad (2.1)$$

де P_{CK} – середньоквадратичне значення активної потужності; P_C – середнє значення активної потужності $P_C = \frac{W_L}{T}$, де W_L – електроенергія спожита, з показань лічильника за час T .

В методі [39] пропонується використовувати такий вираз:

$$k_\phi^2 = (1 + 2 \cdot k_3) / 3 \cdot k_3,$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка навантаження, який дорівнює

$$k_3 = T_M / T,$$

де T_M – час використання максимального навантаження.

Середньоквадратичне значення струмів та його середнє значення визначається для групи навантажень з таких виразів [106]:

$$P_C = \sum_{i=1}^n p_{rc},$$

де p_{rc} – середнє значення індивідуальних графіків навантаження.

$$P_{CK}^2 = \sum_{i=1}^n p_{rc}^2 + 2 \cdot \sum_{i < j} R_{rc}, \quad (2.2)$$

де $R_{rc} = k_{rc} + p_{rc} \cdot p_{sc}$; k_{rc} – взаємно кореляційна функція графіків навантаження.

Із виразів (2.2) можна зробити висновок, що середньоквадратичний струм більш точно відображає графік навантаження. Таким чином, точне визначення коефіцієнта графіка навантаження є запорукою точного визначення значення втрат електроенергії.

Також груповий графік навантаження характеризується коефіцієнтом одночасності k_o , множення на який максимальних значень навантажень дає можливість оцінити значення сумарного максимуму навантаження групи споживачів [106, 107].

З проведеного аналізу видно, що значення коефіцієнта форми графіка навантаження залежить:

- від часу використання максимального навантаження;
- від того чи представлене сумарне споживання групою споживачів чи ні (одночасність максимумів графіків навантаження та їх взаємкореляційність);
- від рівня перепаду навантаження від максимального до мінімального значень, який визначається відповідно до [14] коефіцієнтом мінімуму

$$k_{\min} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}},$$

де $P_{\min}$ – мінімальне навантаження; $P_{\max}$ – максимальне навантаження.

Коефіцієнт несиметрії $k_{\text{нес}}$ враховує втрати електроенергії, зумовлені неоднаковістю завантаження фаз. В [69] для його визначення запропоновано такий вираз:

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{\text{сеп}}^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}}\right) - 1,5 \cdot \frac{R_0}{R_{\phi}}, \quad (2.3)$$

де R_0 – опір нульового проводу; R_{ϕ} – опори фазного проводу; I_A , I_B , I_C – струмове навантаження відповідно по фазах А, В, С; $I_{\text{сеп}}$ – середньорифметичне значення струму навантаження по трьох фазах.

Таким чином коефіцієнт несиметрії групи споживачів залежить:

- від частки споживачів, які спричиняють несиметрію;
- від перерізу нульового проводу;
- від перерізу фазного проводу.

Коефіцієнт $k_{\text{від}}$, який враховує те, що густина струму головної ділянки значно більша, ніж густина струму в розгалуженнях і, як наслідок, втрати електричної енергії в розгалуженнях значно менші, ніж у голові фідера:

$$k_{\text{від}} = 1 - k_{\text{розг}}(1 - k_j^2), \quad (2.4)$$

де $k_{\text{розг}} = L_0/L_{\Sigma}$ – коефіцієнт розгалуженості ліній, що представляє собою відносну довжину відгалужень; $k_j = j_0/j_M$ – відношення густини струму у відгалуженнях j_0 та в головній ділянці магістралі j_M .

Таким чином коефіцієнт $k_{\text{від}}$ залежить:

- від довжини відгалужень;
- від навантаження, яке під'єднане безпосередньо до відгалужень;
- від відношення перерізу проводу відгалуження до проводу головної ділянки.

Коефіцієнт реактивної потужності $\text{tg } \varphi$, який дорівнює відношенню активної електроенергії до реактивної. Таким чином $\text{tg } \varphi$ залежить від значень реактивної потужності, яка споживається, та відсотка від неї, що компенсується (опосередковано залежить від типу споживача: промисловість, побут тощо).

Коефіцієнт k_N , який враховує різниці густин струмів в різних фідерах низької напруги. Цей коефіцієнт обумовлений тим, що не на всіх фідерах низької напруги є можливість фіксувати відпуск електроенергії та графік навантаження. Коефіцієнт k_N обумовлений розкидом значень густини струму на головних ділянках різних ліній γ .

Враховуючи, що густина струм – це відношення струму до перерізу, k_N залежить:

- від частки фідерів з однаковим перерізом;
- від частки фідерів з несумірно різним навантаженням.

Коефіцієнт k_L , який показує вплив на втрати електроенергії в низьковольтних електричних мережах розподілу навантаження вздовж фідера. Як відомо з [39] втрати електроенергії приблизно в три рази менші в мережах з рівномірно розподіленим навантаженням, ніж втрати в мережах із зосередженим навантаженням. Останнє характерно для електричних мереж з промисловим споживачем і визначається з виразу

$$k_L = 1 - 0,63 \cdot d_p, \quad (2.5)$$

де d_p – частка розподілених навантажень, яка є основним впливним фактором на цей коефіцієнт.

Як видно, майже всі впливні фактори відображаються у загальній математичній моделі (1.7) за допомогою лише шести коефіцієнтів.

Ця математична модель містить певні припущення, які покладені в основу використання вищезазначених коефіцієнтів, відносна похибка її коливається біля значення 26,3 % [39] і визначається:

$$\delta_{\Sigma 1} = \sqrt{\delta_{k_\varphi}^2 + \delta_{\text{tg}\varphi}^2 + \delta_{\text{від}}^2 + \delta_{\text{нес}}^2 + \delta_{k_L}^2 + \delta_N^2}.$$

Тобто, сумарна похибка розподіляється між такими показниками: k_φ , k_{tg} , $k_{\text{від}}$, $k_{\text{нес}}$, k_L , k_N .

Визначення коефіцієнта форми графіка навантаження k_φ , який враховує заміну середньоквадратичного струму його середнім значенням, через $k_\varphi \approx 0,3$ спричиняє похибку у визначенні втрат електроенергії $\pm 20,3$ % [39]. Цей факт обумовлений в першу чергу тим, що відпуск електроенергії в мережу низької напруги відбувається не через одну ТП-10(6)/0,4 і тому графік навантаження визначити за допомо-

гою вимірювання в одній точці неможливо. Вирішення цієї проблеми та проблеми відображення зміни графіка навантаження впродовж розрахункового періоду в [13] вирішується за допомогою використання середнього значення коефіцієнта форми графіка навантаження. Таким чином значення коефіцієнта форми графіка навантаження усереднюється в двох напрямках: у часовому (навантаження споживачів є змінною величиною, тому і коефіцієнт заповнення є також змінним), у просторовому (графік навантаження кожної ТП-10/0,4 має різний характер, а усереднення їх передбачає врахування незбігу графіків навантаження. Вона характеризує протициклічність графіків навантаження (незбігу їх максимальних та мінімальних значень у часі).

Неточне визначення k_L призводить до появи додаткової похибки значенням $\pm 5\%$. Це зумовлено особливостями мережі 0,38 кВ, однією з яких є змінність у часі не лише інформації про навантаження споживачів, а також зміна інформації про схемні параметри. Причиною тут є випадковий характер використання потужності побутовим споживачем. Так, наприклад, побутове навантаження в багатоквартирному домі або у селі представляється зазвичай як рівномірно розподілене навантаження вздовж фідера. Але якщо за будь-якої причини випадкового характеру в початкових за розташуванням будинках (квартирах на першому поверсі) не буде споживатися електроенергія, то говорити про рівномірний розподіл навантаження вже некоректно. Так само не можна говорити і про сконцентрованість навантаження у кінці фідера. Цей випадок буде характеризуватись розпливчастістю та нечіткістю вихідної інформації.

Похибка визначення $\operatorname{tg} \varphi$ приймається [39] $\pm 20\%$, враховуючи вираз $(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)$, який входить в основну модель (1.7), похибка складає $\delta_\varphi = 8\%$. Ця похибка, як і попередні, обумовлена кількістю споживачів та зміною у часі споживання ними реактивної потужності. Так, наприклад, для зварювального трансформатора $\operatorname{tg} \varphi = 3$, а для побутового споживача менший від 0,25 [99]. Таким чином, дисперсія значення цього показника є суттєвою. При використанні вищевказаної методики прийнято використовувати середнє значення 0,6 [44]. Цілком зрозуміло, що визначати для кожного споживача власне значення коефіцієнта використання реактивної потужності неможливо і нерационально, але і використання його середніх значень також не вирішує проблеми адекватного та точного визначення втрат електроенергії в електричних мережах напругою 0,38 кВ.

Коефіцієнти відгалуження та несиметрії також вносять відповідні похибки у визначення оціночного значення втрат ($\delta_{\text{від}} = 8\%$ та $\delta_{\text{нес}} = 9,8\%$).

Необхідно також зауважити, що похибка у 26,3 % не є максимальною, тому що характерна для розрахунку втрат електроенергії у N лініях однакового перерізу [39].

При визначенні втрат електроенергії в мережі низької напруги окремого регіону, в якому електроенергія може транспортуватись споживачу проводами чотирьох можливих перерізів $F = (25, 35, 50, 70, 95) \text{ мм}^2$, похибку необхідно помножити на $\sqrt{\sum_{i=1}^n d_i}$, де d_i – частка енергії, яка відпускається в лінію i -го перерізу.

Похибка оцінювання втрат електроенергії за методикою, яка базується на математичній моделі (1.7), може бути суттєвою. Але враховуючи те, що використовувана модель є доволі компактною, простою і не потребує проведення додаткових вимірювань, відмовлятися від цього методу через його дещо високу неточність не доцільно. Попередній аналіз причин усіх складових сумарної похибки засвідчив їх однотипність, що значно спрощує можливість оптимізації її точності за рахунок використання не середніх значень коефіцієнтів впливу того чи іншого фактора на втрати електроенергії в електричних мережах низької напруги, а їх розмитих значень. Враховуючи неможливість телеметризації всіх споживачів цього класу напруги, принаймні на даному етапі розвитку вітчизняної енергетики, такий напрямок вирішення задачі підвищення точності оцінювання втрат електроенергії є актуальним.

Подання коефіцієнтів впливу у вигляді розмитих значень дає можливість представити математичну модель (1.7) у більш гнучкому вигляді. Ця задача вирішується використанням теорії нечітких множин, а саме, апарату нечіткої ідентифікації об'єкта.

2.2. Нечітка ідентифікація коефіцієнтів впливних факторів

2.2.1. Формалізація впливних факторів у вигляді лінгвістичних змінних.

Для усунення причин, описаних в підрозділі 2.1, які спричиняють доволі велику похибку оцінки втрат електроенергії, пропонується використовувати методи теорії нечітких множин для роботи з експертними базами знань в умовах невизначеності. Для цього використовується ряд принципів розробки математичної моделі [103].

Принцип лінгвістичності входних змінних, відповідно до якого фактори впливу розглядаються як лінгвістичні змінні, що оцінюються термами – словами деякої природної або штучної мови. Через функції належності терми формалізуються нечіткими множинами.

Принцип формування структури залежності «входи-вихід» у вигляді нечіткої бази знань. Нечітка база знань являє собою сукупність правил <Якщо «входи», тоді «вихід»>, які віддзеркалюють досвід експерта і його розуміння причинно-наслідкових зв'язків. Особливість цих висловлювань полягає в тому, що їх адекватність не змінюється при незначних коливаннях умов експерименту.

Принцип ієрархічності експертних знань. Використання цього принципу дозволяє подолати так зване «прокляття розмірності». При великій кількості факторів впливу формування правил <Якщо – тоді> стає досить складним. Це зумовлено тим, що в оперативній пам'яті людини одночасно може утримуватись не більше 7 ± 2 понять-ознак. Тому доцільно провести ієрархічну класифікацію факторів впливу і за нею побудувати дерево висновку, яке буде визначати систему вкладених одне в одне висловлювань-правил меншої розмірності. Ієрархічне представлення знань також суттєво зменшує необхідну кількість правил.

Принцип двоваріантної оцінки значень факторів впливу, відповідно до якого значення довільного фактора може бути задано як чітким числом, так і нечітким термом «Малий», «Середній», «Великий» тощо.

Принцип ідентифікації нечіткими базами знань. У відповідності з цим принципом, побудова нечіткої моделі оцінки втрат електроенергії здійснюється у два етапи, які, за аналогією з класичними методами [104], можна вважати етапами структурної і параметричної ідентифікації. Перший етап являє собою формування експертної нечіткої бази знань – грубої моделі оціночного значення втрат електроенергії. Чим вищий професійний рівень експерта, тим вища адекватність нечіткої моделі, побудованої на першому етапі. Однак, збіг результатів нечіткого висновку (теорія) і експериментальних даних не є гарантованим. Тому на другому етапі ідентифікації здійснюється настроювання нечіткої моделі за експериментальними даними. Воно зводиться до задачі нелінійної оптимізації, яка може бути вирішена відповідними методами математичного програмування.

Принцип α -рівневого узагальнення. У відповідності з ним визначені основні правила арифметичних операцій над нечіткими числами.

Таким чином розв'язання поставленої задачі буде складатися із чотирьох основних етапів, перший з яких можна назвати фазифікацією вхідних змінних – представлення їх у вигляді лінгвістичних змінних (терм-множин). Чим більша потужність (кількість) термів кожної лінгвістичної змінної (впливового фактора), який представляється нечіткою множиною, тим більшу гнучкість буде мати математична модель (1.7).

Для кожного поправочного коефіцієнта можна записати такий вираз:

$$y = f_y(x_1, x_2, \dots, x_n),$$

де y – це будь-який з шести коефіцієнтів впливних факторів; x_i – це впливні фактори, які визначають значення коефіцієнтів впливних факторів.

Для кількісних змінних передбачається, що області їх зміни відомі:

$$U_i = [\underline{x}_i, \overline{x}_i], \quad i = \overline{1, n},$$

$$Y = [\underline{y}, \overline{y}],$$

де $\underline{x}_i(\overline{x}_i)$ – нижнє (верхнє) значення вхідної змінної x_i , $i = \overline{1, n}$; $\underline{y}(\overline{y})$ – нижнє (верхнє) значення вихідної змінної y .

Кожна нечітка лінгвістична змінна складається, в нашому випадку, з трьох термів. Кожний впливний фактор буде мати такий аналітичний вигляд:

$$A_i = \{a_i^1, a_i^2, \dots, a_i^p\} \text{ – терм-множина змінної } x_i, \quad i = \overline{1, n},$$

де a_i^p – p -й лінгвістичний терм змінної x_i , $p = \overline{1, l_i}$, $i = \overline{1, n}$.

Назви окремих термів $a_i^1, a_i^2, \dots, a_i^p$ можуть відрізнятися один від одного для різних лінгвістичних змінних x_i , $i = \overline{1, n}$.

Під впливними факторами будемо розуміти:

1. Для k_ϕ :

k_M – відносна кількість споживання з мінімальним коефіцієнтом мінімуму, $k_{M_i} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Таким чином множина k_M складається з 11 елементів. Під мінімальним k_M будемо розуміти k_M – менше середнього.

t_m – відносна кількість споживання з максимальним часом використання максимуму, $t_{m_i} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина t_m складається з 11 елементів.

σ_Γ – частка споживання з мінімальним коефіцієнтом одночасності, $\sigma_{\Gamma_i} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина σ_Γ складається з 11 елементів. Коефіцієнт одночасності відповідає за часовий збіг максимумів окремих споживачів.

2. Для $k_{\text{нec}}$:

F_0 – переріз нульового проводу, мм^2 . Цей впливний фактор представлений такою множиною можливих значень 25, 35, 50, 70, 95, 120 мм^2 .

F_f – переріз фазного проводу. Цей впливний фактор представлений наступною множиною можливих значень 25, 35, 50, 70, 95, 120 мм^2 .

p_n – частка нерівномірно розподіленого по фазах навантаження, $p_{ni} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина p_n складається з 11 елементів.

3. Для $k_{\text{від}}$:

p_L – частка довжини відгалужень, $p_{Li} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Таким чином множина p_L складається з 11 елементів.

p_b – відношення перерізів проводу відгалуження та головної ділянки, в. о. Ця множина складається з 21 елемента, кожен з яких не виходить за межі [0,292, 3,43].

p – частка навантаження, приєднаного до відгалужень, $p_i \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина p складається з 11 елементів.

4. Для k_L :

d_p – частка навантаження, яке споживається населенням, $d_i \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина d_p складається з 11 елементів.

5. Для k_N :

N_f – частка фідерів з однаковим перерізом проводу, $N_{fi} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина N_f складається з 11 елементів.

p_f – частка фідерів з несумірно різними навантаженнями, $p_{fi} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина p_f складається з 11 елементів.

6. Для k_{ig} :

q_c – частка спожитої електроенергії промисловими споживачами, %; $q_{ci} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина q_c складається з 11 елементів.

q_k – частка скомпенсованої реактивної потужності, $q_{ki} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина q_k складається з 11 елементів.

Значення діапазонів можливих значень коефіцієнтів впливних факторів, крок та кількість елементів множин наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Вектори можливих значень вихідних змінних

Назва поправочного коефіцієнта	Позначення фактора	Позначення елемента множини	Діапазон зміни множини елементів	Крок	К-сть елементів множини
Коефіцієнт форми графіка навантаження	$k_{\phi}^{*1)}$	$k_{\phi i}$	[1 ... 2,25]	0,5	7
Коефіцієнт несиметрії навантаження фаз	$k_{нес}$	$k_{нес i}$	[1 ... 1,5]	0,1	6
Коефіцієнт відгалуження	$k_{від}$	$k_{від i}$	[0,6 ... 1]	0,05	10
Коефіцієнт розподілу навантаження вздовж фідера	k_L	k_{Li}	[0,4 ... 1]	0,1	7
Коефіцієнт неоднаковості густин струму в головних ділянках різних фідерів	k_N	k_{Ni}	[1 ... 1,5]	0,05	11
Коефіцієнт реактивної потужності	$k_{tg\phi}^{2)}$	$k_{tg\phi i}$	[1,04 ... 2]	0,1	8

$$1) k_{\phi}^* = k_{\phi}^2,$$

$$2) k_{tg\phi} = 1 + tg^2 \phi.$$

2.2.2. Побудова функції належності коефіцієнтів та факторів, від яких вони залежать.

Для використання принципу лінгвістичності вхідних змінних необхідно побудувати функції належності відповідних трьох термів «великий», «середній», «малий» усіх впливних факторів та коефіцієнтів, які будуть мати вигляд:

$$\tilde{A} = (\mu_A(u_1)/u_1, \mu_A(u_2)/u_2, \dots, \mu_A(u_k)/u_k), \quad (2.6)$$

де $\mu_A(u_i)$ – ступінь належності u_i елемента нечіткому терму $\tilde{A}$.

Після фазифікації впливних факторів отримуємо такий аналітичний вираз термів впливних факторів на прикладі k_M :

$$\left. \begin{aligned} \tilde{k}_{M(\text{високий})} &= \left\{ \frac{\mu_{(\text{високий})}(k_{M1})}{k_{M1}}, \frac{\mu_{(\text{високий})}(k_{M2})}{k_{M2}}, \dots, \frac{\mu_{(\text{високий})}(k_{Mn})}{k_{Mn}} \right\}; \\ \tilde{k}_{M(\text{середній})} &= \left\{ \frac{\mu_{(\text{середній})}(k_{M1})}{k_{M1}}, \frac{\mu_{(\text{середній})}(k_{M2})}{k_{M2}}, \dots, \frac{\mu_{(\text{середній})}(k_{Mn})}{k_{Mn}} \right\}; \\ \tilde{k}_{M(\text{низький})} &= \left\{ \frac{\mu_{(\text{низький})}(k_{M1})}{k_{M1}}, \frac{\mu_{(\text{низький})}(k_{M2})}{k_{M2}}, \dots, \frac{\mu_{(\text{низький})}(k_{Mn})}{k_{Mn}} \right\}. \end{aligned} \right\} \quad (2.7)$$

Після проведення фазифікації коефіцієнтів впливних факторів $(k_{\text{г}}, k_{\text{ф}}, k_L, k_N, k_{\text{від}}, k_{\text{нес}})$, їх можна аналітично відобразити таким чином (проілюструємо це на прикладі коефіцієнта розподілу навантаження вздовж фідера):

$$\left. \begin{aligned} \tilde{k}_{L(\text{високий})} &= \left\{ \frac{\mu_{(\text{високий})}(k_{L1})}{k_{L1}}, \frac{\mu_{(\text{високий})}(k_{L2})}{k_{L2}}, \dots, \frac{\mu_{(\text{високий})}(k_{Ln})}{k_{Ln}} \right\}; \\ \tilde{k}_{L(\text{середній})} &= \left\{ \frac{\mu_{(\text{середній})}(k_{L1})}{k_{L1}}, \frac{\mu_{(\text{середній})}(k_{L2})}{k_{L2}}, \dots, \frac{\mu_{(\text{середній})}(k_{Ln})}{k_{Ln}} \right\}; \\ \tilde{k}_{L(\text{низький})} &= \left\{ \frac{\mu_{(\text{низький})}(k_{L1})}{k_{L1}}, \frac{\mu_{(\text{низький})}(k_{L2})}{k_{L2}}, \dots, \frac{\mu_{(\text{низький})}(k_{Ln})}{k_{Ln}} \right\}. \end{aligned} \right\} (2.8)$$

Оберемо для розв'язку визначеної задачі оптимальний метод, враховуючи, що всі впливні фактори відповідно до п. 2.2.1 та всі поправочні коефіцієнти відповідно до табл. 2.1 є градуйованими величинами, та те, що надавати експертну інформацію для побудови буде група експертів.

Відповідно до [108] методи побудови функції належності поділяються на:

- прямі методи для одного експерта (метод семантичних диференціалів);
- опосередковані методи для одного експерта (метод парних порівнянь Сааті) [109, 110];
- прямі методи для багатьох експертів (метод Осіса);
- опосередковані методи для багатьох експертів (методи Шера, Кіквідзе);

Прямі методи визначаються тим, що експерт безпосередньо задає правила визначення значень функції належності, що характеризує це поняття. В опосередкованих методах значення функції належності вибираються таким чином, щоб задовольнити попередньо сформовані умови. Експертна інформація є тільки вихідними даними для подальшої обробки. Додаткові умови можуть накладатися як на вид інформації, яка отримується, так і на процедуру її обробки. Прикладом додаткових умов може бути близькість об'єкта до еталона.

На практиці прямим методом користуються для побудови функції належності градуйованих величин, тобто таких, які можна поміряти, а опосередковані для якісних величин. В останньому випадку експерту важко напряму визначити функцію належності без опосередкованих порівнянь з еталоном.

Таким чином, зважаючи на вищенаведене, для розв'язування поставленої задачі будемо використовувати прямі методи для багатьох експертів, а саме за методом Осіса, який передбачає проведення опитування експертів, щодо належності кожного об'єкта u_i до нечітких термів, та визначення ступенів належності $\mu_A(u_i)$ з виразу

$$\mu_A(u_i) = \frac{n_A}{n_\Sigma}, \quad (2.9)$$

де n_A – кількість експертів, які проголосували за відповідність цього елемента терму «А»; n_Σ – сумарна кількість експертів.

Як приклад, розрахуємо функції належності термів «малий», «середній», «великий» для відносної кількості споживачів з максимальним коефіцієнтом максимуму, що згідно з даними пп. 2.2.1 має такі межі області допустимих значень $[0, 100]$ з кроком у 10 %. Таким чином маємо такий ряд значень коефіцієнта у відносних одиницях $k_M = \{0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100\}$.

Спочатку проведемо опитування експертів щодо належності кожного елемента з множини k_M до зазначених трьох термів. В цьому опитуванні брали участь п'ять експертів. Результати наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Результати опитування експертів

№ ек.	Терм	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
1	М	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
	С	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
	В	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
2	М	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
	С	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
	В	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
3	М	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
	С	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
	В	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
4	М	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	С	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0
	В	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
5	М	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
	С	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
	В	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1

Далі просумуємо всі голоси, які віддавалися експертами за один і той же терм та відповідно до (2.9) розрахуємо ступені належності кожного з термів нечіткої змінної k_M . Результати розрахунків зведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Результати обробки точок зору експертів

Терм	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
М	5	5	5	4	0	0	0	0	0	0	0
	1	1	1	0,8	0	0	0	0	0	0	0
С	0	0	0	1	5	5	5	3	0	0	0
	0	0	0	0,2	1	1	1	0,6	0	0	0
В	0	0	0	0	0	0	0	2	5	5	5
	0	0	0	0	0	0	0	0,4	1	1	1

Таким чином функції належності впливового фактора k_M для термів «малий», «середній», «високий» матимуть такий вигляд:

$$\tilde{k}_{M(\text{високий})} = \left\{ \frac{0}{0\%}, \frac{0}{10\%}, \frac{0}{20\%}, \frac{0}{30\%}, \frac{0}{40\%}, \frac{0}{50\%}, \frac{0}{60\%}, \frac{0,4}{70\%}, \frac{1,0}{80\%}, \frac{1,0}{90\%}, \frac{1,0}{100\%} \right\};$$

$$\tilde{k}_{M(\text{середній})} = \left\{ \frac{0}{0\%}, \frac{0}{10\%}, \frac{0}{20\%}, \frac{0,2}{30\%}, \frac{1}{40\%}, \frac{1}{50\%}, \frac{1}{60\%}, \frac{0,6}{70\%}, \frac{0}{80\%}, \frac{0}{90\%}, \frac{0}{100\%} \right\};$$

$$\tilde{k}_{M(\text{малий})} = \left\{ \frac{1}{0\%}, \frac{1}{10\%}, \frac{1}{20\%}, \frac{0,8}{30\%}, \frac{0}{40\%}, \frac{0}{50\%}, \frac{0}{60\%}, \frac{0,4}{70\%}, \frac{1,0}{80\%}, \frac{1,0}{90\%}, \frac{1,0}{100\%} \right\}.$$

2.2.3. Формування нечіткої бази знань впливних коефіцієнтів

З даних пп. 2.2.1 та табл. 2.1 будуються нечіткі матриці знань, входами якої будуть терми впливних факторів, а вихідними – терми коефіцієнтів рівняння (1.7).

Нижче наведено загальний вигляд матриці знань ідентифікації коефіцієнтів врахування впливних факторів (див. табл. 2.4.) [104].

Таблиця 2.4

Матриця знань

Номер вхідної	Впливні фактори				Поправочні коефіцієнти
комбінації значень	x_1	x_2	$\dots x_i \dots$	x_n	y
11	a_1^{11}	a_2^{11}	$\dots a_i^{11} \dots$	a_n^{11}	
12	a_1^{12}	a_2^{12}	$\dots a_i^{12} \dots$	a_n^{12}	d_1
...					
1 k_1	$a_1^{1k_1}$	$a_2^{1k_1}$	$\dots a_i^{1k_1} \dots$	$a_n^{1k_1}$	
...					
j1	a_1^{j1}	a_2^{j1}	$\dots a_i^{j1} \dots$	a_n^{j1}	
j2	a_1^{j2}	a_2^{j2}	$\dots a_i^{j2} \dots$	a_n^{j2}	d_j
...					
j k_j	$a_1^{jk_j}$	$a_2^{jk_j}$	$\dots a_i^{jk_j} \dots$	$a_n^{jk_j}$	
...					
m1	a_1^{m1}	a_2^{m1}	$\dots a_i^{m1} \dots$	a_n^{m1}	
m2	a_1^{m2}	a_2^{m2}	$\dots a_i^{m2} \dots$	a_n^{m2}	d_m
...					
mk $_m$	$a_1^{mk_m}$	$a_2^{mk_m}$	$\dots a_i^{mk_m} \dots$	$a_n^{mk_m}$	

Введена матриця знань визначає систему логічних висловлювань типу «ЯКЩО – ТО, ІНАКШЕ». що зв'язують значення вхідних змінних $x_1 \div x_n$ з одним з можливих типів розв'язку d_j , $j = \overline{1, m}$:

$$\left. \begin{aligned}
 &\text{Якщо } (x_1 = a_1^{11}) \text{ і } (x_2 = a_2^{11}) \text{ і } \dots \text{ і } (x_n = a_n^{11}) \text{ або} \\
 &\quad (x_1 = a_1^{12}) \text{ і } (x_2 = a_2^{12}) \text{ і } \dots \text{ і } (x_n = a_n^{12}) \text{ або} \dots \\
 &\quad (x_1 = a_1^{1k_1}) \text{ і } (x_2 = a_2^{1k_1}) \text{ і } \dots \text{ і } (x_n = a_n^{1k_1}), \\
 &\text{Тоді } y = d_1, \text{ інакше} \dots \\
 &\text{Якщо } (x_1 = a_1^{21}) \text{ і } (x_2 = a_2^{21}) \text{ і } \dots \text{ і } (x_n = a_n^{21}) \text{ або} \\
 &\quad (x_1 = a_1^{22}) \text{ і } (x_2 = a_2^{22}) \text{ і } \dots \text{ і } (x_n = a_n^{22}) \text{ або} \dots \\
 &\quad (x_1 = a_1^{2k_2}) \text{ і } (x_2 = a_2^{2k_2}) \text{ і } \dots \text{ і } (x_n = a_n^{2k_2}), \\
 &\text{Тоді } y = d_j, \text{ інакше} \dots \\
 &\text{Якщо } (x_1 = a_1^{m1}) \text{ і } (x_2 = a_2^{m1}) \text{ і } \dots \text{ і } (x_n = a_n^{m1}) \text{ або} \\
 &\quad (x_1 = a_1^{m2}) \text{ і } (x_2 = a_2^{m2}) \text{ і } \dots \text{ і } (x_n = a_n^{m2}) \text{ або} \dots \\
 &\quad (x_1 = a_1^{mk_m}) \text{ і } (x_2 = a_2^{mk_m}) \text{ і } \dots \text{ і } (x_n = a_n^{mk_m}), \\
 &\text{Тоді } y = d_m,
 \end{aligned} \right\} \quad (2.10)$$

де $d_j(j=\overline{1,m})$ – лінгвістична оцінка вихідної змінної y , що визначається з терм множини D ; a_i^{jp} – лінгвістична оцінка вхідної змінної x_i в p -му рядку j -ї диз'юнкції, що вибирається з відповідної терм-множини A_i , $i=\overline{1,n}$, $j=\overline{1,m}$, $p=\overline{1,k_j}$.

Ця система логічних висловлювань (2.10) і є нечіткою базою знань.

Для зменшення кількості правил в зазначених нечітких базах знань пропонується використовувати оцінку чутливості кожного з коефіцієнтів до зміни одного з впливних факторів [111].

Також є можливість мінімізувати кількість правил за принципом: якщо правило має мінімальну вагу w впевненості експерта, то це правило треба відкинути.

На базі наведеної в загальному вигляді матриці знань (табл. 2.4), сформуємо нечіткі бази знань для кожного з коефіцієнтів, які враховують впливні фактори (табл. 2.6 – 2.11).

Таблиця 2.6

Нечітка база знань визначення $k_{\text{нес}}$

Якщо			Тоді
F_0	F_f	$n_{\text{пб}}$	$k_{\text{нес}}$
–	–	Велика	Великий
Великий	Великий	Середня	Великий
Великий	Великий	Мала	Малий
Великий	Середній	Мала	Малий
Великий	Малий	Середня	Великий
Великий	Малий	Мала	Середній

Таблиця 2.7

Нечітка база знань визначення $k_{\text{від}}$

Якщо			Тоді
n_L	$n_{\text{від}}$	p	$k_{\text{від}}$
Велика	Велике	Велике	Малий
Велика	Велике	Середнє	Малий
Велика	Мале	Велике	Великий
Середня	Мале	Середнє	Середній

Таблиця 2.8

Нечітка база знань визначення $k_{\text{ф}}$

Якщо			Тоді
k_m	t_m	σ_r	$k_{\text{ф}}^*$
Великий	Великий	–	Великий
Великий	Середній	Велике	Великий

Продовження табл. 2.8

Середній	Середній	Велике	Великий
Малий	Великий	Середнє	Великий
Малий	Великий	Мале	Середній
Малий	Середній	Мале	Малий

Таблиця 2.9

Нечітка база знань визначення k_g

Якщо		Тоді
q_c	q_k	k_{gdp}
Велика	Середня	Середній
Велика	Мала	Великий
Середня	Середня	Середній
Середня	Мала	Великий
–	Велика	Малий
Мала	–	Малий

Таблиця 2.10

Нечітка база знань визначення k_L

Якщо	Тоді
d_p	k_L
Велика	Малий
Середня	Середній
Мала	Великий

Таблиця 2.11

Нечітка база знань визначення k_N

Якщо		Тоді
N_f	p_f	k_N
Велика	Велика	Середній
Велика	Середня	Середній
Велика	Мала	Малий
Середня	Велика	Середній
Середня	Середня	Середній
Середня	Мала	Середній
Мала	Велика	Великий
Мала	Середня	Великий
Мала	Мала	Середній

З використанням операції $\cup$ (або) і $\cap$ (і) система логічних висловлювань (2.10) може бути переписана в більш компактному вигляді:

$$\bigcup_{p=1}^{k_j} \left[\bigcap_{i=1}^n (x_i = a_i^{jp}) \right] \longrightarrow y = d_j, \quad j = \overline{1, m}. \quad (2.11)$$

де $\cup$ та $\cap$ – t-норма та s-норма, тобто операції над функціями належності, що відповідають нечітким логічним операціям ТА і АБО в базі знань Мамдани. Ці норми реалізуються операціями знаходження мінімуму та максимуму.

Запишемо нечіткі логічні рівняння для моделювання коефіцієнтів впливних факторів відповідно до співвідношення (2.11) для баз знань, які наведені в табл. 2.6–2.11.

Для коефіцієнта несиметрії:

$$\mu^B(k_{\text{нес}}) = [\mu^B(n_{\text{пб}})] \cup [\mu^B(F_0) \cap \mu^B(F_f) \cap \mu^C(n_{\text{пб}})] \cup [\mu^B(F_0) \cap \mu^M(F_f) \cap \mu^C(n_{\text{пб}})];$$

$$\mu^C(k_{\text{нес}}) = [\mu^B(F_0) \cap \mu^M(F_f) \cap \mu^M(n_{\text{пб}})];$$

$$\mu^M(k_{\text{нес}}) = [\mu^B(F_0) \cap \mu^B(F_f) \cap \mu^M(n_{\text{пб}})] \cup [\mu^B(F_0) \cap \mu^C(F_f) \cap \mu^M(n_{\text{пб}})].$$

Для коефіцієнта відгалуження:

$$\mu^B(k_{\text{від}}) = [\mu^B(n_L) \cap \mu^M(n_{\text{від}}) \cap \mu^B(p)];$$

$$\mu^C(k_{\text{від}}) = [\mu^B(n_L) \cap \mu^B(n_{\text{від}}) \cap \mu^M(p)];$$

$$\mu^M(k_{\text{від}}) = [\mu^B(n_L) \cap \mu^B(n_{\text{від}}) \cap \mu^B(p)] \cup [\mu^B(n_L) \cap \mu^B(n_{\text{від}}) \cap \mu^C(p)].$$

Для коефіцієнта форми графіка навантаження:

$$\mu^B(k_{\text{ф*}}) = [\mu^B(k_M) \cap \mu^B(t_{\text{max}})] \cup [\mu^B(k_M) \cap \mu^C(t_{\text{max}}) \cap \mu^B(\sigma_r)] \cup [\mu^C(k_M) \cap \mu^C(t_{\text{max}}) \cap \mu^B(\sigma_r)] \cup [\mu^M(k_M) \cap \mu^B(t_{\text{max}}) \cap \mu^C(\sigma_r)];$$

$$\mu^C(k_{\text{ф*}}) = [\mu^M(k_M) \cap \mu^B(t_{\text{max}}) \cap \mu^M(\sigma_r)];$$

$$\mu^M(k_{\text{ф*}}) = [\mu^M(k_M) \cap \mu^C(t_{\text{max}}) \cap \mu^M(\sigma_r)].$$

Для коефіцієнта використання реактивної потужності:

$$\mu^B(k_{\text{ігф}}) = [\mu^B(q_c) \cap \mu^M(q_k)] \cup [\mu^C(q_c) \cap \mu^M(q_k)];$$

$$\mu^C(k_{\text{ігф}}) = [\mu^B(q_c) \cap \mu^C(q_k)] \cup [\mu^C(q_c) \cap \mu^C(q_k)];$$

$$\mu^M(k_{\text{ігф}}) = [\mu^B(q_k)] \cup [\mu^H(q_c)].$$

Для коефіцієнта розподілу навантаження вздовж фідера:

$$\mu^B(k_L) = [\mu^M(d_p)];$$

$$\mu^C(k_L) = [\mu^C(d_p)];$$

$$\mu^M(k_L) = [\mu^B(d_p)].$$

Для коефіцієнта неоднаковості густин струму в головних ділянках різних фідерів:

$$\begin{aligned}\mu^B(k_N) &= [\mu^M(N_f) \cap \mu^B(p_f)] \cup [\mu^M(N_f) \cap \mu^C(p_f)]; \\ \mu^C(k_N) &= [\mu^B(N_f) \cap \mu^B(p_f)] \cup [\mu^B(N_f) \cap \mu^C(p_f)] \cup [\mu^C(N_f) \cap \mu^B(p_f)] \cup \\ &\quad \cup [\mu^C(N_f) \cap \mu^C(p_f)] \cup [\mu^C(N_f) \cap \mu^M(p_f)] \cup [\mu^M(N_f) \cap \mu^M(p_f)]; \\ \mu^M(k_N) &= [\mu^B(N_f) \cap \mu^M(p_f)].\end{aligned}$$

Враховуючи ієрархічність структури нечіткого висновку, будемо використовувати для моделювання коефіцієнтів впливних факторів нечітку базу знань типу Мамдані [103], в якій значення вхідної і вихідної змінної задані нечіткими множинами. Введемо позначення, які необхідні для подальшого викладення матеріалу:

$\mu_j(x_i)$ – функція належності входу x_i нечіткому терму $a_{i,jp}$, тобто

$$a_{i,jp} = \int_{x_i}^{\bar{x}_i} \mu_{jp}(x_i) / x_i, \quad x_i \in [\underline{x}_i, \bar{x}_i];$$

$\mu_{d_j}(y)$ – функція належності виходу y нечіткому терму d_j , тобто

$$d_j = \int_{\underline{y}}^{\bar{y}} \mu_{d_j}(y) / y, \quad y \in [\underline{y}, \bar{y}].$$

Ступені належності вхідного вектора $X^* = (x_1^*, x_1^*, \dots, x_n^*)$ нечітким термам d_j з бази знань розраховуються з виразу (2.12). Тільки замість змінних y ньому будуть фігурувати функції приналежності даних змінних.

В результаті отримуємо таку нечітку множину:

$$\tilde{y} = \frac{\mu_{d1}(X^*)}{d_1} + \frac{\mu_{d2}(X^*)}{d_2} + \dots + \frac{\mu_{dm}(X^*)}{d_m}. \quad (2.12)$$

Особливістю цієї нечіткої множини є те, що універсальною множиною для неї є терм-множини вихідної змінної y . Такі нечіткі множини є нечіткими множинами другого порядку.

Для переходу від нечіткої множини, заданої на універсальній множині нечітких термів як $\{d_1, d_2, \dots, d_m\}$, до нечіткої множини на інтервалі $[\underline{y}, \bar{y}]$ необхідно, по-перше, «зрізати» функції приналежності $\mu_{d_j}(y)$ на рівні $\mu_{d_j}(X^*)$, по-друге, агрегувати отримані нечіткі множини. Таким чином отримується

$$\tilde{y} = \text{agg} \left(\int_{j=1, m}^{\bar{y}} \min(\mu_{d_j}(X^*), \mu_{d_j}(y)) / y \right),$$

де agg – об'єднання нечітких множин, яке реалізується операцією знаходження максимуму.

Чітке значення виходу u , яке відповідає вхідному вектору X^* , визначається в результаті операції дефазифікації нечіткої множини $\tilde{u}$ за методом центра максимумів – це дасть можливість в подальшому говорити про можливість оцінити методичну похибку методу розрахунку втрат електроенергії через нечітке значення втрат u α -рівневого вигляді.

В методі центра максимумів знаходиться середнє арифметичне елементів універсальної множини, які мають максимальні функції належностей

$$a = \frac{\sum_{u_j \in G} u_j}{|G|}, \quad (2.13)$$

де $|G|$ – потужність множини G , елементами якої є значення з максимальною функцією належності.

Відповідно до попередніх кроків розрахунку отримаємо вихідні нечіткі значення коефіцієнта форми графіка навантаження

$$\tilde{k}_{\phi^*} = \frac{\mu_{k_{\phi 1}}(k_M^*, t_m^*, \sigma_r^*)}{k_{\phi 1}} + \frac{\mu_{k_{\phi 2}}(k_M^*, t_m^*, \sigma_r^*)}{k_{\phi 2}} + \dots + \frac{\mu_{k_{\phi m}}(k_M^*, t_m^*, \sigma_r^*)}{k_{\phi m}}.$$

В результаті проведеного дослідження отримано грубу математичну модель визначення нечітких значень коефіцієнтів впливних факторів моделі (1.7), що дає можливість на базі експертної інформації проводити оперативну їх ідентифікацію в задачах розрахунку втрат електроенергії в мережах низької напруги.

2.3. Оцінювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги на базі принципу α -узагальнення

2.3.1. Основні засади α -рівневого узагальнення

Враховуючи те, що математична модель (1.7) має простий та зрозумілий вигляд, основною задачею нашого дослідження є покращення точності оцінки втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах, не змінюючи аналітичного вигляду самої математичної моделі. Через те, що покращення точності оцінки виконується за рахунок представлення коефіцієнтів у вигляді нечітких множин, постала необхідність у використанні апарату узагальнення. Для цього пропонується використовувати α -рівневий принцип узагальнення [65], який дозволяє перетворити аналітичні моделі таким чином, щоб в якості їх параметрів використовувалися нечіткі числа.

Відповідно до α -рівневого принципу узагальнення: якщо $y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ – функція від n незалежних змінних та аргументи x_i задані нечіткими числами $\tilde{x}_i = \bigcup_{\alpha \in [0,1]} (\underline{x}_{i,\alpha}, \bar{x}_{i,\alpha})$, $i = \overline{1, n}$, то значенням функції $\tilde{y} = f(\tilde{x}_1, \tilde{x}_2, \dots, \tilde{x}_n)$ є нечітке число: $\tilde{y} = \bigcup_{\alpha \in [0,1]} (\underline{y}_\alpha, \bar{y}_\alpha)$, де $\underline{y}_\alpha = \inf_{x_{1,\alpha} \in [\underline{x}_{1,\alpha}, \bar{x}_{1,\alpha}]} (f(x_{1,\alpha}, x_{2,\alpha}, \dots, x_{n,\alpha}))$ та $\bar{y}_\alpha = \sup_{x_{1,\alpha} \in [\underline{x}_{1,\alpha}, \bar{x}_{1,\alpha}]} (f(x_{1,\alpha}, x_{2,\alpha}, \dots, x_{n,\alpha}))$.

Таблиця 2.12

Правила виконання арифметичних операцій

Арифметична операція	$\underline{y}$	$\bar{y}$
$\tilde{y} = \tilde{x}_1 + \tilde{x}_2$	$\underline{x}_1 + \underline{x}_2$	$\bar{x}_1 + \bar{x}_2$
$\tilde{y} = \tilde{x}_1 - \tilde{x}_2$	$\underline{x}_1 - \underline{x}_2$	$\bar{x}_1 - \bar{x}_2$
$\tilde{y} = \tilde{x}_1 \cdot \tilde{x}_2$	$\underline{x}_1 \cdot \underline{x}_2$	$\bar{x}_1 \cdot \bar{x}_2$
$\tilde{y} = \tilde{x}_1 / \tilde{x}_2$	$\underline{x}_1 / \underline{x}_2$	$\bar{x}_1 / \bar{x}_2$

Таким чином, з урахуванням наведених формул в табл. 2.12 можна провести математичну операцію перемноження усіх складових аналітичного виразу 1.9, в якому фігурують як чітко задані числа (кількість днів розрахункового періоду, сумарна довжина ЛЕП та кількість відпущеної до шин низької напруги енергії за розрахунковий період) так і нечітко задані числа (коефіцієнти впливних факторів).

Для виконання операції перемноження множників (1.7) необхідно представити нечіткі терм-множини коефіцієнтів впливних факторів у α -рівневою вигляді.

В цьому випадку необхідно провести два перетворення: по-перше, перейти від l -форми до трапецієвидної форми нечіткого числа, по-друге, перейти до α -рівневої форми запису трапецієвидної форми нечіткого числа.

Ми маємо шість коефіцієнтів, кожен з яких представлений у вигляді трьох нечітких термів: «малий», «середній», «високий».

У вигляді l -форми запису маємо:

$$\tilde{q} = \langle \underline{q}, \bar{q}, l \rangle, \quad (2.14)$$

де $\underline{q}(\bar{q})$ – нижня (верхня) межа зміни параметра q ; l – лінгвістична оцінка параметра q у діапазоні $[\underline{q}, \bar{q}]$, причому $l \in L = \{l_1, l_2, \dots, l_m\}$; L – лінійно-впорядковане за принципом від «найменшої» до «найбільшої» множини лінгвістичних термів для якісної оцінки параметра q .

Параметри нечіткого числа з трапецієвидною формою будуть визначені:

для нульового α -рівня

$$\underline{q}_0(l_i) = \underline{q}, \quad \bar{q}_0(l_i) = \bar{q}; \quad (2.15)$$

для одиничного α -рівня

$$\underline{q}_1(l_i) = \underline{q} + \frac{2 \cdot (i-1) \cdot (\bar{q} - \underline{q})}{2 \cdot m - 1}, \quad \bar{q}_1(l_i) = \bar{q} + \frac{(2 \cdot i - 1) \cdot (\bar{q} - \underline{q})}{2 \cdot m - 1}. \quad (2.16)$$

Представлення у α -рівневому форматі:

$$\underline{q}_\alpha = \underline{q}_0 + (\underline{q}_1 - \underline{q}_0) \cdot \alpha, \quad \bar{q}_\alpha = \bar{q}_0 + (\bar{q}_1 - \bar{q}_0) \cdot \alpha, \quad \alpha \in [0,1]. \quad (2.17)$$

Побудувавши для кожного терму з шости коефіцієнтів трапеції-дальні функції належності та розбивши їх на два α -рівня: $\alpha_1 = 0$, $\alpha_2 = 1$, перемножуємо складові (1.7) відповідно до формул наведених в табл. 2.12. Таким чином, отримуємо нечіткі значення втрат електроенергії, яке дефазифікується за методом центра максимумів (2.13).

Таким чином, запропонований алгоритм оцінки втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ можна зобразити у вигляді модифікованого дерева логічного висновку (рис. 2.1.).

Слово «модифікований» у назві обумовлено дещо іншою структурою логічного дерева. Зазвичай дерево логічного висновку передбачає послідовну операцію отримання нечітких виходів на базі лише нечіткої логіки. В даному випадку пропонується не змінювати математичну модель (1.7), оскільки вона є доволі простою для наочного сприйняття та розуміння. Тому для розв'язування даної задачі передбачається проводити операції множення нечітких та чітких значень між собою за допомогою α -рівневого принципу узагальнення.

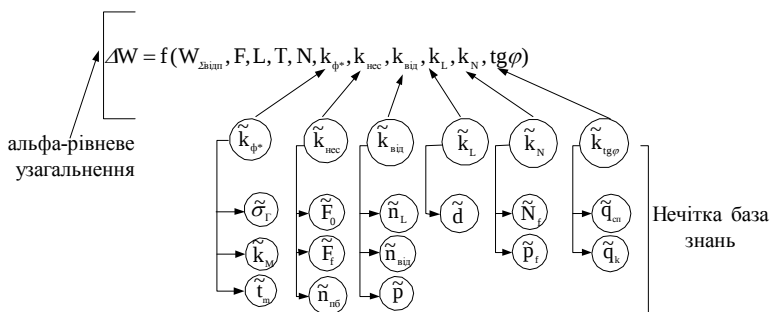


Рис. 2.1. Модифіковане дерево логічного висновку

2.3.2. Визначення похибки розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги розробленим методом за допомогою інтервалів невизначеності

Існують два класичних підходи до визначення точності математичної моделі та побудованого на її базі методу:

1. Порівняння виходів, які отримані із побудованої математичної моделі з експериментальними виходами (виходами поелементного методу розрахунку).

2. Використання інтервалів невизначеності вихідної величини для розрахунку похибки відповідно до [14]:

$$\delta_w = \frac{\Delta W_{\max} - \Delta W_{\min}}{6 \cdot \Delta W_p} \cdot 100, \quad (2.18)$$

де δ_w – значення похибки визначення втрат; $\Delta W_{\min}$, $\Delta W_{\max}$ – мінімальне та максимальне значення змінних втрат електроенергії; ΔW_p – дефазифіковане значення втрат електроенергії. Число 6 у знаменнику відповідає імовірності 99,7 % попадання значення втрат в інтервал.

Використовуючи відповідність нормального закону розподілу похибки визначення втрат функції належності їх нечіткого значення α -рівневого вигляду відповідно [112] та, за умови, що дефазифікація нечіткого числа відбувається за методом центра максимумів (2.13), є можливість паралельно з оцінкою втрат електроенергії проводити оцінку методичної похибки їх визначення (рис. 2.2).

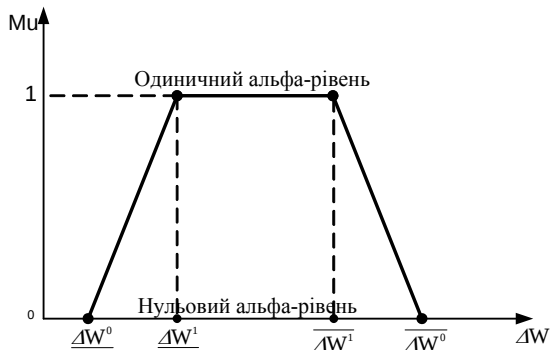


Рис. 2.2. Графічна інтерпретація нечіткої множини втрат електроенергії, розбитої на два альфа-рівні

Відповідно до рис. 2.2, ядро нечіткого значення коефіцієнтів буде відповідати значенню останніх, яке має найвищу міру впевненості експерта, а межі довірчого інтервалу невизначеностей відповідають межах одиничного α -рівня $[\underline{\Delta W}_1, \overline{\Delta W}_1]$. Нульовий альфа-рівень $[\underline{\Delta W}^0, \overline{\Delta W}^0]$ відповідає інтервалу невизначеності втрат електроенергії у випадку представлення коефіцієнтів у вигляді їх середніх значень.

Таким чином є можливість паралельно з визначенням змінних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах низької напруги, визначати за (2.18) їх похибку.

Висновки до розділу

1. Методична похибка оцінки втрат електроенергії за узагальненими параметрами в низьковольтних електричних мережах є досить суттєвою (може досягати 30 %). Основною причиною, яка обумовлює підвищене значення похибки оцінювання втрат електроенергії, є усереднене значення коефіцієнтів впливних факторів.

2. Значення усереднених коефіцієнтів визначається з використанням експертної інформації, отже їх значення носить нечіткий характер. В цьому випадку для підвищення точності визначення їх значень пропонується представляти їх у вигляді нечітких множин. В результаті, розроблено новий метод визначення коефіцієнтів впливних факторів методу оцінки втрат електроенергії за узагальненими параметрами на базі ідентифікації їх експертними базами знань.

3. Представлення нечітких значень коефіцієнтів впливних факторів у вигляді альфа-рівнів дозволило підвищити точність методу оцінки втрат електроенергії в низьковольтних мережах за узагальненими параметрами та визначати втрати електроенергії у вигляді інтервального значення. Визначення втрат електроенергії у вигляді інтервалів є необхідною умовою ефективного планування заходів зі зниження втрат електроенергії.

4. Представлення інтервалу невизначеності втрат електроенергії одиничним альфа-рівнем дозволило оцінити похибку математичної моделі розрахунку втрат електроенергії без проведення низки додаткових обчислень.

3. РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ ОЦІНЮВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ

Метод оцінювання втрат за узагальненими параметрами не потребує проведення додаткових вимірювань режимних параметрів, а оперує лише значенням сумарної електроенергії, яка відпущена у мережу та схемними параметрами (сумарна довжина ЛЕП, переріз та ін.). Враховуючи те, що рівень вимірювальної техніки та автоматизації розподільних електричних мереж постійно розвивається, періодично проводяться контрольні вимірювання режимних параметрів та аудит відпущеної електроенергії споживачу, з'являється можливість залучати цей об'єм інформації до розрахунку втрат електроенергії. Виходячи з цього, в третьому розділі розглядається розвиток підходу оптимізації нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів, які були запропоновані у попередньому розділі, шляхом залучення додаткової інформації про режимні та схемні параметри електричної мережі, а також розробленню алгоритмічних структур розрахунку втрат електроенергії в розподільних електричних мережах на базі відомих підходів.

3.1. Підвищення точності нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів засобами теорії оптимізації

Як вже відзначалося в попередніх розділах для розподільних електричних мереж характерний низький рівень якості та кількості вихідної інформації. Під недостатньою якістю, будемо розуміти неможливість провести аудит поопорних схем електричної мережі низької напруги, що призводить до значних неточностей. Під недостатньою кількістю – неможливість одночасної фіксації відпущеної електроенергії всім споживачам. За таких умов використання експертної інформації є виправданим. Але і ця інформація не вирізняється точністю. Тому в нашій роботі пропонується за рахунок інформації, яка надходить від режимних вимірювань та даних періодичного аудиту споживання електроенергії, проводити оптимізацію нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів.

3.1.1. Постановка задачі оптимізації нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів

Відповідно до [104, 113–114], основними параметрами, які можна змінювати під час розв’язування задачі оптимізації нечітких баз знань є: для правил баз знань – вагові коефіцієнти правил, для Гаусової функції належності – координата максимуму та коефіцієнт концентрації.

З урахуванням вагових коефіцієнтів w база знань матиме такий вигляд (на прикладі коефіцієнта форми графіка навантаження $k_{\phi^*} = f(k_M, t_m, \sigma_\Gamma)$):

якщо $(k_M = B) \text{ і } (t_m = B) \text{ і } (\sigma_\Gamma = -)$ (з вагою w_{11}) або
 $(k_M = B) \text{ і } (t_m = C) \text{ і } (\sigma_\Gamma = B)$ (з вагою w_{12}) або
 $(k_M = C) \text{ і } (t_m = C) \text{ і } (\sigma_\Gamma = B)$ (з вагою w_{13}) або
 $(k_M = M) \text{ і } (t_m = B) \text{ і } (\sigma_\Gamma = C)$ (з вагою w_{14}),

тоді $k_{\phi^*} = B$,

інакше якщо $(k_M = M) \text{ і } (t_m = B) \text{ і } (\sigma_\Gamma = M)$ (з вагою w_{21}),

тоді $k_{\phi^*} = C$,

інакше якщо $(k_M = M) \text{ і } (t_m = C) \text{ і } (\sigma_\Gamma = M)$ (з вагою w_{31}),

тоді $k_{\phi^*} = M$.

Вагою правила є число, яке знаходиться в інтервалі $[0, 1]$. Це число характеризує суб’єктивну міру впевненості експерта в правильності цього правила. До настройки бази знань, вага правила приймає значення 1.

Вплив коефіцієнта концентрації та координати максимуму на форму функції належності матиме такий вигляд:

$$\mu_q(q) = \exp\left(-\frac{(q-b)^2}{2 \cdot c^2}\right), \quad (3.1)$$

де q – вхідна змінна; b – координата максимуму; c – коефіцієнт концентрації.

Таким чином, математична модель матиме такий вигляд:

$$k_{\phi^*} = F(k_M, t_m, \sigma_\Gamma, W, B, C),$$

де $k_M = (k_{M1}, k_{M2}, \dots, k_{M11})$; $t_m = (t_{m1}, t_{m2}, \dots, t_{m11})$;

$\sigma_\Gamma = (\sigma_{\Gamma1}, \sigma_{\Gamma2}, \dots, \sigma_{\Gamma11})$; $W = (w_1, w_2, \dots, w_6)$;

$B = (b_1^{K_M}, b_2^{K_M}, b_3^{K_M}, b_1^{t_{\max}}, b_2^{t_{\max}}, b_3^{t_{\max}}, b_1^{\sigma_{\Gamma1}}, b_2^{\sigma_{\Gamma2}}, b_3^{\sigma_{\Gamma3}})$;

$C = (c_1^{K_M}, c_2^{K_M}, c_3^{K_M}, c_1^{t_{\max}}, c_2^{t_{\max}}, c_3^{t_{\max}}, c_1^{\sigma_{\Gamma1}}, c_2^{\sigma_{\Gamma2}}, c_3^{\sigma_{\Gamma3}})$.

Кількість елементів в нашому випадку буде дорівнювати $n = i + 6 \cdot j = 24$.

У відповідності з методом найменших квадратів задача оптимального налагоджування нечіткої моделі може бути сформульована таким чином.

Знайти вектор (W, B, C) , який задовольняє обмеження

$$w_i \in [\underline{w}_i, \bar{w}_i], \quad i = \overline{1, 6}, \quad b_j \in [\underline{b}_j, \bar{b}_j], \quad c_j \in [\underline{c}_j, \bar{c}_j], \quad j = \overline{1, 3},$$

де кількість обмежень на ваги правил і визначена кількістю правил бази знань (наприклад, для k_{ϕ^*} їх 6), а кількість обмежень на коефіцієнти концентрації та координати максимуму функції належності j – кількістю термів.

В результаті розв'язання задачі оптимізації, вектор (W, B, C) забезпечує виконання такої цільової функції

$$\sum_{l=1}^M \left[F((k_M, t_m, \sigma_\Gamma)^l, W, B, C) - k_{\phi^*}^l \right]^2 = \min_{W, B, C}, \quad (3.2)$$

де M – кількість пар навчальної вибірки $((k_M, t_m, \sigma_\Gamma)^l, (k_{\phi^*})^l)$; l – індекс пари; W, B, C – вектори незалежних змінних. Навчальна вибірка формується за результатами режимних вимірів або математичного моделювання.

3.1.2. Вибір методу для розв'язування задачі оптимізації нечітких баз знань

Зазвичай, для оптимізації нечітких баз знань використовують квазіньютонівські методи оптимізації [115] та методи випадкового пошуку, а саме генетичної оптимізації [101, 104, 116, 117].

Проаналізуємо особливості розв'язування задач оптимізації квазіньютонівським методом Пройдена–Глетчера–Шенно. Цей метод має такий алгоритм:

```

< Ініціалізувати максимальну кількість ітерацій  $K$ , кількість змінних  $N$ ; початкове наближення до точки локального оптимуму  $X^{(0)}$ ; параметр збіжності алгоритму  $\varepsilon_1$ ; параметр збіжності вздовж прямої  $\varepsilon_2$  >;
For  $k = 0 \dots K$ 
  < Розрахувати компоненти  $n$ -вимірною вектор-стовпця  $\nabla f(X^{(k)})$  >;
  If <  $\|\nabla f(X^{(k)})\| \leq \varepsilon_1$  >
    Break

```

Else

⟨ розрахувати $s(X^{(k)})$ ⟩;

End;

If ⟨ $\nabla f(X^{(k)})^T \cdot s(X^{(k)}) < 0$ ⟩;

⟨ прийняти $X^{(k+1)} = X^{(k)} + \alpha^{(k)} \cdot s(X^{(k)})$ ⟩;

Else

⟨ $A^{(k+1)} = [I - \frac{\Delta X^{(k)} \cdot \Delta g^{(k)T}}{\Delta X^{(k)T} \cdot \Delta g^{(k)}}] \cdot A^{(k)} \cdot [I - \frac{\Delta X^{(k)} \cdot \Delta g^{(k)T}}{\Delta X^{(k)T} \cdot \Delta g^{(k)}}] + \frac{\Delta X^{(k)} \cdot \Delta x^{(k)T}}{\Delta X^{(k)T} \cdot \Delta g^{(k)}}$ ⟩;

⟨ $s(X^{(k)}) = -A^{(k)} \nabla f(X^{(k)})$ ⟩;

⟨ $f(X^{(k)} + \alpha^{(k)} \cdot s(X^{(k)})) \rightarrow \min$ ⟩;

End;

If ⟨ $f(x^{(k+1)}) < f(x^{(k)})$ ⟩;

⟨ $\|\Delta X\| / \|X^{(k)}\| \leq \varepsilon_1$ ⟩;

End;

End.

де $\nabla f(X^{(k)})$ – перша похідна функції f по вектору змінних X на k -му кроці розрахунку; $s(X^{(k)})$ – напрямок пошуку у N -вимірному просторі вектора керованих змінних X ; $\alpha^{(k)}$ – параметр, який характеризує довжину кроку; $A^{(k+1)}$ – матриця метрики-обернена до матриці других похідних Гессе.

На відміну від розв’язування задач оптимізації квазіньютонівським методом Пройдена–Глетчера–Шенно, типова генетична модель оптимізації реалізується такою процедурою [103]:

⟨ Ініціалізувати початкову популяцію $X^{<0>} = \{X_1^{<0>}, X_2^{<0>}, \dots, X_{\text{pop_size}}^{<0>}\}$ ⟩;

⟨ Оцінити фітнес-функцію хромосом початкової популяції $X^{<0>}$ ⟩;

For $t=1 \dots \text{num_iter}$

⟨ Ініціалізувати $X^{<C>} := \emptyset$ ⟩;

For $i=1 \dots \text{num_cross}$

⟨ Вибрати з популяції $X^{<t>}$ дві хромосоми $X_{k1}^{<t>}$ та $X_{k2}^{<t>}$ ⟩;

⟨ Виконати операцію схрещування $(X_1, X_2) = C(X_{k1}^{<t>}, X_{k2}^{<t>})$ ⟩;

⟨ Присвоїти $X^{<C>} := \{X^{<C>}, X_1, X_2\}$ ⟩;

End;

⟨ Ініціалізувати $X^{<M>} := \emptyset$ ⟩;

For $i=1 \dots \text{num_mut}$

⟨ Вибрати з популяції $X^{<p>}$ хромосому $X_k^{<p>}$ ⟩;

⟨ Виконати операцію мутації $X = M(X_k^{<p>})$ ⟩;

$\langle$ Присвоїти $X^{<M>} := \{X^{<M>}, X\}$ $\rangle$;
End;
 $\langle$ Оцінити фітнес-функцію нових хромосом $X^{<C>}$ та $X^{<M>}$ $\rangle$;
 $\langle$ Виконати селекцію $X^{<+>} = R(\{X^t, X^{<C>}, X^{<M>}\})$ $\rangle$;

End.

де С – позначення операції схрещування; М– позначення операції мутації; R – позначення операції селекції.

Виходячи з наведених алгоритмів, можна зробити такий висновок:

- метод Пройдена–Глетчера–Шенно матиме більшу швидкість знаходження оптимуму за рахунок пошуку останнього в одному напрямку;
- методи генетичної оптимізації не потребують визначення похідних цільової функції;
- методи генетичної оптимізації виконують пошук оптимуму у всіх можливих напрямках, що дає можливість знайти саме глобальний оптимум цільової функції.

За таких умов, саме для настроювання нечітких баз знань пріоритетним є використання методів генетичної оптимізації.

3.1.3. Реалізація генетичного алгоритму в задачах настроювання нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів оцінювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги

Кодування хромосом. Об'єднаємо вектори незалежних змінних, а саме: ваг правил W, координат максимумів В та коефіцієнтів концентрації С в один вектор

$$Z = (W, B, C).$$

Розпишемо на прикладі нечіткої бази знань ідентифікації коефіцієнта форми графіка

$$Z = (w_1, \dots, w_6, b_M^{k_M}, b_l^{t_m}, b_l^{\sigma_{\Gamma 1}}, c_l^{k_M}, c_l^{t_m}, c_l^{\sigma_{\Gamma}}),$$

де $l = \overline{1, 3}$.

Таким чином, код нечіткої бази знань ідентифікації коефіцієнта форми графіка навантаження (нечітка модель хромосоми) матиме такий вигляд (табл. 3.1).

Таблиця 3.1

Нечітка модель хромосоми

k_M					t_m		σ_{Γ}					Вага		
$b_M^{k_M}$	$c_M^{k_M}$	..	$b_B^{k_M}$	$c_B^{k_M}$	..	..	$b_M^{k_M}$	$c_M^{k_M}$	..	$b_B^{k_M}$	$c_B^{k_M}$	w_1	..	w_6

Селекція. Ця операція представляє собою вибір найкращих хромосом (векторів S) з найбільшою фітнес-функцією, яка є оберненим виразом (3.1).

$$FF = -\sum_{l=1}^M \left[F\left((k_M, t_m, \sigma_\Gamma)^l, W, B, C\right) - k_{\phi^*}^l \right]^2. \quad (3.3)$$

Таким чином, виконується умова: фітнес-функція більша для краще настроєних баз знань.

Схрещення. Ця операція виконується на базі раніше проведеної операції селекції, а саме вибір батьків для операції схрещення відбувається таким чином: для кожної хромосоми S_i ставиться у відповідність імовірність попадання у батьківський пул:

$$p_i = \frac{FF(S_i)}{\sum_{j=1}^k FF(S_j)}, \quad (3.4)$$

де k – кількість згенерованих під час ініціалізації хромосом.

Селекція батьків виконується за методом «колесо рулетки», відповідно до якого: порівнюється імовірність отримана з (3.4) з випадково згенерованим числом z в інтервалі $[0, 1]$. Якщо імовірність більша – хромосома попадає у батьківський пул

Після формування батьківського пулу проводиться обмін частинами генів між всіма парами хромосом. В цій роботі пропонується використовувати класичний кросенгвер однієї точки (рис. 3.1) [117].

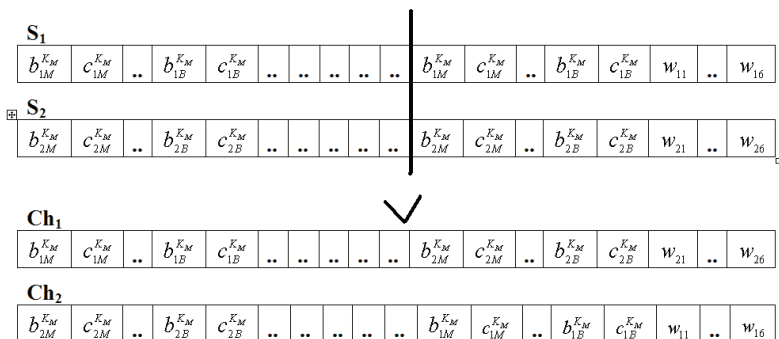


Рис. 3.1. Реалізація точкового кросенгвера

Під час реалізації операції схрещування відбувається контроль за порядком термів.

В сумі, після проведення операції схрещення, кількість хромосом збільшується та складатиме

$$k^{(1)} = k^{(0)} + k^{(0)} \cdot p_c. \quad (3.5)$$

Для відновлення початкової кількості хромосом необхідно провести оцінку фітнес-функцій (3.3) та відкинути $k^{(0)} \cdot p_c$ з найменшим її значенням з (3.5).

Мутація. Ця операція $Mu(Z)$ передбачає випадкову зміну кожного з гена хромосом з імовірністю p_m , яка визначатиметься у вигляді відношення кількості генів, які будуть піддаватися мутації до загальної кількості генів – 24 гена.

В результаті мутації:

по-перше, генерується $z = \text{RANDOM}([0,1])$ для кожного гену хромосоми;

по-друге, якщо виконується умова $z > p_m$ (аналогічна операції вибору батьківського пулу в операції схрещення засобами методу «колоесо рулетки»), то даний ген змінюється відповідно до універсальних множин відповідних векторів

$$Mu(w_j) = \text{RANDOM}([0,1]), j = \overline{1,6}.$$

Для кожного терму («малий», «середній», «високий») по $k_M, t_{\max}, \sigma_r$.

$$Mu(b) = \text{RANDOM}([b, \bar{b}]);$$

$$Mu(c) = \text{RANDOM}([c, \bar{c}]).$$

Алгоритм буде завершений за умови, що $FF(S_i) = 0$ з наперед заданою похибкою ε_1 .

Таким чином, алгоритм генетичної оптимізації нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів, який з складається з описаних вище операцій генерації, селекції, схрещення та мутації буде мати вигляд (рис. 3.2).

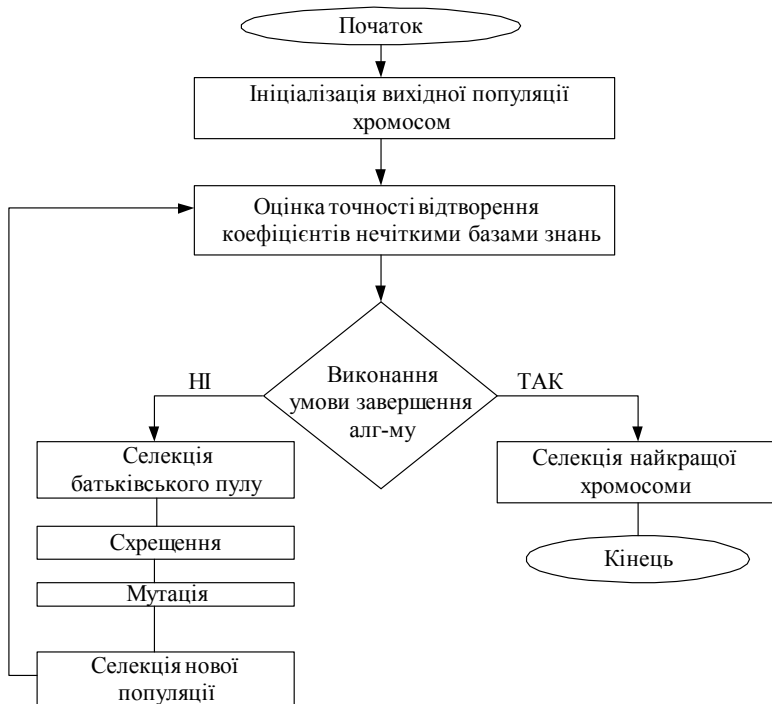


Рис. 3.2. Генетична оптимізація нечітких баз знань

3.1.4. Формування тестової, навчальної та контрольної вибірок на базі даних режимних вимірювань для розв’язання задачі оптимізації баз знань ідентифікації коефіцієнтів

Як вже зазначалося в попередніх пунктах, інформація про пасивні параметри електричної мережі низької напруги надходить з поопорних схем, які складаються та перевіряються працівниками РЕМів.

В цих схемах зазначається:

1. Номінальна потужність РТ-10/0,4, S_{HT} ;
2. Кількість фідерів 0,38 кВ, N ;
3. Марка проводу (переріз), F ;
4. Довжина кожної ділянки, L_i ;
5. Кількість фаз, n ;
6. Тип споживача: «населення», «побут», «промисловість».

Режимна інформація про споживання кожного ТП-10/0,38 $W_{\text{Тп}} (W_{\text{Тп}})$ – активна (реактивна по годинах) або фідерів 0,38 кВ $W_{\text{Фі}} (W_{\text{Фі}})$ – активна (реактивна по годинах), кожного споживача W_i (активна за час T), які фіксуються контролерами протягом кожного місяця та даних режимних вимірювань, які проводяться кожні півроку для розв’язання технічних задач.

В умовах недостатньої точності побудованих нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів є можливість за рахунок нових даних про режимні параметри та уточнені дані про пасивні параметри проводити, засобами описаного вище генетичного алгоритму, їх навчання.

Для цього попередньо необхідно виконати таке.

По-перше, перетворення вектора вихідних даних у вектор факторів впливу:

$$\{W_{\text{Тп}}, W_{\text{Фі}}, W_i, S_{\text{HT}}, N, F, L_i, n\} \Rightarrow \{k_M, t_m, \sigma_\Gamma, F_0, F_f, n_n, n_L, n_b, p, d_p, N_f, P_f, Q_c, Q_k\}.$$

По-друге, перетворення вектора впливних факторів у вектор коефіцієнтів впливних факторів:

$$\{k_M, t_m, \sigma_\Gamma, F_0, F_f, n_n, n_L, n_b, p, d_p, N_f, P_f, Q_c, Q_k\} \Rightarrow \{k_\phi^2, k_{\text{нес}}, k_{\text{від}}, k_L, k_{\text{тг}}, k_N\}$$

Для перетворення зазначених векторів пропонується використовувати такі вирази відповідно до [107]:

– відносної кількості споживачів з мінімальним коефіцієнтом мінімуму

$$k_M = \begin{cases} 20 \%, \text{ "тільки промисловість",} \\ 40 \%, \text{ "більшість промисловості",} \\ 60 \%, \text{ "однакове співвідношення",} \\ 80 \%, \text{ "більшість населення",} \\ 100 \%, \text{ "тільки населення",} \end{cases} \quad (3.6)$$

або у спрощеному вигляді

$$k_M \approx \eta_{\text{нас}},$$

де $\eta_{\text{нас}}$ – відносна кількість споживання електроенергії таким типом споживача, як «населення». Саме для цього типу споживача відповідно до [107] характерний найвищий k_M ;

– відносної кількості споживачів з максимальним часом використання максимуму

$$t_m = \begin{cases} 20 \%, \text{ "тільки населення",} \\ 40 \%, \text{ "однакове співвідношення",} \\ 60 \%, \text{ "більшість побут / промисловість",} \\ 80 \%, \text{ "більшість промисловість 2 зміни",} \\ 100 \%, \text{ "тільки промисловість 3 зміни",} \end{cases} \quad (3.7)$$

або у спрощеному вигляді:

$$t_m \approx \eta_{\text{пром.}},$$

де $\eta_{\text{пром.}}$ – відносна кількість споживання електроенергії таким типом споживача, як «промисловість»;

– частки споживання з мінімальним коефіцієнтом одночасності

$$\sigma_{\Gamma} = \begin{cases} 20 \%, \text{ "споживачі однієї категорії",} \\ 40 \%, \text{ "більшість споживачів однієї категорії",} \\ 50 \%, \text{ "половина споживачів однієї категорії",} \\ 80 \%, \text{ "більшість споживачів різних категорій",} \\ 100 \%, \text{ "споживачі представлені різними категоріями";} \end{cases} \quad (3.8)$$

– перерізи нульового та фазного проводу у більшості фідерів F_0 , F_f визначаються з поопорної схеми;

– частка нерівномірно розподіленого по фазах навантаження визначається таким чином:

$$n_H = \left(\frac{|W_{CP} - W_A| + |W_{CP} - W_B| + |W_{CP} - W_C|}{W_A + W_B + W_C} \right) \cdot 100, \quad (3.9)$$

де W_{CP} – середньоарифметичне значення електроенергії, спожитої по фазах; W_A, W_B, W_C – відпущена у фази А, В, С електроенергія. За умови однотипності групи споживачів

$$n_H = \left(\frac{|n_{CP} - n_A| + |n_{CP} - n_B| + |n_{CP} - n_C|}{n_A + n_B + n_C} \right) \cdot 100; \quad (3.10)$$

– частка довжини відгалужень n_L визначається з поопорних схем з виразу

$$n_L = \left(1 - \frac{L_M}{L_{\Sigma}} \right) \cdot 100, \quad (3.11)$$

де L_M – довжина магістральної ділянки; L_{Σ} – сумарна довжина фідера;

– відношення перерізів проводу відгалуження та головної ділянки визначається з даних поопорних схем таким чином:

$$n_b = \frac{F_{вгл}}{F_M}; \quad (3.12)$$

– частка навантаження, приєднаного до відгалужень визначається з даних вимірювань таким чином:

$$p = \frac{\sum_{i=1}^k W_i}{\sum_{i=1}^l W_i} \cdot 100, \quad (3.13)$$

де k – кількість вузлів навантаження приєднаних до відгалужень; l – загальна кількість вузлів навантаження фідера;

– частка навантаження, яке споживається населенням, також визначається з даних періодичних фіксацій споживання електроенергії окремими споживачами та поопорної схеми електричної мережі низької напруги

$$d_p = \frac{\sum_{i=1}^d W_i}{\sum_{i=1}^l W_i} \cdot 100, \quad (3.14)$$

де d – кількість вузлів до яких приєднане населення;

– частки фідерів з однаковим перерізом проводу визначається з поопорної схеми таким чином:

$$N_f = \frac{n_0}{N} \cdot 100, \quad (3.15)$$

де n_0 – кількість фідерів з однаковим перерізом проводу;

– частки фідерів з несумірно різним навантаженням

$$p_f = \left(1 - \frac{n_{од}}{N}\right) \cdot 100, \quad (3.16)$$

де $n_{од}$ – кількість фідерів з приблизно однаковим навантаженням;

– частка спожитої електроенергії промисловими споживачами

$$q_c = \frac{W_{Qmp\Sigma}}{W_{QFi}} \cdot 100, \quad (3.17)$$

де $W_{Qmp\Sigma}$ – споживання реактивної електроенергії промисловими споживачами; W_{QFi} – фактичне сумарне споживання реактивної електроенергії за звітний період;

– частки скомпенсованої реактивної потужності

$$q_k = \frac{W_{QFk}}{W_{QF}} \cdot 100 \approx \frac{Q_{kп} \cdot T}{E_F} \cdot 100, \quad (3.18)$$

де W_{QFk} – реактивна електроенергія фактично компенсована; $Q_{кп}$ – встановлена потужність компенсувальних пристроїв.

Аналітичні вирази визначення коефіцієнтів з даних режимних вимірювань та поопорних схем наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Визначення коефіцієнтів

Коефіцієнти	Аналітичний вираз
k_ϕ	Вираз (2.1)
$k_{\text{нес}}$	Вираз (2.3)
k_N	Вираз (1.10)
k_L	Вираз (2.5)
$k_{\text{від}}$	Вираз (2.4)
$k_{\text{тг}}$	Вираз (W_{QF} / W_{PF})

3.1.5. Тестовий приклад оптимізації нечіткої бази знань ідентифікації коефіцієнта несиметрії

У випадку, коли похибка визначення коефіцієнтів є зовеликою (більша за попередньо прийняту) та існує аналогічна вибірка практичних даних наведена у додатку Б (252 пари вхід-вихід), є можливість оптимізувати базу нечітких знань.

Зазвичай настроювання нечіткої бази знань проводиться за рахунків оптимізації: ваг правил, коефіцієнтів концентрації та координати максимуму. Нижче наведені результати настроювання нечіткої бази отримання коефіцієнта несиметрії, з оптимізацією двох останніх змінних, а саме: оптимізація коефіцієнтів концентрації трьох термів та координати максимуму середнього терму засобами середовища MATLAB.

Абсолютне значення похибки визначення коефіцієнта несиметрії, як функції від трьох впливних факторів визначена на тестувальній вибірці до настроювання 0,139 та після настроювання 0,081 (рис. 3.3). Що у відносних значеннях складає приблизно зменшення похибки розрахунку на 5 %.

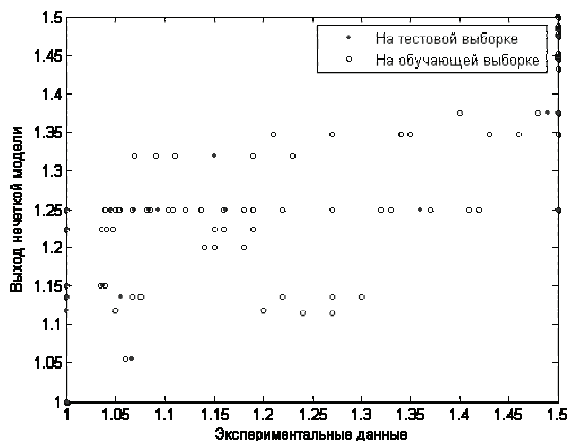


Рис. 3.3. Тестування нечіткої бази знань

В результаті проведеного навчання, були отримані оптимізовані функції належності термів лінгвістичних змінних впливних факторів (рис. 3.5), які на відміну від попередніх (рис. 3.4) мають збільшений коефіцієнт концентрації та зміщену координату центральної точки середнього терму.

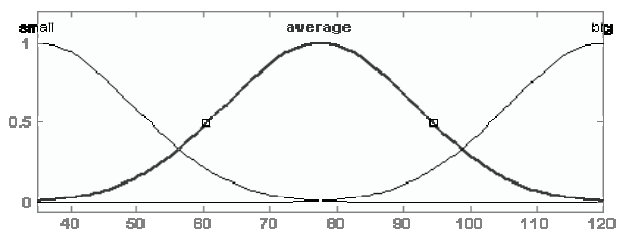


Рис. 3.4. Функції належності термів впливального фактора – переріз нульового провідника – до навчання

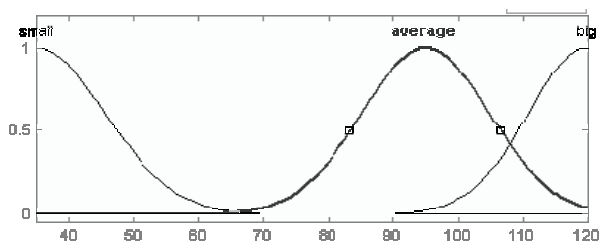


Рис. 3.5. Функції належності термів впливального фактора – переріз нульового провідника – після навчання

3.2. Алгоритмізація визначення втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги

В результаті проведених досліджень щодо підвищення точності розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах запропоновано:

1. Підхід побудови функцій належності засобами прямого методу Осіса для багатьох експертів (2.5):

- квадрата коефіцієнта форми графіка навантаження $k_{\phi*}$;
- відносної кількості споживання з мінімальним коефіцієнтом мінімуму k_M ;
- відносної кількості споживання з максимальним часом використання максимуму t_m ;
- частки споживання з мінімальним коефіцієнтом одночасності σ_Γ ;
- коефіцієнта збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням по фазах мережі $k_{\text{нес}}$:
 - перерізу нульового проводу у більшості фідерів F_0 ;
 - перерізу фазного проводу у більшості фідерів F_Γ ;
 - частки нерівномірно розподіленого по фазах навантаження n_π ;
- коефіцієнта, який враховує зменшення втрат електроенергії при наявності відгалужень, густина струму в яких менша за густину в голові фідера $k_{\text{від}}$:
 - частки довжини відгалужень n_L ;
 - відношення перерізів проводу відгалуження та головної ділянки n_B ;
 - частки навантаження, приєднаного до відгалужень p ;
- коефіцієнта, який враховує вплив на втрати розподілення навантаження вздовж лінії k_L частки навантаження, яке сконцентроване в кінці фідера d_p ;
- коефіцієнта, який враховує взаємну відмінність густин струму на головних ділянках різних ліній k_N :
 - частки фідерів з однаковим перерізом проводу N_Γ ;
 - частки фідерів з несумірно різним навантаженням p_f ;
- коефіцієнта використання реактивної потужності $k_{\text{ігр}}$:
 - відносного споживання реактивної потужності промисловими споживачами q_c ;
 - частки скомпенсованої реактивної потужності q_k .

2. Аналітичні вирази отримання значень впливних факторів на базі експертної інформації (3.6–3.18).

3. Нечіткі бази знань та логічні рівняння ідентифікації засобами нечіткого логічного висновку Мамдані (2.11):

- квадрата коефіцієнта форми графіка навантаження k_{ϕ^*} (табл. 2.8);
- коефіцієнта збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням по фазах мережі $k_{\text{нес}}$ (табл. 2.6);
- коефіцієнта, який враховує вплив на втрати розподілення навантаження вздовж лінії k_L (табл. 2.10);
- коефіцієнта, який враховує зменшення втрат електроенергії при наявності відгалужень, густина струму в яких менша за густину в голові фідера $k_{\text{від}}$ (табл. 2.7);
- коефіцієнта, який враховує взаємну відмінність густин струму на головних ділянках різних ліній k_N (табл. 2.11);
- коефіцієнта використання реактивної потужності $k_{\text{ігр}}$ (табл. 2.9).

4. Підхід розрахунку втрат електроенергії за узагальненими параметрами за умови, що коефіцієнти, які враховують впливні фактори, представлені нечіткими множинами у вигляді альфа-рівнів засобами альфа-рівневого принципу узагальнення (2.12).

5. Підхід оцінки методичної похибки розрахунку втрат електроенергії методом за узагальненими параметрами засобами зіставлення альфа-рівнів та інтервалів невизначеності (рис. 2.2).

6. Підхід оптимізації нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів засобами генетичної оптимізації. (рис. 3.2).

В результаті об'єднання зазначених підходів та їх впорядкування отримуємо метод оцінки та аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах:

- ⟨ Вибір універсальних множин коефіцієнтів, факторів та побудова їх функцій належності ⟩;
- ⟨ Отримання впливних факторів на базі експертної інформації ⟩;
- ⟨ Побудова нечітких баз знань ⟩;
- ⟨ Розрахунок втрат електроенергії засобами альфа-рівневого принципу узагальнення ⟩;
- If** ⟨ Оцінювання методичної похибки розрахунку та порівняння виходів з оригіналом ⟩
- ⟨ Проведення графічного аналізу ділянок електричної мережі з підвищеним негативним впливом факторів ⟩;

Висновки до розділу

1. В умовах існування додаткової інформації з лічильників про точне споживання електроенергії, у вигляді даних режимних замірів, та щомісячне зняття даних про споживання електроенергії, реалізована параметрична ідентифікація коефіцієнтів впливних факторів за допомогою генетичної оптимізації, методи якої більше пристосовані саме для розв'язування задач оптимізації нечітких баз знань.

2. Безпосереднє використання додаткової режимної інформації для оптимізації нечітких баз знань коефіцієнтів, які враховують впливні фактори є неможливим, тому в цьому розділі запропоновано математичні моделі визначення впливних факторів, за якими в подальшому формуються навчальна, тестова та контрольна вибірки.

3. В результаті проведення параметричної ідентифікації коефіцієнтів впливних факторів методу оцінки втрат електроенергії за узагальненими параметрами дозволяють зменшити нев'язку нечітких баз знань визначення останніх в середньому на 5 %.

4. На основі розроблених математичних моделей розроблено алгоритмічну реалізацію методу оцінки втрат електроенергії в розподільних електричних мережах за узагальненими параметрами з представленням коефіцієнтів, які враховують впливні фактори, у вигляді нечітких баз знань.

4. АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ОЦІНЮВАННЯ ТА АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ

В цьому розділі практично реалізований запропонований в нашій роботі метод визначення втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги, а саме, за допомогою окремих компонентів середовища MATLAB: Fuzzy Logic Toolbox, Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox [7, 118, 119], запропонована автоматизована система оцінки втрат електроенергії в розподільних електричних мережах (далі автоматизована система).

4.1. Структура автоматизованої системи

Автоматизована система оцінювання втрат електроенергії в низьковольтних мережах призначена для оцінювання втрат електроенергії в низьковольтних мережах в задачах планування заходів щодо їх зменшення.

Для вирішення цієї проблеми система розв'язує такі задачі:

1. Ідентифікація коефіцієнта несиметрії навантаження по фазах мережі $k_{\text{нес}}$; коефіцієнта форми графіка навантаження $k_{\text{ф*}}$; коефіцієнта, який враховує вплив на втрати розподілення навантаження вздовж лінії k_L ; коефіцієнта, який враховує зменшення втрат електроенергії при наявності відгалужень, густина струму в яких менша за густину в голові фідера $k_{\text{від}}$; коефіцієнта, який враховує взаємну відмінність густин струму на головних ділянках різних ліній k_N ; коефіцієнта використання реактивної потужності $k_{\text{ігф}}$. Результати ідентифікації представляються у вигляді чітких значень коефіцієнтів та їх нечітких значень альфа-рівневої форми.

2. Розрахунок втрат електроенергії методом за узагальненими параметрами з урахування як чітких, так і розмитих коефіцієнтів.

3. Аналіз методичної похибки розрахунку втрат електроенергії, яка викликана усередненням коефіцієнтів.

4. Навчання нечітких баз ідентифікації коефіцієнтів засобами генетичної оптимізації при наявності додаткової інформації про режимні параметри.

Теоретичною основою автоматизованої системи є результати розділів 2 та 3. Програмне забезпечення автоматизованої системи створено з використанням засобів MATLAB.

На рис 4.1. зображена структура автоматизованої системи, яка складається з 5 блоків.

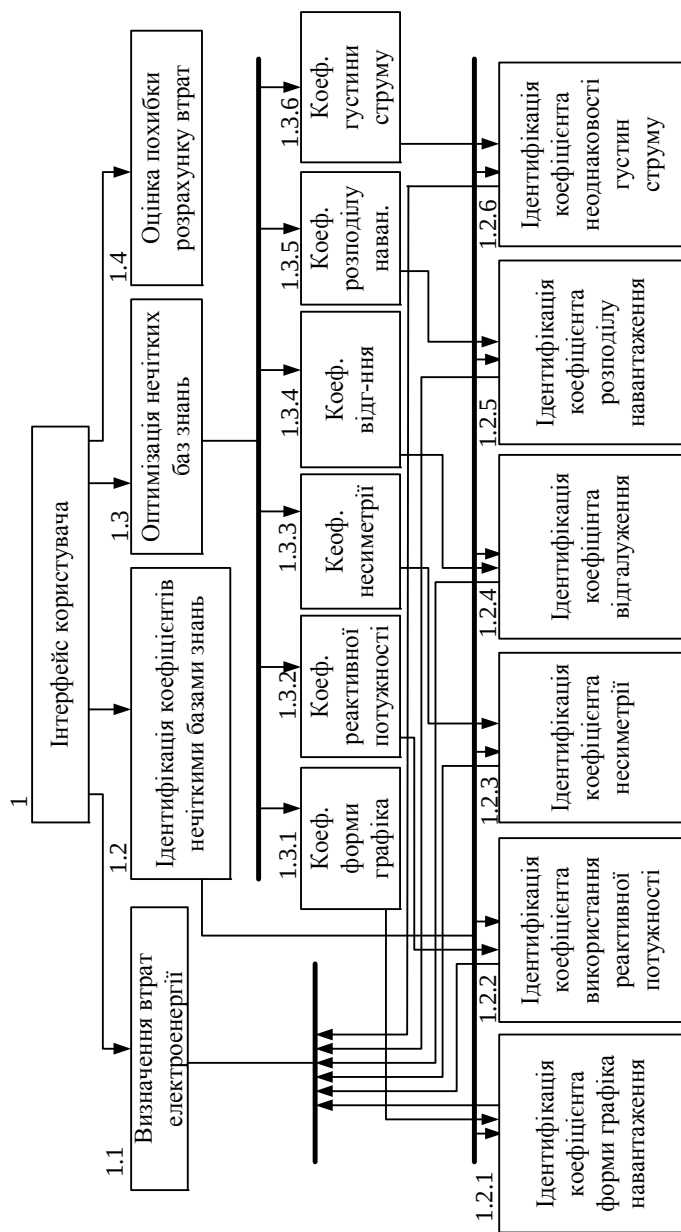


Рис. 4.1. Структура автоматизованої системи

Блоки автоматизованої системи виконують такі функції:

1. Інтерфейс користувача забезпечує діалог між користувачем та комп'ютером, обмін інформацією між різними блоками та дозволяє отримувати довідкову інформацію про автоматизовану систему.

1.1. Блок «Визначення втрат електроенергії» дає можливість проводити розрахунок втрат електроенергії в режимі «калькулятора» засобами методу за узагальненими параметрами, а саме за виразом (1.7).

1.2. Блок «Ідентифікації коефіцієнтів нечіткими базами знань» містить математичні моделі у вигляді нечітких баз знань ідентифікації:

1.2.1. Коефіцієнта форми графіка навантаження.

1.2.2. Коефіцієнта використання реактивної потужності.

1.2.3. Коефіцієнта несиметрії.

1.2.4. Коефіцієнта, який враховує зменшення втрат електроенергії у відгалуженнях.

1.2.5. Коефіцієнта, який враховує вплив розподілу навантаження вздовж фідера на втрати.

1.2.6. Коефіцієнта, який враховує вплив на значення втрат електроенергії різниці густин струмів в головних ділянках різних фідерів.

Блок вимагає введення у вигляді початкових даних значення впливних факторів. В результаті роботи блока, розраховуються значення меж одиничного та нульового альфа-рівнів та дефазифіковане значення коефіцієнтів.

Параметри функцій належності впливних факторів та коефіцієнтів, а також правила бази знань створені у FIS-редакторі, Fuzzy Toolbox, MATLAB. Функції належності апроксимовані гаусовою формою.

Додатково блок 1.2. надає користувачу вихідну інформацію щодо аналізу адекватності визначення коефіцієнтів у вигляді графіків функцій належності в підблоках 1.2.1 – 1.2.6.

1.3. Блок «Оптимізація нечітких баз знань» проводить оптимізацію:

1.3.1. Коефіцієнта форми графіка навантаження.

1.3.2. Коефіцієнта використання реактивної потужності.

1.3.3. Коефіцієнта несиметрії.

1.3.4. Коефіцієнта, який враховує зменшення втрат електроенергії у відгалуженнях.

1.3.5. Коефіцієнта, який враховує вплив розподілу навантаження вздовж фідера на втрати електроенергії.

1.3.6. Коефіцієнта, який враховує вплив на значення втрат електроенергії різниці густин струмів в головних ділянках різних фідерів.

В результаті, підвищується їх точність та адекватність за рахунок зміни значення ваг правил та параметрів функцій належності. Оптимі-

зація баз знань передбачає обов'язкову наявність: тестової та навчальної вибірок у вигляді значень впливних факторів і коефіцієнтів у вигляді вихідної величини. Зазначені вибірки представляють собою інформацію отриману в результаті контрольних вимірювань та уточнення поопорних схем електричної мережі.

Таким чином, в результаті навчання нечітких баз знань розраховуються нові значення ваг правил, координати центра функції належності та її коефіцієнт концентрації.

Визначення зазначених змінних проводиться методом генетичної оптимізації.

1.4. За допомогою блока «Оцінювання похибки розрахунку втрат» визначається відносне значення похибки розрахунку втрат електроенергії, яка викликана усередненням відповідних коефіцієнтів з (1.7).

Розрахунок похибки проводиться за (2.18).

У вигляді вхідних величин виступають мінімальне та максимальне значення втрат електроенергії $\Delta W_{\min}, \Delta W_{\max}$, які визначаються в блоці 1.1. Для цього попередньо необхідно в блоці 1.2 ідентифікувати коефіцієнти у вигляді нижньої та верхньої меж одиничного альфа-рівня. Дефазифіковане значення втрат електроенергії ΔW_p визначається також в блоці 1.1, але вже на базі дефазифікованих значень коефіцієнтів з блока 1.2.

Таким чином автоматизована система розв'язує такі задачі:

- розрахунок коефіцієнтів, які визначають той чи інший фактор, що впливає на втрати електроенергії;
- розрахунок втрат електроенергії;
- оцінювання похибки розрахунку;
- настройка нечітких математичних моделей визначення коефіцієнтів в умовах наявності вихідної інформації про режим роботи та схему досліджуваної електричної мережі.

4.2. Основні режими роботи автоматизованої системи

Головне вікно системи зображено на рис. 4.2. При роботі в цьому вікні користувач може обрати один з таких режимів роботи:

- оцінка втрат електроенергії за узагальненими параметрами;
- ідентифікація коефіцієнтів, які враховують той чи інший фактор, що впливає на втрати електроенергії, нечіткими базами знань;
- оцінка похибки розрахунку втрат електроенергії;
- оптимізація нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів.

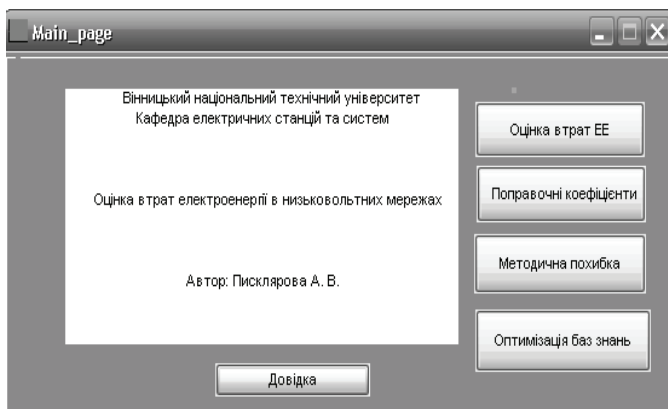


Рис. 4.2. Головне вікно автоматизованої системи

Оцінювання втрат електроенергії за узагальненими параметрами відбувається при натисканні кнопки «Оцінка втрат ЕЕ». При цьому з'являється вікно «loss» (рис. 4.3). Для розрахунку втрат електроенергії необхідно заповнити поля, а саме ввести значення: відповідних коефіцієнтів, розрахункового періоду (кількість днів), кількість фідерів, переріз проводу, частка якого є найбільшою, сумарної довжини в кілометрах та відпуск електроенергії у кВт·год.

Розрахунок ініціюється натисканням кнопок «Розрахунок» або «Нечітка апроксимація».

В першому випадку розрахунок виконується безпосередньо з виразу (1.7). В другому випадку, враховуються позначення, наведені в другому розділі, $k_{\phi} = k_{\phi}^2$, $k_{\text{тгф}} = 1 + \text{tg}^2 \phi$.

Рис. 4.3. Вікно оцінювання втрат електроенергії

Режим ідентифікації коефіцієнтів, які враховують той чи інший фактор, що впливає на втрати електроенергії, нечіткими базами знань, ініціюється натисканням кнопки «Поправочні коефіцієнти». При цьому з'являється вікно «Коефіцієнт» (рис. 4.4), яке представляє собою меню вибору коефіцієнта.

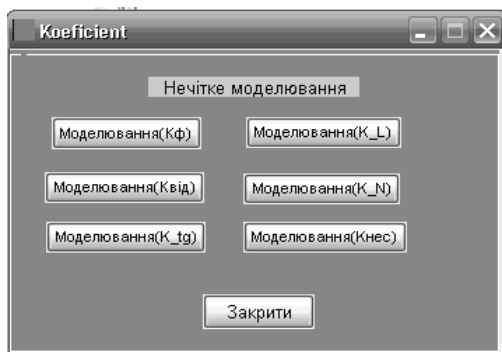


Рис. 4.4. Вікно вибору нечіткої бази ідентифікації коефіцієнта

Вибираючи з запропонованого списку коефіцієнтів необхідний, ініціюємо появу одного з 6 вікон ідентифікації коефіцієнтів («k_form», «k_vid», «k_nes», «k_tg», «k_L», «k_N») нечіткими базами знань (рис. 4.5).

Нечітка ідентифікація полягає у:

1. Введенні значень впливних факторів відповідно до наведених в кожному вікні полів;
2. Визначенні дефазифікованого значення коефіцієнта, натисканням кнопки «Розрахунок».
3. Визначенні меж нульового альфа-перерізу «Min 0» та «Max 0», натисканням кнопки «Старт_0».
4. Визначенні меж одиничного альфа-перерізу «Min 1» та «Max 1», натисканням кнопки «Старт_1».
5. Графічній інтерпретації нечіткого значення коефіцієнта у альфа-рівневій формі, натисканням кнопки «Графік».

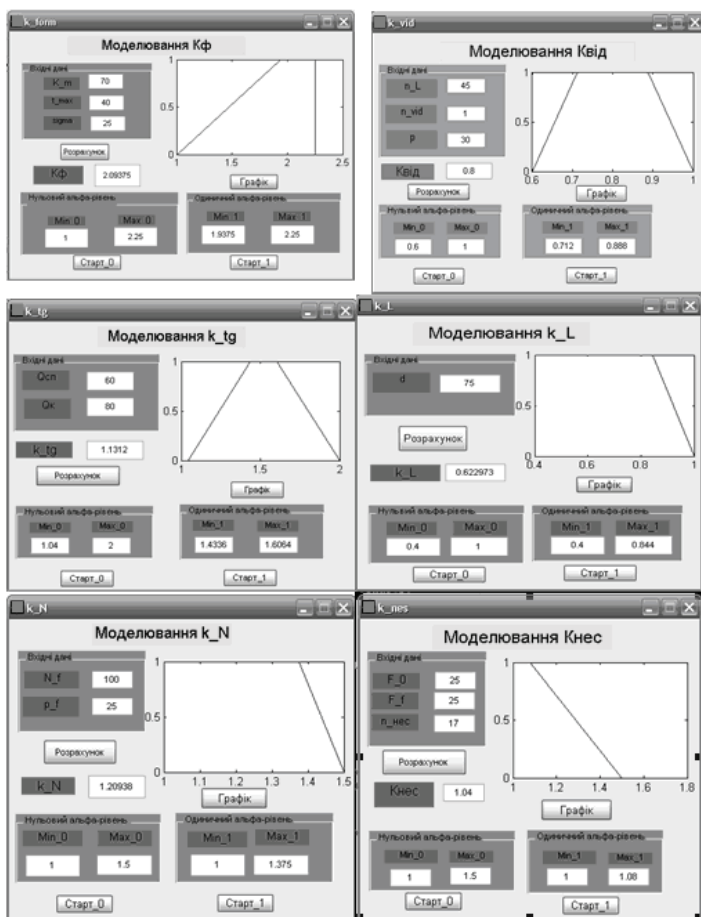


Рис. 4.5. Вікно ідентифікації коефіцієнтів нечіткими базами знань

Режим оцінки методичної похибки розрахунку запускається натисканням кнопки «Методична похибка». При цьому з'являється вікно «M_take» (рис. 4.6.). Для розрахунку відносного значення похибки розрахунку втрат електроенергії необхідно заповнити поля: «Мін. втрати», «Істинне значення», «Макс. втрати». Всі ці значення втрат електроенергії визначаються в вікні «loss». Різниця в тому, що для першого значення у вигляді коефіцієнтів приймають мінімальне значення коефіцієнта одиничного альфа-перерізу, для другого – дефазифіковані значення коефіцієнтів, а для третього – максимальне значення одиничного альфа-перерізу.



Рис. 4.6. Вікно оцінювання методичної похибки розрахунку

Режим оптимізація нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів запускається натисканням в головному вікні кнопки «Оптимізація баз знань».

Таким чином ініціюється поява вікна «Optimization» (рис. 4.7), яке представляє собою меню вибору бази знань ідентифікації необхідного коефіцієнта (рис. 4.8).

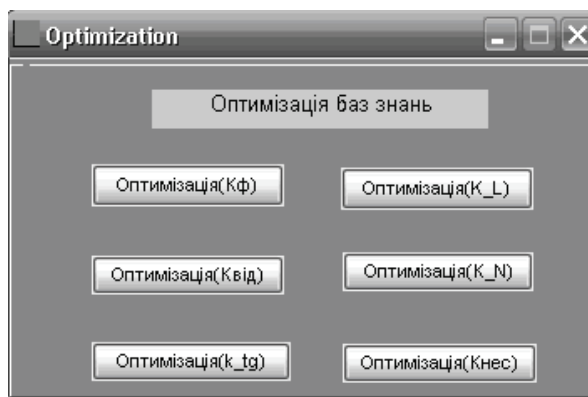


Рис. 4.7. Вікно вибору нечіткої бази ідентифікації коефіцієнта для оптимізації

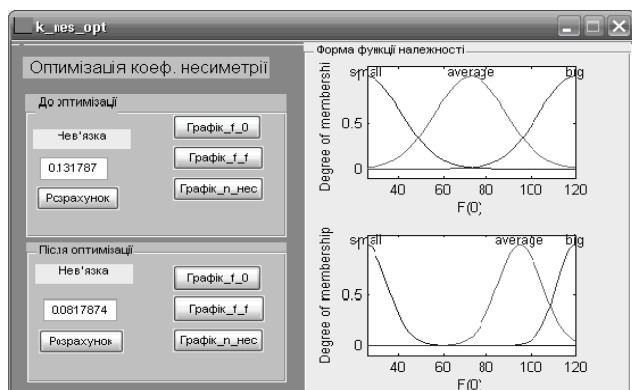


Рис. 4.8. Вікно оптимізації нечіткої бази знань ідентифікації коефіцієнта несиметрії

Перед вибором потрібного коефіцієнта, необхідно впевнитись у наявності файлу «data_set.txt», в який заведені відповідні комбінації даних вхід-вихід (рис. 4.9).

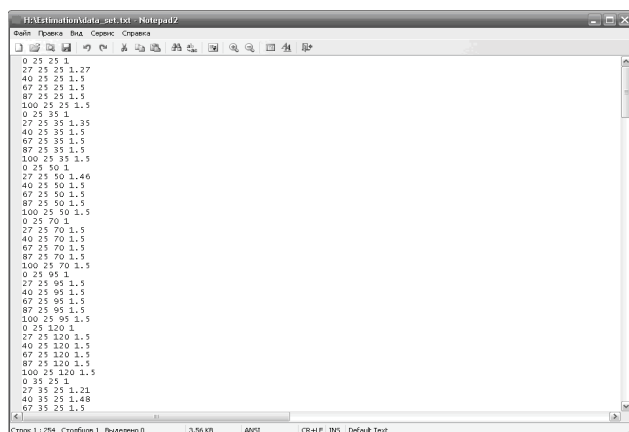


Рис. 4.9. Вибірка експериментальних даних для оптимізації нечіткої бази знань коефіцієнта несиметрії

Після появи вікна оптимізації (k_nes_opt) користувачеві не потрібно вводити вхідні дані.

Для оцінки нев'язки до оптимізації достатньо натиснути кнопку «Розрахунок» в блоці «До оптимізації».

Для оцінки нев'язки після оптимізації достатньо натиснути кнопку «Розрахунок» в блоці «Після оптимізації».

Для перевірки адекватності настроювання параметрів функції належності після оптимізації проводиться порівняння графіків функцій належності впливних факторів, натисканням кнопок «Графік_впливовий фактор» у відповідних блоках «До оптимізації» та «Після оптимізації».

Висновки до розділу

1. Розроблено автоматизовану систему оцінювання та аналізу втрат електроенергії в низьковольтних мережах, що базується на нечітких базах знань ідентифікації коефіцієнтів впливних факторів методу оцінки втрат електроенергії в низьковольтних мережах за узагальненими параметрами.

2. Додатково автоматизована система дозволяє оцінити похибку розрахунку втрат електроенергії засобами альфа-рівневого представлення нечітких значень коефіцієнтів та оптимізувати нечіткі бази ідентифікації коефіцієнтів впливних факторів в умовах уточнення схемних параметрів та отримання вибірки режимних параметрів.

ВИСНОВКИ

У роботі наведено нове вирішення актуальної наукової задачі більш точного визначення втрат електроенергії при плануванні заходів щодо їх зниження в електричних мережах низької напруги, яке полягає у вдосконаленні методу оцінювання втрат електроенергії за узагальненими параметрами, при визначенні коефіцієнтів, за допомогою яких в математичній моделі враховуються впливні фактори. В результаті проведеного дослідження отримано такі нові наукові результати:

1. Показано можливість представлення впливних факторів у вигляді нечітких множин, що дозволило розробити новий метод визначення коефіцієнтів впливних факторів при розрахунку втрат електроенергії за узагальненими параметрами. На відміну від використання середніх або крайніх значень коефіцієнтів, їх нечітке представлення дає можливість збільшити кількість можливих значень останніх. Представлення коефіцієнтів та впливних факторів у вигляді нечітких множин дає додаткову можливість створити нечіткі бази ідентифікації у вигляді «чорного ящика», які функціонують за логічними правилами типу «Якщо-то».

2. Для реалізації запропонованого методу побудовано нечіткі бази знань ідентифікації:

- коефіцієнта, що враховує збільшення втрат електроенергії від несиметрії навантаження споживачів по фазах;
- коефіцієнта форми графіка навантаження;
- коефіцієнта, який враховує зменшення втрат електроенергії при рівномірному розподілі споживачів вздовж фідера;
- коефіцієнта, який враховує збільшення втрат електроенергії через різну густину струму в різних фідерах;
- коефіцієнта, який враховує зменшення втрат електроенергії у відгалуженнях на відміну від головної ділянки;
- коефіцієнта, який враховує збільшення втрат активної електроенергії через додаткове перетікання реактивної енергії.

Побудовані нечіткі бази знань в умовах відсутності достовірної вихідної інформації про режимні параметри надають можливість використовувати експертну інформацію, як додаткове джерело інформації. При цьому експертна інформація є входом нечітких баз знань. Виходом – перераховані коефіцієнти.

3. Сумісне використання теорії нечітких множин та інтервального аналізу в задачах оцінки похибки розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних мережах дозволило покращити характеристики методу розрахунку за узагальненими параметрами. Такий підхід дозволяє оцінити похибку розрахунку втрат електроенергії без проведення низки додаткових обчислень.

4. Показано можливість оптимізації нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів впливних факторів методом генетичної оптимізації. При цьому використовуються додатково отримані дані, які формуються шляхом корегування поопорних схем електричних мереж низької напруги та проведенням режимних вимірювань та щомісячним контрольним зняттям даних про споживання електроенергії. Запропоновані нечіткі бази знань пристосовані не лише для мереж з майже нульовим рівнем спостережності, але й передбачають залучення інформації з вимірювальних приладів.

5. Ефективність розроблених математичних моделей підтверджена практичними розрахунками, в результаті яких встановлено, що похибка розрахунків втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах в середньому зменшується на 15 %.

6. Розроблені моделі та запропоновані підходи реалізовані у вигляді автоматизованої системи оцінки втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах, яка дозволяє розв'язувати такі задачі:

- оцінку втрат електроенергії за узагальненими параметрами з попередньою ідентифікацією коефіцієнтів впливних факторів;
- оцінку похибки розрахунку втрат електроенергії в процесі їх визначення;
- настройку нечітких математичних моделей визначення коефіцієнтів в умовах наявності вихідної інформації про режим та схему досліджуваної електричної мережі.

7. Працездатність «автоматизованої системи оцінки втрат електроенергії в низьковольтних мережах» підтверджена шляхом дослідної експлуатації. впровадження цієї автоматизованої системи дало змогу підвищити ефективність заходів зі зниження рівня втрат електроенергії в мережах 0,38 кв за рахунок вдосконалення методів їх розрахунку.

ЛІТЕРАТУРА

1. Аналіз роботи енергопостачальних компаній щодо розрахунків споживачів за електроенергію в 2007 році та зниження ТВЕ в січні-листопаді 2007 року / [За даними НАК «Енергетична компанія України»] // Новини енергетики. – 2008. – № 2. – С. 7–9.
2. Аналіз роботи енергопостачальних компаній щодо розрахунків споживачів за електроенергію в січні 2006 року та зниження ТВЕ в 2005 році / [За даними НАК «Енергетична компанія України»] // Новини енергетики. – 2006. – № 2. – С. 6–8.
3. Аналіз роботи енергопостачальних компаній щодо розрахунків споживачів за електроенергію в січні 2005 року та зниження ТВЕ в 2003–2004 роках / [За даними НАК «Енергетична компанія України»] // Новини енергетики. – 2005. – № 2. – С. 17.
4. Аналіз роботи енергопостачальних компаній щодо розрахунків споживачів за електроенергію в січні-серпні 2007 року та зниження ТВЕ в січні-липні 2007 року / [За даними НАК «Енергетична компанія України»] // Новини енергетики. – 2007. – № 10. – С. 1–3.
5. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина, Е. В. Комкова, В. И. Пятигор // Энергосбережение. – 2005. – № 2. – С. 2–6.
6. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження: ГНД 34.09.204-2004: Зат. Міністерством палива та енергетики України 09.06.2004: Термін дії встановлений з 09.06.2004 до 09.06.2009. – К.: 2004. – 159 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).
7. Лежнюк П. Д. Оцінка втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах в процесі їх оптимізації засобами нечіткої логіки / П. Д. Лежнюк, А. В. Пислярова // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2008. – № 1. – С. 50–54.
8. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку: Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держпромполітики України від 17.04.2000 № 32/28/28/276/75/54. – 2000. – 42 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

9. Тригуб В. Организация учета электроэнергии: проблемы эксплуатации приборов учета / Виктор Тригуб // Электропанорама. – 2005. – № 6. – С. 34–37.

10. Сподин О. И. Анализ возможных решений усовершенствования учета электроэнергии и обслуживания бытовых потребителей, снижения операционных затрат. Предложения оптимального решения / О. И. Сподин // Электрические сети и системы. – 2006. – № 3. – С. 65–73.

11. Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги. Стандарт ОРЕ. – Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол № 15 від 27.01.2006 р. – (Національний стандарт України).

12. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / [В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев и др.]; под ред. В. Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 366 с.

13. Казанцев В. Н. Методы расчета и пути снижения потерь энергии в электрических сетях / Владимир Николаевич Казанцев. – Свердловск: Издание УПИ, 1983. – 82 с.

14. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 172 с.

15. Железко Ю. С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко – М.: ЭНАС, 2003. – 280 с.

16. Потребич А. А. Нормирование потерь энергии в электрических сетях энергокомпаний / А. А. Потребич // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 3. – С. 27–29.

17. Дерзский В. Г. Тарифная политика и потери электроэнергии в распределительных сетях / В. Г. Дерзский // Энергетика и электрификация. – 2003. – № 4. – С. 25–30.

18. Пашенко А. В. Формування бази даних в АСКОВЕ для визначення втрат електроенергії в розподільних мережах / А. В. Пашенко // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2005. – № 6. – С. 160–165.

19. Лежнюк П. Д. Особливості розрахунку втрат електроенергії в мережах 0.38 кВ / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. В. Пашенко // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2005. – № 3. – С. 43–50.

20. Лежнюк П. Д. Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ з використанням АСКОВЕ / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. В. Пашенко // Вісник Приазовського державного технічного університету. – 2005. – № 4. – С. 36–39.

21. Лежнюк П. Д. Натуро-імітаційне моделювання і подібність в оптимальному керуванні ЕЕС / П. Д. Лежнюк, В. М. Гайдамака, А. В. Пашенко // Вісник держ. ун-ту «Львівська політехніка». – 2003. – № 487. – С. 74–80.

22. Пейзель В. М. Расчеты технических потерь энергии в распределительных электрических сетях с использованием информации АСКУЭ и АСДУ / В. М. Пейзель, А. С. Степанов // Электричество. – 2002. – № 3. – С. 10–15.

23. Говоров Ф. П. Повышение уровня автоматизации управления распределительными электрическими сетями, как фактор ресурсо- и энергосбережения / Ф. П. Говоров, В. Ф. Говоров // Энергетика и электрофикация. – 2004. – № 9. – С. 12–17.

24. Лукьянчук П. С. Автоматизированные системы учета электроэнергии для пространственно распределенных энергосистем / П. С. Лукьянчук // Электрические сети и системы. – 2006. – № 3. – С. 53–58.

25. Гушля А. М. Завдання Держенергонагляду у сфері вдосконалення нормативної бази щодо обліку електричної та теплової енергії / А. М. Гушля, А. М. Бондар // Електропанорама. – 2005. – № 6. – С. 24–29.

26. Тарасявичус П. Секрети АСКУЭ от «Сигма Телас» / Пятрас Тарасявичус // Електропанорама. – 2005. – № 7–8. – С. 21–24.

27. Рабчинский С. А. Стадии и этапы создания интегрированных автоматизированных систем диспетчерского управления и учета электроэнергии / С. А. Рабчинский // Энергетика и электрофикация. – 2004. – № 2. – С. 6–12.

28. Васильченко В. И. Особенности организации учета электроэнергии в НЭК «Укрэнерго» / В. И. Васильченко, В. Н. Шпилька // Електропанорама. – 2005. – № 7–8. – С. 17–20.

29. Моцаренко А. Впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії у ВАТ «Черкасиобленерго» / А. Моцаренко, С. Мулявка // Новини енергетики. – 2005. – № 5 – С. 33.

30. Правила користування електричною енергією: Затв. Постановою НКРЕ від 31.07.1996 № 28 (у редакції постанови НКРЕ від 17.10.2005 р. № 910). – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інструкція).

31. Технічні вимоги до автоматизованої системи комерційного обліку оптового ринку електричної енергії України. Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України. – Київ, 2003. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

32. Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії, Додаток № 10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії: Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України протоколом від 08.10.1998 № 12. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інструкція).

33. Пересунько В. І. Стан та перспективи впровадження АСКОВЕ ОРЕ України / В. І. Пересунько // Новини енергетики. – 2007. – № 5. – С. 26–28.

34. Ренькас Т. Н. Функціональні та технічні можливості АСКОВЕ ВАТ «ЕК Житомиробленерго», рішення проблемних питань експлуатації / Т. Н. Ренькас // Новини енергетики. – 2007. – № 5. – С. 5–11.

35. Степаненко В. А. АСКУЕ ХХІ века / В. А. Степаненко // Електропанорама. – 2007. – № 5. – С. 34–39.

36. Кулик В. В. Підвищення ефективності функціонування АСКОВЕ засобами аналізу чутливості / В. В. Кулик, Д. С. Писляров // Вісник Вінницького політех. ін-ту. – 2005. – № 6. – С. 130–137.

37. Праховник А. В. Сучасні принципи побудови АСКОВЕ суб'єктів ОРЕ та АСКОВЕ споживачів в умовах енергоринку України / А. В. Праховник, О. В. Коцар // Енергетика та електрифікація. – 2006. – № 4. – С. 2–7.

38. Железко Ю. С. Расчет нормативных характеристик технических потерь электроэнергии / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко // Электрические станции. – 2002. – № 2. – С. 45–51.

39. Железко Ю. С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2002. – № 1. – С. 14–20.

40. Железко Ю. С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2001. – № 8. – С. 19–24.

41. Железко Ю. С. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2001. – № 10. – С. 9–13.

42. Дерзкий В. Г. Системный подход к выбору мероприятий по снижению потерь энергии в распределительных сетях / В. Г. Дерзкий, О. А. Токалин // Энергетика и электрификация. – 2001. – № 10. – С. 41–43.

43. Дерзкий В. Г. Экспертиза структуры потерь электроэнергии в распределительных сетях Минтопэнерго / В. Г. Дерзкий // Энергетика и электрификация. – 2002. – № 4. – С. 18–22.

44. Дерзкий В. Г. Розрахунок втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ / В. Г. Дерзкий // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 9. – С. 32–40.

45. Дерзкий В. Г. Технические потери и хищения электроэнергии в распределительных сетях 0,4–154 кВ / Владислав Григорьевич Дерзкий. – К.: О-во «Знание» Украины, 2001. – 62 с. – (Ин-т проблем моделирования в энергетике НАН Украины).

46. Дерзкий В. Г. О нормировании технологического расхода электроэнергии в распределительных сетях / В. Г. Дерзкий, В. Г. Ленко // Энергетика и электрификация. – 2003. – № 8. – С. 25–31.

47. Воротницкий В. Э. Методы расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ [Электронный ресурс] / В. Э. Воротницкий, С. В. Заслонов, М. А. Калинкина. – Режим доступа: <http://www.rtp3.ru>.

48. Потребич А. А. Методы расчета потерь энергии в питающих электрических сетях энергосистем / А. А. Потребич // Электричество. – 1992. – № 1. – С. 8–12.

49. Потребич А. А. К вопросу расчета коэффициентов потерь электроэнергии в электрических сетях энергокомпаний / А. А. Потребич // Энергетика и электрификация. – 2003. – № 8. – С. 12–14.

50. К вопросу выбора мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергокомпаний в рыночных условиях / А. А. Потребич, В. И. Ткачев, Г. Г. Юдин, Г. В. Павлова // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 9. – С. 24–27.

51. Потребич А. А. Определение цены на продаваемую электроэнергию по классам напряжения электрической сети энергокомпании / А. А. Потребич // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 10. – С. 13–15.

52. Куденко Г. Е. Вероятностный подход к определению расчетных нагрузок ТП 6-10/0,4 кВ распределительных сетей / Г. Е. Куденко, В. В. Павловский, Д. В. Бондарь // Новини енергетики. – 2005. – № 1. – С. 47–52.

53. Павловский В. В. Инженерный расчет потерь мощности и энергии в электрических сетях, основанный на моделировании установившихся режимов / В. В. Павловский, Г. Е. Куденко // Электрические сети и системы. – 2004. – № 3. – С. 17–22.

54. Данилюк О. В. Застосування математичних та нейроматематичних моделей для аналізу технологічних витрат електроенергії та оптимізації режимів електричних мереж / О. В. Данилюк, А. Б. Козовий, С. В. Дьяченко // Новини енергетики. – 2002. – № 7. – С. 51–52.

55. Данилюк О. В. Особливості моделювання втрат електричної енергії в електричних мережах енергопостачальних компаній / О. В. Данилюк, А. Б. Козовий // Інформаційні технології і системи. – 1998. – Т. 1, № 1/2. – С. 209–212.

56. Застосування технологій штучних нейронних мереж для визначення втрат електричної енергії в електричних мережах енергопостачальних компаній / О. Данилюк, Н. Ткаченко, Н. Батюк [та ін.] // Проблеми економії енергії: Вісник державного ун-тету «Львівська політехніка». – 1998. – № 387. – С. 114–117.

57. Данилюк О. Досвід застосування штучних нейронних мереж в електроенергетиці / Олександр Данилюк // Комп'ютерна інженерія та інформаційні технології: Вісник державного ун-тету «Львівська політехніка». – 1998. – № 380. – С. 116–120.

58. Данилюк О. В. Моделювання технологічних витрат електричної енергії в енергопостачальних компаніях на основі штучної нейронної мережі з синтезом додаткових входів / О. В. Данилюк, Н. Б. Батюк, О. В. Андрощук // Електроенергетичні та електромеханічні системи: Вісник державного ун-тету «Львівська політехніка». – 2000. – № 403. – С. 34–37.

59. Экономия энергии в электрических сетях / [И. И. Магда, С. Я. Меженный, Ю. В. Щербина и др.] – К.: Техніка, 1986. – 167 с.

60. Tasic D. S. Modified Fuzzy Clustering Method for Energy Loss Calculations in Low Voltage Distribution Networks / D. S. Tasic, M. S. Stojanovic // *Electronics and electrical engineering*. – 2006. – № 2. – P. 50–54.

61. Tasic D. S. Fuzzy Approaches to Distribution Energy Losses Calculation / D. S. Tasic, M. S. Stojanovic // *Acta Electrotechnica et Informatica*. – 2006. – № 2. – P. 50–54.

62. Петрова И. Ю. Прогнозирование электропотребления с помощью нейро-нечеткой системы ANFIS. Алгоритм отбора входных переменных [Электронный ресурс] / И. Ю. Петрова, А. А. Глебов. – Режим доступа: <http://technomag.edu.ru:8001/db/msg/29605.html>.

63. Манусов В. З. Метод нечеткого регрессионного анализа как аппарат моделирования параметров энергосистем [Электронный ресурс] / В. З. Манусов, А. В. Могиленко. – Режим доступа: <http://www.ict.nsc.ru/ws/Lyap2001/2249.html>.

64. Шумилова Г. П. Красткосрочное прогнозирование электрических нагрузок с использованием искусственных нейронных сетей / Г. П. Шумилова, Н. Э. Готман, Т. Г. Старцева // *Электричество*. – 1993. – № 5. – С. 71–73.

65. Ротштейн А. П. Нечеткая надежность алгоритмических процессов / А. П. Ротштейн, С. Д. Штовба. – Винница: Континент-ПРИМ, 1997. – 141 с.

66. Мокін Б. І. Моделювання процесу прогнозування добових графіків споживання електричної потужності на основі баз нечітких знань / Б. І. Мокін, Ю. І. Мітюшкін // *Вісник ВПІ*. – 2001. – № 5. – С. 58–63.

67. Береговских А. В. Организация мониторинга, экспертной диагностики и прогнозирования технического состояния силовых трансформаторов электроснабжения промышленных предприятий: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.02.22 «Организация производства (энергетика)» / А. В. Береговских. – Норильск, 2006. – 20 с.

68. Костромин В. П. Оценка и прогнозирование потерь электроэнергии в энергосистемах на основе нейронных сетей / В. П. Костромин, А. В. Могиленко, Е. В. Бирюков // *Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: междунар. науч.-техн. конф., 2000 г.: тезисы докл.* – Благовещенск, 2000. – Т. 2, С. 17–22.

69. Железко Ю. С. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38–20 кВ по обобщенным параметрам схем / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2006. – № 1. – С. 31–37.

70. Мельничук Л. М. Визначення та розподілення втрат електричної енергії між споживачами з урахуванням їх графіків навантажень / Л. М. Мельничук // Енергетика та електрифікація. – 2006. – № 5. – С. 19–21.

71. Кушнарєв Ф. А. Методика експресс-расчета потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ / Ф. А. Кушнарєв, В. К. Хлебников // Электрические станции. – 2002. – № 9. – С. 48–50.

72. ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38–150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії. – К., 2004. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

73. Литвинова О. Н. Анализ методов определения потерь электроэнергии в муниципальных электрических сетях / О. Н. Литвинова // Материалы науч.-техн. конф. «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов». – Благовещенск, 2003. – Т. 2, С. 27–31.

74. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч. – М.: Энергоиздат, 1981. – 216 с.

75. Войтов О. Н. Алгоритмы оценки потерь электроэнергии в электрической сети и их программная реализация / О. Н. Войтов, Л. В. Семенова, А. В. Челпанов // Электричество. – 2005. – № 10. – С. 45–53.

76. Черемисин Н. М. Определение технических потерь электроэнергии на основе моделирования нормальных режимов электрических систем в реальном времени / Н. М. Черемисин, Н. Н. Титов // Электрические сети и системы. – 2006. – № 3. – С. 59–64.

77. Паздерин А. В. Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения / А. В. Паздерин // Электрические станции. – 2004. – № 12. – С. 44–49.

78. Модели и методы выбора мероприятий по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, Н. М. Черемисин, А. А. Мирошник // Енергетика і електрифікація. – 2007. – № 8. – С. 32–36.

79. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / Виталий Исаакович Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

80. Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній / Б. С. Рогальський, О. М. Нанака, А. В. Праховник [та ін.] // Електроенергетика та електрифікація. – 2006. – № 6. – С. 23–29.

81. Искра В. Д. Компенсация реактивной мощности / В. Д. Искра, А. А. Квицинский, Л. Н. Кудачкий // Энергетика та електрифікація. – 2006. – № 5. – С. 38–42.

82. Арзамасцев Д. А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. М. Холян – М.: Высшая школа, 1983. – 207 с.

83. Орнов В. Г. Задачи оперативного и автоматического управления энергосистемами / В. Г. Орнов, М. А. Рабинович. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 221 с.

84. Аналіз втрат потужності в електричних мережах за умов несиметрії та несинусоїдальності напруг і струмів / М. Й. Бурбело, О. В. Бабенко, С. М. Бурбело, Л. М. Мельничук // Вісник Вінницького політех. ін.-ту. – 2005. – № 6. – С. 138–141.

85. Опыт внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии (АСУЭ) локального уровня / Н. Н. Титов, В. Ю. Прохвятилов, Н. Ю. Левенец, А. В. Телепнев // Электрические сети и системы. – 2007. – № 1. – С. 79–83.

86. Могиленко А. В. Эффективность электросетевых компаний. Показатели для оценки уровня потерь [Электронный ресурс] / А. В. Могиленко. – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/0/06.php>.

87. Короткий В. Я. Организация работ по уменьшению технической составляющей потерь электрической энергии / В. Я. Короткий // Электрические сети и системы. – 2006. – № 6. – С. 20–30.

88. Замула В. Я. Опыт снижения потерь электроэнергии в электрических сетях Украины / В. Я. Замула // Новини енергетики. – 2006. – № 7. – С. 28–34.

89. Красовский Г. И. Планирование эксперимента / Г. И. Красовский, Г. Ф. Филаретов. – Минск: издательство БГУ им. В. И. Ленина. – 1982. – 298 с.

90. Митюшкин Ю. И. Soft computing: идентификация закономерностей нечеткими базами знаний / Ю. И. Митюшкин, Б. И. Мокин, А. П. Ротштейн. – Винница: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2002. – 145 с.

91. Карпов Ю. О. Прогнозування якості функціонування пристроїв регулювання під напругою трансформаторів в умовах нечітких результатів випробувань / Ю. О. Карпов, П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко // Вісник Вінницького політех. ін.-ту. – 2007. – № 2. – С. 61–65.

92. Лежнюк П. Обробка результатів випробувань високовольних вимикачів / П. Лежнюк, О. Рубаненко, Ю. Плюшко // Контроль і управління в складних системах: VIII міжнародна науково-технічна конференція, 24–27 жовтня 2005 р.: тези доповідей. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. – С. 159.

93. Глонь О. В. Моделирование систем керування в умовах невизначеності / О. В. Глонь, В. М. Дубовой. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 169 с.

94. Кирик В. В. Сучасні технології систем керування / В. В. Кирик // Електропостачання. – 2007. – № 6. – С. 48–53.

95. Кирик В. В. Системи автоматичного регулювання напруги на основі нечітких логічних контролерів / В. В. Кирик // Електропостачання. – 2007. – № 7–8. – С. 30–33.

96. Любченко В. Я. Генетические алгоритмы оптимизации режимов электроэнергетических систем [Електронний ресурс] / В. Я. Любченко, Д. А. Павлюченко. – Режим доступу: <http://www.ermak.cs.nstu.ru>.

97. Лежнюк П. Д. Нечітке математичне моделювання в задачах визначення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах / П. Д. Лежнюк, А. В. Пислярова // Вісник Кременчуцького державного політехн. університету. – 2006. – Вип. 3 (38). ч. 2. – С. 68–70.

98. Лежнюк П. Д. Нейро-нечітке моделювання в задачах визначення та оптимізації втрат електроенергії в розподільних електричних мережах / П. Д. Лежнюк, А. В. Пислярова // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. – 2006. – Вип. 43, т. 1. – С. 50–58.

99. Пислярова А. В. Визначення та оптимізація втрат електроенергії в розподільних електричних мережах засобами нейро-нечіткого моделювання / А. В. Пислярова // Електрика-2006: міжнародна науково-технічна конференція, 26–28 червня 2006 р.: тези доповідей. – Луцьк, 2006. – С. 82–83.

100. Лежнюк П. Д. Аналіз навантажувальних втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ за допомогою теорії нечітких множин / П. Д. Лежнюк, А. В. Пислярова // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. – 2007. – Вип. 57, т. 1. – С. 60–66.

101. Пислярова А. В. Оцінка змінних втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ в умовах нечіткої невизначеності / П. Д. Лежнюк, А. В. Пислярова // Проблеми математичного моделювання: міжнародна науково-методична конференція, 23–25 травня 2007 р.: тези доповідей. – Дніпродзержинськ, 2007. – С. 30–31.

102. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB / Сергей Дмитриевич Штовба. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 284 с.

103. Ротштейн А. П. Интеллектуальные технологии: нечеткие множества, генетические алгоритмы, нейронные системы / Александр Петрович Ротштейн. – Винница: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 1999. – 320 с.

104. Беллман Р. Принятие решений в расплывчатых условиях / Р. Беллман, Л. Заде // Вопросы анализа и процедуры принятия решений. М.: Мир, 1976. – С. 172–215.

105. Заде Л. Понятие лингвистической переменной и ее применение к принятию приближенных решений / Лотфи А. Заде. – М.: Мир, 1976. – 167 с.

106. Гордеев В. И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей / Вячеслав Иванович Гордеев. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 182 с.

107. Орлов И. Н. Электротехнический справочник: в 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии. – 7-е изд., испр. и доп. / И. Н. Орлов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.

108. Яхьяева Г. Э. Нечеткие множества и нейронные сети: Учебное пособие / Гульнара Эркиновна Яхьяева. – М.: Интернет-Университет Информационных технологий; БИНОМ. Лаборатория знаний, 2006. – 316 с.

109. Саати Т. Взаимодействие в иерархических системах / Томас Саати // Техническая кибернетика. – 1979. – № 1. – С. 68–84.

110. Саати Т. Аналитическое планирование. Организация систем / Т. Саати, К. Кернс. – М.: Радио и связь. – 1991. – 224 с.

111. Лежнюк П. Д. Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом / Петро Дем'янович Лежнюк. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003. – 131 с.

112. Дюбуа Д. Теория возможностей. Приложения к представлению знаний в информатике / Д. Дюбуа, А. Прад. – М.: Радио и связь, 1990. – 288 с.

113. Rao P. S. N. Tuning of fuzzy rule deep structures preserving interpretability and its interaction with fuzzy rule set reduction / P. S. N. Rao, R. Deekshit // IEEE Trans. on Fuzzy Systems. – 2005. – Vol. 13, № 1. – P. 13–29.

114. Cordon O. Proposal for Improving the Accuracy of Linguistic Modeling / O. Cordon, F. A. Herrera // IEEE Transactions on Fuzzy Systems. – 2000. – Vol. 8, № 3. – P. 335–344.

115. Реклейтис Г. Оптимизация в технике / Г. Реклейтис, А. Рейвиндран, К. Рэгсдел. Кн. 1. – М.: Мир. – 1986. – 347 с.

116. Haupt R. Practical Genetic Algorithms / R. Haupt, S. Haupt. – John Wiley&Sons, 1998. – 177 p.

117. Рутковская Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский. – М.: Горячая линия – Телеком, 2006. – 452 с.

118. Катков Ю. Л. MATLAB 6.x: программирование численных методов / Ю. Л. Катков, А. Ю. Катков, М. М. Шульц. – Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2004. – 662 с.

119. Леонков А. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH / Александр Леонков. – Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2004. – 736 с.

Наукове видання

**Лежнюк Петро Дем'янович
Писклярова Анна Валеріївна**

**ОЦІНЮВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
В НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ
ЗАСОБАМИ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ**

Монографія

Редактор С. Малішевська
Оригінал-макет підготовлено А. Пискляровою

Підписано до друку 17.11.2009 р.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний. Ум. др. арк. 5,43.
Наклад 100 прим. Зам № 2009-111.

Вінницький національний технічний університет.
комп'ютерний інформаційно-видавничий центр.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-85-32.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано у Вінницькому національному технічному університеті,
в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-81-59.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.