

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«Дослідження методів та алгоритмів проактивного керування
функціонуванням розподільних мереж»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-21м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(ім'я і прізвище підготувача, спеціальності)

Хомич В. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., професор каф. ЕСС

Кулик В. В.

(прізвище та ініціали)

« 14 » серпень 2022 р.

Опонує: доц. каф. ЕСЕМ

Буденко О.В.

(прізвище та ініціали)

« 16 » серпень 2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 15 » серпень 2022 р.

Вінниця ВНТУ - 2022 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


19 вересня 2022 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Хомичу Владиславу Володимировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Дослідження методів та алгоритмів проактивного керування функціонуванням розподільних мереж»

керівник роботи д.т.н., професор каф. ЕСС Кулик В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: підстанція з двома фідерами реальної розподільчої мережі АТ «Вінницяобленерго». Схема поділяється на підстанції 110(35)/10(6) кВ, а на шинах 10(6) кВ кожної підстанції виділяються фідери, що живляться від неї.

4. Зміст текстової частини: ВСТУП; АНАЛІЗ ШЛЯХІВ ТА МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ; МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРОАКТИВНОГО КЕРУВАННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯМ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ; АЛГОРИТМІЗАЦІЯ МОДЕЛЕЙ СИСТЕМИ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ТА ВІЗУАЛІЗАЦІЇ ІНФОРМАЦІЇ; РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПРИ ВПРОВАДЖЕННІ КОМПЛЕКСУ ЗАХОДІВ ТА ЇХ АНАЛІЗ; ОХОРОНА ПРАЦІ. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Мета та задачі МКР. 2. Шляхи та методи підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж. 3. Розрахунок втрат при впровадженні комплексу заходів та їх аналіз.

6. Консультанти розділів роботи		Підпис, дата	
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	завдання видав	виконано прийнято
Спеціальна частина	Керівник роботи Кулик В. В., д.т.н., доц., професор кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О.С., д.т.н., проф., професор каф. ЕСС	16.09.2022 	19.12.2022
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	16.09.2022 	19.12.2022

7. Дата видачі завдання 15 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22
2	Аналіз шляхів та методів підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж	07.09.22	12.09.22
3	Моделювання систем прийняття рішень проактивного керування функціонуванням розподільних мереж	13.09.22	05.10.22
4	Алгоритмізація моделей системи прийняття рішень та візуалізації інформації	06.10.22	20.10.22
5	Розрахунок витрат при впровадженні комплексу заходів та їх аналіз	21.10.22	30.10.22
6	Охорона праці	01.11.22	16.11.22
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.22	04.12.22
	Рецензування МКР	05.12.22	10.12.22
	Захист МКР	19.12.22	20.12.22

Студент

Керівник роботи

(підпис)

В. В. Хомич

(підпис)

В. В. Кулик

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316

Хомич В.В.: «Дослідження методів та алгоритмів проактивного керування функціонуванням розподільних мереж». Магістерська кваліфікаційна робота - Вінниця: ВНТУ, 2022. – 96 с., Таблиць: 11, Рисуноків : 21, Бібліографія: 42.

В представленій магістерській кваліфікаційній роботі виконано аналіз та систематизацію існуючих заходів по зменшенню технологічних витрат електроенергії на передачу по електричним мережам енергосистем. Досліджено задачі проактивного керування функціонуванням розподільних мереж, пов'язаних з побудовою інтелектуалізованих систем прийняття рішень та підтримки персоналу з можливістю надання рекомендацій по зменшенню витрат електроенергії. Створено моделі інтелектуалізованої системи пошуку комплексу заходів по зменшенню витрат електроенергії та надання рекомендацій щодо їх застосування.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, оптимізація, проактивне керування, заземлення, напруга дотику, напруга кроку.

ABSTRACT

Khomych V.V.: "Study of methods and algorithms of proactive management of the functioning of distribution networks." Master's qualification thesis - Vinnytsia: VNTU, 2022. – 96 pp., Tables: 11, Figures: 21, Bibliography: 42.

In the presented master's qualification work, the analysis and systematization of existing measures to reduce the technological costs of electricity for transmission through the electrical networks of energy systems have been performed. The tasks of proactive management of the operation of distribution networks related to the construction of intelligent decision-making systems and personnel support with the possibility of providing recommendations for reducing electricity losses were studied. Models of an intellectualized system for finding a set of measures to reduce electricity losses and providing recommendations for their application have been created.

Key words: distribution electric network, optimization, proactive control, grounding, touch voltage, step voltage.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	7
ABSTRACT	8
ЗМІСТ	3
Перелік умовних позначень	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ШЛЯХІВ ТА МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	10
1.1. Принципи побудови автоматизованих систем.....	11
1.2. Структура втрат електроенергії та методи їх розрахунку.	14
1.3.Заходи по зниженню втрат електроенергії в електричних мережах та оцінка їх ефективності	21
1.3.1. Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ із двостороннім живленням.	22
1.3.2. Оптимізація сталих режимів електричних мереж по реактивній потужності.....	22
1.3.3. Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами.	23
1.3.4. Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж.	23
1.3.5. Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням.	24
1.3.6. Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ.	24
1.3.7. Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електростанцій і мереж.	25
1.3.8. Зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій.....	26
1.3.9. Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження.	27
1.3.10. Введення в роботу не використовуваних засобів автоматичного регулювання напруги (АРН).	28

1.4. Зниження річних втрат електроенергії в мережі при підготовці звітних даних про впровадження технічних заходів.....	28
1.4.1. Установка і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем.....	29
1.4.2. Збільшення робочої потужності встановлених в електричних мережах синхронних компенсаторів.	31
РОЗДІЛ 2 МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРОАКТИВНОГО КЕРУВАННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯМ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ.....	33
2.1 Принципи побудови інтелектуалізованих систем керування.....	33
2.2 Модель розрахунку характерних режимів розподільних мереж електроенергетичної системи	38
2.2.1 Методи по елементних розрахунків.....	43
2.2.2 Методи характерних режимів.....	44
2.2.3. Методи характерних діб.....	44
2.2.4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат.....	44
2.2.5. Методи середніх навантажень.....	45
2.2.6. Статистичні методи, що використовують регресійні залежності втрат електроенергії від узагальнених характеристик схем і режимів електричних мереж.....	45
2.3 Моделювання бази знань та системи їх формування.....	52
2.4 Модель системи формування рекомендацій та прийняття рішень по зменшенню втрат.....	61
2.5 Модель оцінки та аналізу результатів в графічному вигляді	68
РОЗДІЛ 3 АЛГОРИТМІЗАЦІЯ МОДЕЛЕЙ СИСТЕМИ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ТА ВІЗУАЛІЗАЦІЇ ІНФОРМАЦІЇ.....	71
3.1. Алгоритмізація моделей графічного представлення даних.....	71
РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПРИ ВПРОВАДЖЕННІ КОМПЛЕКСУ ЗАХОДІВ ТА ЇХ АНАЛІЗ.....	76
4.1. Моделювання вибору заходів по зменшенню втрат.....	76

	5
4.2. Розрахунок втрат при впровадженні заходу по зменшенню втрат	79
4.2.1. Компенсації реактивної потужності.....	79
4.2.2. Оптимізація схеми електричної мережі.....	82
4.3. Визначення техніко-економічного ефекту від впровадження заходів	83
РОЗДІЛ 5 Охорона праці	85
5.1. Задачі розділу	85
5.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України	86
5.3. Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж.....	87
5.3.1. Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України	87
5.3.2. Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ.....	89
5.4. Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ	93
ВИСНОВКИ.....	95
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи	96
Додаток Б Технічне завдання МКР	97
Додаток В Ілюстративна частина	99

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition

БЗ –база знань;

ЕкС –експертна система;

АСДК – автоматизована система диспетчерського керування;

РЕМ –район електричних мереж;

ВН – вища напруга

ЗЗВ – заходи по зниженню втрат;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕК – енергетична компанія

ЛЕП – лінія електропередачі;

СВТ – система відображення телемеханіки;

ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;

ГІС – геоінформаційні системи;

САК – система автоматичного керування;

АРМ – автоматизоване робоче місце.

ВСТУП

Актуальність теми. Останнім часом, зросла актуальність систем, що здійснюють підтримку персоналу ЕМ в ухваленні рішень під час вирішення ряду задач направлених на оптимізацію режимів роботи та проактивне управління функціонуванням розподільних мереж. Зокрема, розробляються і експлуатуються системи, що підтримують диспетчера в аварійній ситуації за рахунок зниження невизначеності, за допомогою обробки і аналізу потоку інформації, що поступає в диспетчерський пункт, що у результаті знижує емоційну напруженість і не служить причиною погіршення якості ОУ.

Поява і розвиток систем, що надають експертну допомогу, є складовою частиною АСДУ, ґрунтується на модернізації і вдосконаленні центрів диспетчерського управління, розвитку систем АСКОЕ, впровадженні в експлуатацію сучасних обчислювальних систем. Це дозволяє по-новому поглянути, з погляду автоматизації, на весь цикл оперативного управління [1, 2].

Таким чином, весь спектр завдань прийняття оптимальних рішень по зменшенню втрат розбивається на дві під задачі: завдання, формалізації, що піддаються рішенню чисельними методами і завдання задач, що погано формалізуються, тобто прямі методи рішення яких не знайдені [3].

Рішення подібних задач, що не формалізуються, є предметом досліджень у сфері штучного інтелекту. Зокрема, теорія експертних систем (ЕКС) направлена на створення методів пошуку рішень саме таких задач. У літературі по ЕКС замість терміну поганоформалізуючяся або завдання, що не формалізується, прижився термін інтелектуальне завдання. Звідси і визначення ЕКС, як систем безпосередньо орієнтованих для автоматизації рішення таких задач за допомогою моделювання інтелектуальних функцій людини, на основі формального представлення його знань і досвіду[4].

Відсутність загальних підходів до створення і до стандартів на окремі компоненти ЕКС для вирішення завдань ОУ, пояснюється відносною новизною

їх промислової експлуатації і є одним з основних бар'єрів, що перешкоджають повній інтеграції ЕкС як між собою, так і з іншими системами управління. На сьогоднішній день при створенні ЕкС використовується ідеологія при якій кожна система працює автономно, а для вирішення всього завдання, потрібний ряд таких систем. Тому знайшли застосування різні способи агрегації ЕкС. Цьому підходу властивий ряд недоліків.

Огляд існуючих розробок ЕкС оцінювання режимів електричної мережі показує нечисленність евристичних процедур пошуку рішень, використовуваних в цих системах. Проблема знаходження “хороших” евристик для конкретної області або завдання є однією з основних в штучному інтелекті, оскільки якість евристик надає значний вплив на ефективність роботи всієї системи. Тому в даній роботі ставитися завдання дослідження процесу прийняття рішень направлених на зменшення втрат і знаходження нових ефективніших евристичних процедур пошуку відповідних рішень. Вдосконалення методики оцінювання, необхідно для скорочення часу відклику ЕкС, що включає також розробку ефективніших схем представлення даних і знань. З цією метою необхідно побудувати схеми, безпосередньо орієнтовані на специфіку даних і знань, використовуваних для ОУ. Створення таких схем базується на дослідженні і формалізації принципів функціонування окремих технічних систем.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження методів та алгоритмів проактивного керування функціонуванням розподільних мереж шляхом побудови інформаційно керуючої системи з елементами інтелектуалізації на основі теорії експертних систем та автоматизованого вибору заходів по зменшенню втрат електроенергії.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- аналіз та систематизація існуючих заходів по зменшенню технологічних витрат електроенергії на передачу по електричним мережам енергосистем;
- дослідження та аналіз задач проактивного керування функціонуванням розподільних мереж, пов'язаних з побудовою інтелектуалізованих систем

прийняття рішень та підтримки персоналу з можливістю надання рекомендацій по зменшенню втрат електроенергії;

– створення моделі інтелектуалізованої системи пошуку комплексу заходів по зменшенню втрат електроенергії та надання рекомендацій щодо їх застосування;

Об'єктом дослідження магістерської роботи є нормальні режими розподільних мереж електроенергетичних систем.

Предметом дослідження є методи та алгоритми проактивного керування функціонуванням розподільних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання, чисельні методи та теорія експертних систем.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ШЛЯХІВ ТА МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Нині в енергетичній галузі відчувається гостра необхідність проведення ряду розрахункових, аналітичних, інформаційно-довідкових та інших заходів з одночасним впровадженням засобів, щодо їх розв'язання за допомогою інформаційних технологій.

З багатьох розрахунково-аналітичних проблем об'єктивно вирізняється задача з розрахунку та аналізу втрат електроенергії в електричних мережах ЕМ та структурування їх у різних площинах, що дає змогу оптимально планувати заходи щодо їх зменшення. Оскільки від їх зменшення залежить підвищення прибутку енергопостачальних компаній, то цей напрямок є досить актуальним і перспективним у плані розробки і впровадження програмних засобів (ПЗ) та інформаційних баз даних [11,12]. Значущим аспектом структурування втрат електроенергії можна визначити по елементну структуру втрат з прив'язкою до місцевості елементів мережі в якій структуруються втрати, та аналізом по визначенню регіональних осередків з найбільшим впливом на загальний показник втрат електроенергії.

Такий підхід потребує використання не тільки системи й розрахункових моделей, що описують режимні процеси а й вимагає моделювання засобами геоінформатики як науки, що є невід'ємною частиною сучасних аналітичних систем і систем прийняття оптимальних рішень по зменшенню втрат електричної енергії [13]. Використання комплексу відповідних систем та інструментів у поєднанні з експертними базами знань, що постійно накопичуються, можна представити як експертну систему в електроенергетиці.

Останнім часом геоінформаційні системи (ГІС), що створені на базі геоінформаційних технологій, та системи експертного аналізу, все частіше знаходять своє застосування в електроенергетиці як базова частина інформаційно-розрахункових систем.

В даному розділі розглядаються проблеми моделювання систем прийняття рішень по зменшенню втрат електричної енергії в розподільних мережах, заходи по зменшенню втрат та методи їх реалізації, а також обґрунтовуються та аргументуються задачі наукового дослідження.

1.1. Принципи побудови автоматизованих систем

До початку 70-х років ХХст. технічні засоби які виконували функції систем контролю та управління в диспетчерських пунктах розподільних електричних мережах були тільки диспетчерські щити та мнемосхеми з комплексом аналогових приборів та засобів керування. Розробки (АСК) автоматизованих систем керування проводились як правило для рівня енергосистем і базувалися на ЕОМ вітчизняного виробництва. Головною проблемою, яка виникла при розробці систем, що базуються на ЕОМ перших поколінь були недостатні обчислювальні ресурси (швидкодія, оперативна та зовнішня пам'ять). Такі проблеми призводили до вимушених обмежень оброблюваної інформації, розмірів архівів та значний час реакції на запит.

З появою ЕОМ нових поколінь з'явилась можливість вирішувати задачі систем прийняття рішень та створювати інформаційні комплекси на більш сучасному та якіснішому рівні. На ряду із задачами по розрахунку режимів та обробки оперативної інформації ставляться задачі оптимізаційного характеру та задачі прийняття відповідних оптимізаційних рішень по зменшенню втрат електроенергії. Об'єми сучасних задач зросли так, що все більше ускладнюють процес всебічного контролю зі сторони персоналу обслуговуючого той чи інший об'єкт електроенергетичної системи. Вирішуючи цю проблему ставляться ще більш сучасні задачі та вимоги до створюваних систем.

Задача оптимального прийняття рішень по зменшенню втрат в розподільних мережах вирішується шляхом визначення втрат та їх зменшенням за рахунок застосування комплексу заходів. Визначення втрат на даний час автоматизований процес, що вирішується за допомогою ряду програмних комплексів. Прийняття рішень по зменшенню втрат залишається

задачею для вирішення експертами в даній області знань.

Наступним етапом в створенні систем автоматичного керування процесами, які протікають в електроенергетичних системах, є створення систем, що на якісно новому рівні взаємодіють з людиною, що на рівні людини беруть на себе значну частину керуючих впливів, та здатні на рівні експертів в тій чи іншій мірі керувати процесами, та створювати умови для полегшення роботи диспетчерсько – управлінського персоналу різних ланок електроенергетичних систем.

Даний рівень систем можна віднести до категорії експертних систем, що базуються на базах знань в галузі електроенергетики, та здатні по мірі накопичення відповідних об'ємів знань приймати відповідні рішення в процесі керування і цим самим допомагаючи персоналу та зменшуючи час реакції на пошук оптимізуючого впливу. Дані системи є першим кроком для побудови систем штучного інтелекту.

При проектуванні ОІК АСДУ основними принципами вибору є: архітектура та платформа технічних засобів, функціональність бази даних.

Архітектура комплексів системи відображення телемеханіки (СВТ) та програми (КП) зовні була побудована в вигляді двомашинного ядра, до якого підключались система прийому інформації з пристроїв телемеханіки та робочі місця користувачів. Однак платформи та організація системи при зовнішній подібності були зовсім різні [21,22].

Основні функціональні принципи (ОІК) автоматизованої системи диспетчерського управління АСДУ на базі міні-ЕОМ для всіх рівнів керування були визначені наступним чином:

- введення в міні-ЕОМ поточної інформації;
- первинна і вторинна обробка оперативної інформації;
- архівування;
- забезпечення діалогу користувача;
- забезпечення надійності функціонування ОІК;

Перераховані функції були і залишаються до сьогоднішнього часу

стандартними функціями сучасного ОІК АСДУ або SCADA (системи диспетчерського управління та збору даних), але архітектура і технічні рішення всіх розробок того часу значно відрізнялись в зв'язку з технічними можливостями та можливостями операційних систем. Однак принципово в будь-якому комплексі можна виділити дві обов'язкові складові:

- система обробки інформації (головні сервери)
- система людино-машинного інтерфейсу (автоматизовані робочі місця АРМ)

Система обробки інформації, є ядром всього комплексу ОІК АСДУ, повинна відповідати двом суперечливим вимогам. По перше повинна забезпечувати надійний прийом всієї інформації, що надходить в темпі реального часу та підготовка цієї інформації для візуалізації; По друге повинно бути забезпечене надійне збереження великих об'ємів інформації на протязі довгого часу та швидкий доступ до неї. Звичайно ж обидві вимоги мають місце лише за умови функціональної повноти, тобто виконання обов'язкового набору функцій обробки даних.

Важливою і необхідною складовою оперативного інформаційного комплексу є система людино-машинного інтерфейсу (ММІ – man machine interfase). Ця частина ОІК забезпечує взаємодію між людиною оператором (диспетчером) та об'єктом, що контролюється.

Основна мета створення ефективних ММІ – підвищення ефективності роботи диспетчерів – операторів енергосистем та енергооб'єднань та зменшення помилок керування, які призводять до ймовірних аварійних ситуацій в керованих системах. При цьому, головною задачею ММІ в ОІК є зменшення числа аварійних ситуацій із за так званого “людського фактора” тобто аварій в наслідок дій людини оператора (диспетчера).

В даний час основною тенденцією за кордоном в розвитку систем управління і збору даних SCADA в енергетиці, є перехід до розподілених систем на базі мікропроцесорних контролерів. Аналіз ряду робіт по автоматизації виробництва дозволяє представити систему управління в вигляді

трирівнею ієрархічної системи.

Головною тенденцією розвитку SCADA – систем є перехід більшості розробників на архітектуру клієнт-сервер. Переважна більшість SCADA – систем реалізована на MS Windows платформах, так як саме такі системи пропонують найбільш повні та легко нарощувані засоби MMI.

В роботі Галушкіна О.І. [1,24-25] проведено аналіз робіт по використанню систем штучного інтелекту в електроенергетичних системах. Але даний аналіз та розробки після 1997 р. свідчать про те, що інтелектуальні системи ізольовано вирішують задачі контролю, керування та оцінки стану окремих видів електрообладнання, захисту та автоматики, реалізують механізми побудови баз знань та прийняття оптимальних рішень, орієнтовані на конкретні системи реєстрації інформації, що значно ускладнюють їх практичне використання.

1.2. Структура втрат електроенергії та методи їх розрахунку.

Витрати на виробництво і постачання споживачам електроенергії містять у собі вартість електроенергії, що витрачається на її передачу по електричних мережах. При встановленні тарифу на електроенергію регіональні енергетичні комісії аналізують обґрунтованість рівня втрат, що включаються в тариф. Очевидно, що в енергопостачальних організаціях існують резерви зниження втрат і включення в тариф фактичного рівня втрат не стимулювало б проведення економічно обґрунтованих заходів щодо їх зниження. У зв'язку з цим виникає задача визначення нормативних значень втрат, включення яких у тариф обґрунтовано. Наднормативні втрати повинні покриватися за рахунок прибутку енергопостачальних організацій [18].

У силу істотних відмінностей структури мереж і їхньої довжини норматив втрат для кожної енергопостачальної організації має індивідуальне значення, обумовлене схемою і режимами роботи електричних мереж, а також особливостями обліку надходження і відпуску електроенергії.

Фактичні (звітні) втрати, як відомо, визначаються різницею показів

лічильників надходження електроенергії в мережу і її корисну відпустку споживачам. Очевидно, що вони містять у собі не тільки технічні втрати, але і втрати комерційного характеру, обумовлені недосконалістю способів визначення корисного відпуску електроенергії споживачам (у тому числі і її розкрадання). Для обґрунтування нормативу втрат необхідно визначити їхню структуру, оцінити резерви зниження кожної складової і реальний обсяги їхньої можливої реалізації в планованому періоді[18]. В роботі Железко Ю.С структура втрат подана в наступній інтерпретації рис. 1.1

Фактичні втрати можуть бути розбиті на чотири укрупнених складових, кожна з яких має свою фізичну природу:

1) технічні втрати електроенергії - ΔW_T , обумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах і, що виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах електричних мереж;

2) втрата електроенергії на власні потреби підстанцій - $\Delta W_{пс}$, необхідна для забезпечення роботи технологічного устаткування підстанцій і життєдіяльності обслуговуючого персоналу;

3) недооблік електроенергії - ΔW_o обумовлений великими негативними похибками приладів її обліку в споживачів у порівнянні з аналогічними похибками приладів, що фіксують її надходження в мережу. Похибки приладів обліку (включаючи трансформатори струму (ТС), напруги (ТН) і сполучні проводи (кабелі) як складова вимірювального комплексу) у паспортних даних характеризуються двосторонніми погрішностями (плюс-мінус), однак в силу ряду причин, виникає систематична негативна похибка системи обліку електроенергії на об'єкті, що включає сотні і тисячі вимірювальних комплексів.

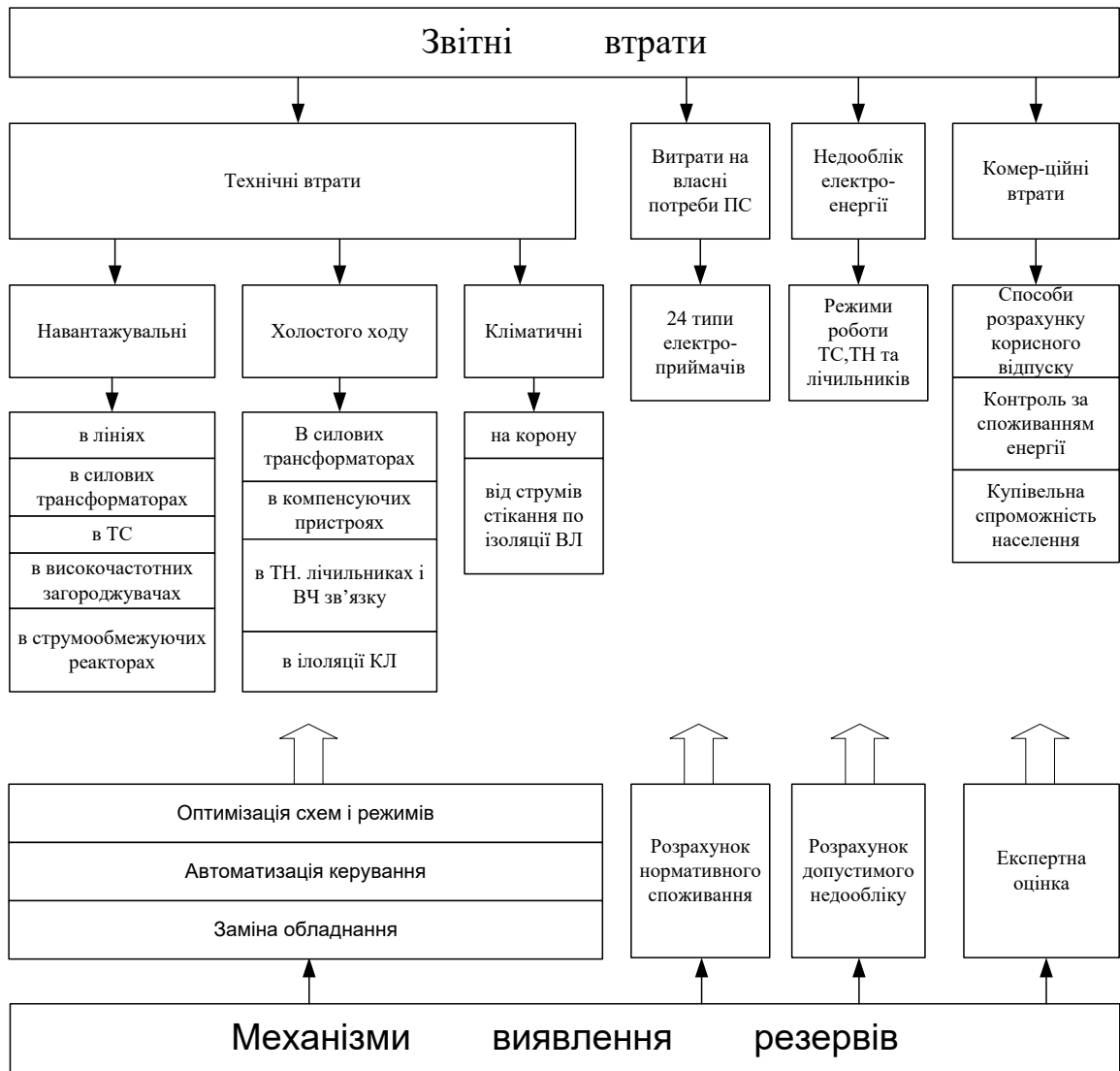


Рис. 1.1. Структура втрат у розподільних мережах.

Ця похибка приводить до недообліку електроенергії, тому до неї застосовується термін "втрати". Слід зазначити, що в нинішніх умовах експлуатації приладів обліку, недооблік електроенергії є істотним;

4) комерційні втрати - $\Delta W_{\text{КОМ}}$, обумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю між показниками лічильників і оплатою за електроенергію побутовими споживачами й іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. В даний час витрата електроенергії на власні потреби підстанцій виражена в звітності в складі технічних втрат, а втрати, обумовлені похибками системи обліку електроенергії, — у складі комерційних втрат. Це є недоліком існуючої системи звітності, тому що не забезпечує ясного уявлення

про структуру втрат і про доцільні напрямки роботи по їх зниженню[14,18].

Відповідно до викладеного звітні втрати виражаються:

$$\Delta W_{зе} = \Delta W_T + \Delta W_{ПС} + \Delta W_o + \Delta W_{КОМ} \quad (1.1)$$

Технічні втрати можуть бути розраховані на підставі відомих законів електротехніки, тому що всі їхні складові мають математичні описи й алгоритми розрахунку. Застосування відомих методів оптимізації дозволяє кількісно визначити їхній економічно обґрунтований рівень і оцінити наявні резерви їх зниження.

Необхідно також зауважити, що комерційні втрати — являють собою вплив "людського фактора" і містять у собі всі прояви такого впливу: свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, споживання енергії крім лічильників, несплату або неповну оплату показань лічильників (не завжди вчасно виявлену через обмеженість штату контролерів), визначення розрахунковим шляхом корисного споживання електроенергії абонентами, підключеними тимчасово без лічильників, і т.п.

Комерційні втрати не мають самостійного математичного опису і, як наслідок, не можуть бути розраховані автономно. Визначити економічно обґрунтований їх рівень математичними методами вкрай складно. Їхнє значення визначають як різницю між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами:

$$\Delta W_{КОМ} = (W_{пост} - W_{відп}) - \Delta W_{техн}, \quad (1.2)$$

де $\Delta W_{КОМ}$ — комерційні втрати; $W_{пост}$ — електроенергія, яка поступила в електричну мережу; $W_{відп}$ — електроенергія, яка відпущена споживачам; $\Delta W_{техн} = \Delta W_T + \Delta W_{ВП} + \Delta W_o$ — технологічні втрати, які складаються з технічних втрат в елементах мережі ΔW_T , витрат електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{ВП}$, електроенергія, недооблік якої обумовлений інструментальними похибками її вимірювання ΔW_o [20].

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії вимагає попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і

визначення найбільш ефективних напрямків виходу з ситуації, що склалася. Враховуючи сутність комерційних втрат пряме їх визначення, навіть приблизне, є неможливим, або пов'язане зі значними капіталовкладеннями. З іншого боку, технологічні втрати, за відповідного інформаційного забезпечення, можуть бути визначені достатньо точно, а це дає змогу опосередковано аналізувати і комерційну складову. Крім того, наявність інформації про поточні значення втрат потужності в ЕМ надає можливість розв'язання ряду інших експлуатаційних задач. Наприклад, за допомогою відповідного програмного забезпечення з'являється можливість фіксувати появу та локалізувати місця виникнення однофазних к.з.

Розрахунки втрат електроенергії підрозділяють на три види: ретроспективні, оперативні і перспективні.

Ретроспективні розрахунки (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії по групах елементів електричної мережі;
- оцінки комерційних втрат електроенергії;
- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії і розробки заходів щодо їхнього зниження;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- складання балансів електроенергії по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям і розробки заходів щодо зниження небалансів до припустимих значень;
- визначення техніко-економічних показників енергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами й іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, враховуються не лічильниками електроенергії[20].

Оперативні розрахунки (визначення втрат електроенергії за поточні інтервали часу) виконують для:

- контролю за поточними значеннями втрат електроенергії і їхньою зміною в часі;
- оперативного коректування режимів і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;
- складання балансів потужності по енергосистемі в цілому, її структурним підрозділам і підстанціям з метою контролю за дотриманням лімітів по потужності;
- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;
- формування бази даних, використовуваних при прогнозуванні втрат електроенергії [20].

Перспективні розрахунки (визначення очікуваних втрат електроенергії для розрахункових інтервалів часу в майбутньому) виконують для:

- визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний і подальші роки;
- оцінки очікуваної ефективності планованих заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

По особливостях схем і режимів електричних мереж і інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, розрахунок втрат електроенергії в якій роблять різними методами:

- транзитні електричні мережі 220 кВ і вище (міжсистемного зв'язку) , через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- замкнуті електричні мережі 110 кВ і вище, що практично не беруть участь в обміні потужністю між енергосистемами;
- розімкнуті (радіальні) електричні мережі 35-150 кВ;
- електричні мережі 6—20 кВ;
- електричні мережі 0,4 кВ.

На підставі результатів розрахунків і звітних даних проводять аналіз втрат електроенергії з метою рішення наступних задач:

- виявлення й оцінки резервів енергосистеми і її підприємств по зниженню

втрат електроенергії;

- виявлення і ранжирування основних факторів, що визначають рівень втрат електроенергії;
- оцінки ефективності конкретних заходів щодо зниження втрат електроенергії і визначення черговості їхнього впровадження; визначення осередків комерційних втрат електроенергії; оцінки результатів роботи з показника "втрати електроенергії" енергосистеми в цілому, а також окремих її підрозділів;
- підготовки й обґрунтування рішень по розвитку електричних мереж і впровадженню заходів щодо зниження втрат, що вимагають капітальних вкладень.

Основними формами аналізу втрат електроенергії є: складання балансів електроенергії по кожній підстанції, електростанції, підприємству електричних мереж і енергосистемі в цілому; порівняння розрахункових, планових і звітних втрат електроенергії за різні тимчасові інтервали й аналіз зміни втрат по енергосистемі й окремих її підприємствах;

- аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з урахуванням зміни схем, режимів електричних мереж і структури відпустки електроенергії;
- порівняння звітних і планових нормованих і лімітованих складових балансу електроенергії (власні нестатки, господарські і виробничі нестатки);
- оцінка фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів у цілому; виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, що характеризують схему мережі і режими її роботи.

При проведенні аналізу втрат електроенергії доцільно використовувати наступну інформацію:

- результати розрахунків режимів електричних мереж і їхньої схеми; результати розрахунків втрат електроенергії і їхніх структур; звітні дані про втрати електроенергії в енергосистемі і її підприємствах за ряд років;
- дані про провали електроенергії по між системних лініях за ряд років;

- підсумки виконання планів заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- проектні рішення по розвитку електричних мереж;
- матеріали, що характеризують стан і використання засобів компенсації реактивної потужності і регулювання режиму електричних мереж;
- дані про оснащеність мереж споживачів електроенергії пристроями, що компенсують, (квар/квт) за ряд років;
- дані про стан розрахункового і технічного обліку електроенергії;
- дані про середньомісячну оплату електроенергії в розрахунку на один побутового абонента і результатах боротьби з розкраданнями електроенергії;

дані про матеріальне стимулювання персоналу енергосистеми за зниження

Відповідно для організації автоматизованого вибору заходів по зменшенню втрат необхідно детально розглянути існуючі заходи та провести їх аналіз і систематизацію.

1.3. Заходи по зниженню втрат електроенергії в електричних мережах та оцінка їх ефективності

За для зниження втрат електроенергії було розроблено безліч заходів. Так як існує складність в виборі найефективнішого комплексу заходів то було проведено їх класифікацію.

В даний час не існує єдиної класифікації, але найчастіше в літературі зустрічається класифікація, що ділить їх на три групи: організаційні, технічні заходи та заходи, що направлені на удосконалення систем розрахункового та технічного обліку електроенергії [21,22].

Організаційні заходи як правило не вимагають об'ємних матеріальних затрат та додаткових капіталовкладень. Технічні заходи можуть впливати на зменшення втрат як ціле направлено так і попутно.

Задача ціле направленого зниження втрат полягає в виборі ефективного комплексу заходів як технічних так і організаційних. Для вибору відповідного

заходу необхідно детально проаналізувати найпоширеніші заходи, оцінити їх ефективність.

Оскільки для розрахунку втрат електроенергії використовуються автоматизовані розрахункові системи, то необхідно проаналізувати можливість створення експертного середовища, яке б допомагало в виборі комплексу заходів.

1.3.1. Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ із двостороннім живленням.

Це одне з найбільш ефективних організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, особливо в міських мережах 6-10 кВ.

Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ повинна проводитися з урахуванням зміни втрат електроенергії в мережі що оптимізується і у тій що живить її замкнутій основній мережі 110 кВ і вище енергосистеми. Однак у зв'язку з надмірним збільшенням обсягу мережі через одночасний облік мереж усіх класів напруг допускається іноді виконання розрахунків по оптимізації місць розмикання ліній 6-35 кВ окремо від основних мереж системи.

1.3.2. Оптимізація сталих режимів електричних мереж по реактивній потужності.

Метою розрахунків є вибір близьких до оптимальних законів регулювання наявних в енергосистемі джерел реактивної потужності і законів регулювання коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку (трансформаторів, що працюють у замкнутих контурах).

Ефективність оптимізації режимів залежить від частоти проведення розрахунків, їхньої інформаційної забезпеченості і ступені практичної реалізації результатів розрахунків. Практично необхідним є проведення не менше 16 розрахунків на рік: для кожного з чотирьох характерних періодів (зима, весна, літо й осінь) розраховуються оптимальні режими для годин максимальних добових навантажень (годин м.д.н.) і нічних провалів

навантажень (годин н.п.н.) для двох типів доби - робочих і неробочих.

1.3.3. Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж з різними номінальними напругами.

Захід проводиться для зниження впливу неоднорідності електричної мережі напругою 110 кВ і вище на режим її роботи. Розмикання контурів в оптимальних місцях повинне приводити до розвантаження мереж більш низької напруги і зниженню загальних втрат електроенергії в цілому при збереженні необхідного рівня надійності електропостачання споживачів.

1.3.4. Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж.

У радіальному режимі експлуатуються, як правило, мережі 6-20 і 35 кВ і частина мереж 110 кВ. Центрами живлення (ЦЖ) цих мереж є відповідно підстанції 500-35/6-20 кВ, 500-110/35 кВ і 500-220/110 кВ.

Закони регулювання напруги в ЦЖ (якщо в ЦЖ установлені трансформатори з РПН) або встановлені робочі відгалуження трансформаторів (якщо останні з ПБЗ) повинні забезпечувати мінімально можливі втрати електроенергії в мережі при припустимих відхиленнях напруги в споживачів. Відповідно до вимог ПУЕ для забезпечення припустимих відхилень напруги в мережах 380 В и 6-20 кВ необхідно на шинах 6-20 кВ ЦЖ підтримувати відхилення напруги не менш +5% у режимі найбільших навантажень ($V_T' \geq 5\%$) і не більш номінальної напруги в режимі найменших навантажень ($V_T'' \leq 0\%$).

При відсутності в ЦЖ пристроїв РПН, як правило, не вдається витримати припустимі відхилення напруги в споживачів у всіх вузлах і режимах. Вибір відгалужень трансформаторів із ПБЗ повинний проводитися з умови мінімізації електроенергії, споживаної при припустимих відхиленнях напруги.

Даний захід повинний проводитися не менш ніж два рази на рік для характерних (сезонних) змін навантажень, його ефективність розраховується для кожного характерного періоду (сезону) окремо.

1.3.5. Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням.

При роботі підстанції за графіком мінімум приведених витрат на трансформацію електроенергії відповідає мінімуму втрат потужності в трансформаторах. Тому граничне значення навантаження, при якому доцільне відключення одного з паралельно працюючих трансформаторів, визначається з рівності втрат потужності в n і $n-1$ трансформаторах.

Відключення одного з n однотипних трансформаторів доцільно в режимах, при яких навантаження трансформаторів

$$S < S_{HT} \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_x}{\Delta P_x}}. \quad (1.3)$$

1.3.6. Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ.

Планове і фактичне зниження втрат електроенергії за рахунок усунення систематичної асиметрії (нерівномірного розподілу струмових навантажень по фазах) визначається по формулі

$$\delta W = \Delta W(k_{H1} - k_{H2}) \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.4)$$

де

ΔW - втрати електроенергії в мережі 0,38 кВ при рівномірному завантаженні фаз, обумовлені відповідно до [19];

k_{H1}, k_{H2} - коефіцієнти систематичної асиметрії до і після симетрування, обумовлені по формулі

$$K_H = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_\phi} \right) - 1,5 \frac{R_0}{R_\phi}, \quad (1.5)$$

де

$I_A + I_B + I_C$ - середні значення струмів фаз за період з 17 до 23 ч (не менше трьох вимірів);

$\frac{R_0}{R_\phi}$ - відношення опорів нульового і фазного проводів.

Для двухпроводної лінії $K_H = 1$.

Перерозподіл навантаження в мережі необхідно робити, якщо середнє за зазначений період значення струму на головній ділянці нульового проводу складає більш $15A$ для мереж сільськогосподарського призначення.

Для спрощення розрахунків зниження втрат електроенергії від упровадження заходу допускається використання усередненого значення.

1.3.7. Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного устаткування електростанцій і мереж.

Впровадження цього заходу найбільше ефективно для транзитних ліній електропередачі великої пропускної здатності автотрансформаторів зв'язку і т.п., відключення яких викликає значне підвищення втрат у мережі. Зменшення тривалості таких відключень досягається поліпшенням організації робіт, сполученням ремонтів послідовно включених елементів мережі, проведенням їх за графіком, виконанням пофазних ремонтів, ремонтів під напругою і т.д.

Плановану і фактичну ефективність від проведення заходу варто визначати лише для тих робіт, на які маються нормативи тривалості проведення. У цьому випадку енергосистемам рекомендується для типових ремонтних схем мати дані про підвищення втрат електроенергії в електричних мережах при відключенні на I год. окремих ліній і устаткування підстанцій. По цим даним може бути визначене середньорічне зниження втрат електроенергії від виконання заходу, що використовується для обчислення планованого зниження втрат по формулі

$$\Delta W_{\Pi} = \frac{\delta W_{cp.z} \cdot \Delta W_{n.cemu}}{100} \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.6)$$

де

$\delta W_{cp.z}$ - середньорічне зниження втрат електроенергії, % сумарних втрат у мережах;

$\Delta W_{n.cemu}$ - плановані втрати електроенергії в мережах, на яких даний захід впливає.

Середньорічне зниження втрат повинне щорічно коректуватися на підставі

досвіду експлуатації, планів капітальних і поточних ремонтів.

Фактичне зниження втрат визначається в такий спосіб. При скороченні на час ΔT тривалості, наприклад ремонту синхронного компенсатора, лінії або трансформатора зв'язку в основній замкнутій мережі системи напругою 110 кВ і вище зниження втрат електроенергії визначається по формулі

$$\delta W_{\phi} = \Delta T \left[(\Delta P_{1H} - \Delta P_{2H}) \cdot \left(\frac{P_{cp}}{P_{max}} \right)^2 - (\Delta P_{1X} - \Delta P_{2X}) \right] \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.7)$$

де

ΔP_{1H} і ΔP_{2H} - навантажувальні втрати потужності в основній мережі системи в максимум її навантаження відповідно при відключеному і включеному елементі (визначаються для робочих режимів по програмах оптимізації);

P_{cp} - середня за час ΔT активне навантаження системи в цілому;

P_{max} - максимальне активне навантаження сумарного графіка навантаження власних споживачів системи в цілому в зимовий контрольний день;

ΔP_{1X} і ΔP_{2X} - втрати холостого ходу в мережі системи відповідно при відключеному і включеному елементі (для ліній дорівнюють нулеві).

При скороченні тривалості ремонту одного з трансформаторів центра живлення радіальної мережі або однієї з ланцюгів, що паралельно працюють радіальних ліній втрати враховуються тільки в рівнобіжних елементах, один із яких відключається. Значення P_{cp} і P_{max} відносяться при цьому до навантаження цих елементів.

1.3.8. Зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій.

Зниження витрати на власні потреби підстанцій визначається стосовно нормативів витрати, встановленим [19] і персоналом, що розраховується, ПЕС для всіх підстанцій, на яких є споживачі і лічильники електроенергії власних потреб.

Нормативи при цьому повинні систематично уточнюватися, виходячи з фактичної витрати.

Економія витрати електроенергії на власні потреби забезпечується раціоналізацією режимів роботи електрообігрівання виробничого приміщення підстанцій і обігріву приводів вимикачів у ВРП, оптимізацією режимів роботи вентиляторів охолодження трансформаторів і т.п.

Значну економію, зокрема, дає встановлення і введення в роботу автоматики відключення – включення пристрою електрообігрівання й охолодження. Досить перспективним є комплектування трансформаторів і автотрансформаторів підстанцій установками відбору тепла для теплопостачання будинків керування підстанцій і житлових приміщень обслуговуючого персоналу.

Плановане зниження витрати електроенергії на власні потреби підстанцій визначається, виходячи з досвіду минулих років і передбачуваного обсягу заходів щодо економії витрати електроенергії на власні потреби на планований період.

Фактичне зниження витрати електроенергії на власні потреби визначається як різниця між установленою нормою витрати і фактичною витратою електроенергії ($W_{с.н.}^{факт}$), обумовленим за показниками лічильників власних потреб

$$\Delta W_{\phi} = W_{с.н.}^{норм} - W_{с.н.}^{факт} \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год} \quad (1.8)$$

1.3.9. Стимулювання споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження.

Захід виконується споживачами електроенергії під стимулюючим впливом операторів систем розподілу і його структурних одиниць на зменшення максимуму і вирівнювання графіка навантаження [19].

У загальному вигляді зниження втрат електроенергії від виконання заходу повинне визначатися різницею коефіцієнтів форми графіка по формулі

$$\delta W = \frac{W_p^2 - W_a^2}{U^2 T} R_{\phi} (K_{\phi 1}^2 - K_{\phi 2}^2) \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.9)$$

де

W_p^2, W_a^2 - відповідно;, відпущена в електричну мережу активна і реактивна електроенергія, тис.квт . год;

U - номінальна напруга мережі, кВ;

T - розрахунковий період, год;

R_{Σ} - еквівалентний опір мережі. Ом;

$K_{\phi_1}^2, K_{\phi_2}^2$ - коефіцієнти форми графіка сумарного навантаження мережі до і після вирівнювання, відповідно обумовлені як відношення середньоквадратичного значення навантаження за графіком до її середнього значення.

1.3.10. Введення в роботу не використовуваних засобів автоматичного регулювання напруги (АРН).

Захід виконується на підстанціях, де встановлені на трансформаторах РПН пристрої автоматичного регулювання напруги за якимись причинами переведені в режим дистанційного керування.

Основний ефект від впровадження заходу досягається за рахунок підвищення можливостей регулювання напруги.

1.4. Зниження річних втрат електроенергії в мережі при підготовці звітних даних про впровадження технічних заходів

Зниження річних втрат електроенергії в мережі при підготовці звітних даних про впровадження технічних заходів (п. 1.3.1, 1.3.3, 1.3.10), визначається по формулі

$$\delta W_{\phi} = k_0 k_n (\Delta W_{1P} - \Delta W_{2P}) \text{ тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.10)$$

де

k_0 - коефіцієнт, прийнятий рівним 1, якщо значення розрахункових втрат визначалися при оптимальних режимах роботи мережі, розрахованих відповідно до заходів 1.3.2 і 1.3.4, і рівним 0,9, якщо значення втрат розраховувалися без попередньої оптимізації режимів;

k_{II} - коефіцієнт, що враховує точність методів розрахунку втрат електроенергії;

ΔW_{1P} і ΔW_{2P} - значення розрахункових втрат електроенергії в мережі, обумовлені до і після проведення заходу.

Використовуючи вирази (1.10) необхідно мати на увазі що:

- При виконанні заходу, зв'язаного зі зміною параметрів ділянки основної (замкнутої) електричної мережі енергосистеми, відбувається перерозподіл потоків потужності практично між усіма її елементами, тому втрати електроенергії повинні розраховуватися для всієї мережі при змінених параметрах ділянки;

- При виконанні заходу на ділянці замкнутої мережі, що живиться від одного ЦЖ, втрати електроенергії повинні розраховуватися тільки для мережі, приєднаної до ЦЖ;

- При виконанні заходу на ділянці радіальної мережі або в ЦЖ радіальної мережі допускається враховувати зміну втрат тільки на цій ділянці. Коефіцієнт k_0 при цьому приймається рівним одиниці;

- Плановане зниження річних втрат електроенергії при впровадженні технічних заходів з індексами 1.3.1-1.3.10 приймається з урахуванням проектів реконструкції і розвитку електричних мереж, у яких повинна оцінюватися ефективність цих заходів;

- При виборі й оцінці ефективності окремих технічних заходів необхідно враховувати ряд факторів які проаналізуємо необхідно більш детально проаналізувати.

1.4.1. Установка і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем.

Фактичне зниження втрат електроенергії, обумовлене по формулі (1.11), повинно бути зменшене на втрати в пристроях компенсації, обумовлені для батарей конденсаторів по формулі

$$\Delta W_{KV} = \operatorname{tg} \delta \cdot Q_{KV} \cdot T \text{ тис} \cdot \kappa B \text{т} \cdot \text{год}, \quad (1.11)$$

де

$tg\delta$ - відносні втрати в конденсаторах, прийняті рівними 0,002 кВт/квар для батарей конденсаторів, що приєднуються до мереж 10 кВ і вище, і 0.004 кВт/квар приєднуються до мереж 380 В;

Q_{KV} - потужність пристрою компенсації.

Для орієнтованої оцінки зниження втрат електроенергії від установки і введення в роботу пристрою компенсації в розімкнутій електричній мережі можна скористатися формулою

$$\delta W = \frac{2Q_{KV} \cdot Q_{\Pi} - Q_{KV}^2}{U_{НОМ}^2} R_{ЭК} \cdot \tau \cdot k_{\Pi} - \Delta W_{KV}, \quad (1.12)$$

де

Q_{Π} - реактивна потужність сумарного навантаження електричної мережі;

$U_{НОМ}$ - номінальна напруга мережі;

$R_{ЭК}$ - еквівалентний по втратах потужності опір мережі;

τ - час найбільших втрат, рік.

При відсутності проектних розрахунків плановане зниження втрат електроенергії при установці батарей статичних конденсаторів визначається орієнтовно по нормах, приведеним в кВт табл.1.1. Норми, приведені в перших двох рядках таблиці, поширюються лише на міські і сільські електричні мережі, що знаходяться на балансі енергосистем.

Необхідно зауважити, що середні питомі нормативи визначені з урахуванням втрат електроенергії в СК і БК, розподілу БК по підстанціях з номінальною напругою, зазначеною в таблиці.1.1.

Таблиця 1.1 – Норми ефективності батарей статичних конденсаторів

Призначення мережі	Номинальна напруга підстанції, на якій встановлена БК, кВ	Средня питома кВт установки БК (тис. кВт-год/Мвар) при номинальній напрузі підстанцій, кВ		
		35/6-10	110/6-10	220/6-10
Міська	0,38	330	310	230
Сільська	0,38	480	450	375
Будь-якого призначення, у тому числі мережа споживача	6-20	190	160	60

Ці нормативи можуть уточнюватися в міру удосконалювання технічних параметрів пристроїв, що компенсують, і засобів керування ними.

1.4.2. Збільшення робочої потужності встановлених в електричних мережах синхронних компенсаторів.

Збільшення робочої потужності СК досягається в основному за рахунок переходу їх на водневе охолодження, а також за рахунок підвищення якості ремонтів. Планове і фактичне зниження втрат електроенергії при цьому визначається по формулі

$$\delta W = \delta W_1 - \delta W_2 \quad \text{тис} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.13)$$

де

δW_1 - зниження втрат при оптимізації режимів з початковою потужністю СК;

δW_2 - те ж зі збільшеною потужністю СК.

При одночасному збільшенні потужності декількох СК по програмах оптимізації режимів може бути визначена лише їхня загальна ефективність. У

плані заходів вона і повинна вказуватися без розбивки між окремими СК. При послідовному збільшенні протягом року робочої потужності декількох СК зниження втрат у планованому році визначається сумою знижень втрат в інтервалах між збільшеннями потужностей СК. Зниження втрат у кожному інтервалі визначається як різниця між втратами при початковій і збільшеній потужності всіх СК із робочою потужністю, зміні інтервалу, що вчасно розраховується.

РОЗДІЛ 2

МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРОАКТИВНОГО КЕРУВАННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯМ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

Аналізуючи системи розрахунку втрат електроенергії та їх функціональні можливості, а також заходи по зменшенню втрат очевидно, що дані дві задачі існують окремими під задачами та реалізовані в ряді обчислювальних систем направлених в загальному на розрахунок втрат. Систематизація заходів по зменшенню втрат аналіз, області застосування та доцільності їх впровадження, залишається інтелектуальною задачею, яка потребує залучення спеціалістів в області втрат електроенергії. В даному напрямку є актуальним розробка системи яка базувалася б на одній із розрахункових моделей по розрахунку втрат електричної енергії в розподільних мережах, та містила в собі аналітичні модулі по представленню та візуалізації інформації, а також систему накопичення знань по заходам зменшення втрат та формуванню комплексу рекомендацій, щодо застосування тих чи інших заходів за мінімальної участі людини.

Для досягнення мети, та створення єдиної системи по вирішенню задачі прийняття оптимального рішення за для зменшення втрат електричної енергії, необхідно спроектувати систему за принципами побудови експертних систем. Вирішення даної задачі базується в цілому на інтелектуалізації системи, яка аналізуючи знання даної предметної області приймає, або допомагає приймати людині, рішення по вибору оптимізаційних заходів проактивного функціонування.

2.1 Принципи побудови інтелектуалізованих систем керування.

Керування нормальними режимами (НР) в електроенергетичних системах має ряд характерних рис, що обумовлені особливостями об'єкта керування. Так наприклад до таких особливостей відносяться багатокритеріальність керування, що ускладнює сприйняття та можливість

охопити увесь процес, а також передбачити взаємовпливи масивів параметрів на процес диспетчером енергосистем, необхідність виконання балансних обмежень, що в свою чергу потребують контролю та втручання в разі їх невиконання зі сторони обслуговуючого персоналу, забезпечення надійності та якості електропостачання, відповідно необхідно також дотримання технологічно економічного режиму який забезпечить прибутковість системи в цілому[45]. Взявши до уваги ряд вищенаведених особливостей видно, що ефективність керування електроенергетичною системою залежить від того, як точно та своєчасно здійснюється аналіз та моніторинг параметрів поточного режиму. За для забезпечення економічності роботи електроенергетичної системи одним із найголовніших параметрів є параметр що характеризує технологічні витрати на передачу та розподіл електричної енергії по електроенергетичним системам. Не зважаючи на те, що в задачах по розрахунку втрат електроенергії існує досить напрацювань та вирішення даної задачі теоретично не представляє особливої складності, однак комплексний аналіз витрат електроенергії по всій електроенергетичній системі та підтримання оптимально економічного режиму роботи системи потребує розробки системи автоматизованого аналізу, що до стану електроенергетичної системи та формування рекомендацій, що до прийняття рішень по оптимізації режиму.

Така система повинна забезпечувати зв'язок з диспетчерським персоналом електроенергетичних систем та надавати можливість в доступній інтуїтивній формі контролювати та аналізувати поточний стан системи, а також надавати можливість імітувати на математичних моделях можливі перспективні стани. Реалізація такої системи можлива за рахунок синтезу математичних моделей інтуїтивно-графічного середовища та синтезу знань на основі нейронних моделей.

Умовою будь-яких дій по керуванню системами є наявність достовірної інформації про стан об'єкту. Для даної поставленої задачі, джерелом інформації про стан ЕС є обчислювально-інформаційний комплекс(ОІК)

електроенергетичної системи. Однак не завжди даний об'єм інформації є достатнім, тому в якості допоміжної інформації необхідно використовувати графіки навантаження вузлів системи та додаткові вимірювання. Дана інформація складається з вектора параметрів елементів електроенергетичної системи - E , та вектору режимів системи - P .

Повна розрахункова модель підсистеми розрахунку режимів будується на базі цих векторів та зберігається в базі даних системи. Додатковою інформацією є рівняння, що пов'язують параметри елементів системи та параметри режиму електроенергетичної системи [48]. Математична модель стану електроенергетичної системи, базується на сукупності цих рівнянь, та в загальному має наступний вигляд:

$$\varpi(E, P) = 0.$$

Детальніше формування та функціональна модель системи розрахунку режимів буде розглянуто далі при розгляді моделі розрахунку характерних режимів.

Вся інформація асоціюється з графічним середовищем і дає можливість персоналу візуально контролювати та приймати рішення на мнемосхемі системи. Опіраючись на інформацію, яку отримано під час розрахунку поточного режиму, аналізується поточний стан електроенергетичної системи, тобто перевіряється чи знаходиться поточний режим в межах оптимального.

На основі результатів аналізу формуються рекомендації по введенню поточного режиму в область оптимальності та пропонуються диспетчеру ряд дій по реалізації даних рекомендацій. З цією метою інформація передається в графічне середовище, де в автоматизованому режимі проходить порівняння режимів поточного та режимів після застосування наведених рекомендацій.

При аналізі результатів досить часто обслуговуючому персоналу достатньо знати лише тенденцію розвитку процесів в системі і порівняти значення загальних показників системи, наприклад сумарних втрат потужності в електроенергетичній системі ΔP .

Проектування відповідної системи вимагає створення ряду моделей пов'язаних одна з іншою та дотримання ряду правил та принципів, що складають теорію побудови автоматизованих систем керування.

1. Моделі, що описують певний енергетичний об'єкт повинні відповідати чіткому уявленню персоналу, який експлуатує даний об'єкт. Дана модель повинна мати відповідні зв'язки графічного та табличного представлення. Представлення в табличній формі повинні відповідати стандартам диспетчерського формату та в цілому складати прозору та вичерпну модель об'єкта дослідження. Графічне представлення моделі об'єкта повинно в повному обсязі представляти сам об'єкт як його віртуальну копію, та мати відповідні параметри за допомогою яких здійснюються керування об'єктом чи системою об'єктів.
2. Система об'єктів, тобто графічне представлення елементів енергосистеми, в цілому повинна складати графічну модель електроенергетичної системи з можливостями динамічного представлення як окремих частин схеми чи об'єктів так і схеми в цілому. Причому вибір нанесення режимної інформації на модель схеми необхідно реалізувати динамічним механізмом перспективного представлення в залежності від міри важливості та необхідності інформації.
3. Підсистема розрахунку втрат електроенергії повинна мати механізми по елементного розрахунку втрат, та модулі представлення результатів в розрізах необхідних для аналізу. Причому аналіз результатів повинен опрацьовуватись інтелектуалізовано, системою прийняття рішень.
4. Інтелектуалізована система прийняття рішень повинна базуватися на масивах інформації про систему в цілому, її параметри та умови її експлуатації. Повний об'єм інформації повинен бути розміщений в базі даних у вигляді параметрів моделі електроенергетичної системи, та у базі знань у вигляді керуючих правил та логічних виразів, що описують стан об'єкта.

5. За правилами побудови експертних систем, для наповнення бази знань, вона повинна мати відповідний трансляційний модуль для зручного представлення правил керування системою в зручний для аналізу та застосування вигляд.
6. В ході роботи системи необхідно обґрунтовувати прийняті системою рішення та надавати користувачу системи вичерпні пояснення на всі прийняті рішення. Відповідно при проектуванні моделі бази знань необхідно відвести місце для інформації, про походження правил та їх походження з посиланнями на джерела їх підтвердження.
7. Кожна із підсистем, інтелектуалізованої системи прийняття рішень по зменшенню втрат електроенергії, повинна мати функції обміну інформацією Q_i за допомогою яких підсистеми будуть обмінюватися параметрами та масивами даних та потоками інформації. Дану функцію можна представити у наступному вигляді:

$$Q_i = F(f_i, M_i, P_i),$$

де

$f_i = F(x_i, y_i \dots z_i)$ - параметри i -тої підсистеми;

M_i - масив додаткових даних про параметри i -тої підсистеми;

P_i - потік інформації i -тої підсистеми, що представляє собою логічну, текстову та графічну інформацію.



Рисунок 2.1 - Система оптимальних рішень по зменшенню втрат

8. Загальний підхід до побудови системи повинен базуватися на принципах доступності інтерфейсу, надійності побудови підсистем функціонування та їх функцій взаємодії.

Для реалізації системи інтелектуалізованого вибору заходів по зменшенню втрат електричної енергії необхідно реалізувати моделі за наступною схемою рис.2.2. [44]

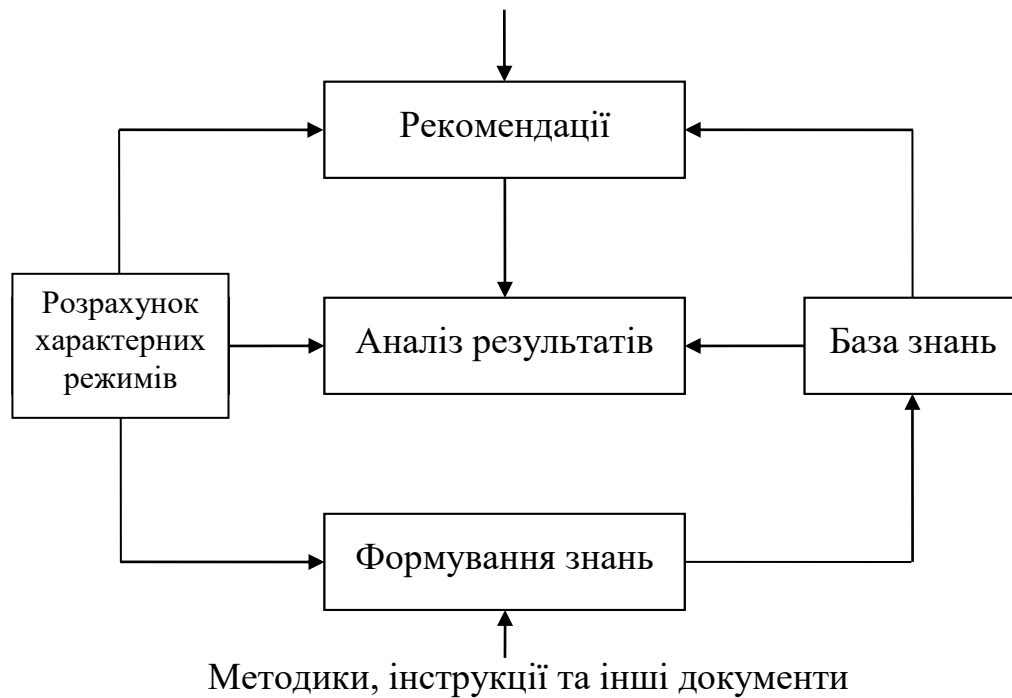


Рисунок 2.2 – Структурна схема системи прийняття рішень.

2.2 Модель розрахунку характерних режимів розподільних мереж електроенергетичної системи

Розрахунок характерних режимів в розподільних мережах, етап який дозволяє отримувати ряд режимних параметрів та проводити аналіз їх економічності. Головними параметрами в поставленій задачі є втрати електроенергії та інформація про їх структуру розподілу по елементах мережі. Для отримання необхідної інформації необхідно побудувати розрахункові моделі, та провести аналіз методів визначення втрат. Напрямок аналізу визначення втрат викладено в [49-52].

Єдиним можливим шляхом визначення та нормування втрат електроенергії було застосування методу глибокого еквівалентування [53-55]. Причиною даного підходу стала відсутність достатнього інформаційного забезпечення щодо параметрів поточного режиму ЕМ та стану комутаційної апаратури, хоча такий підхід має ряд суттєвих недоліків:

- неможливість структурування втрат по окремих елементах ЕМ;
- неможливість врахування уточнювальної інформації відносно параметрів режиму ЕМ (уточнених графіків навантаження підстанцій, показників лічильників на проміжних розподільних пристроях тощо);
- неможливість (або складність) врахування змін у схемі ЕМ впродовж звітнього періоду;
- складність врахування зміни параметрів обладнання ЕМ у часі (коефіцієнтів трансформації трансформаторів з РПН та ПБЗ, потужностей компенсуючих установок, тощо).

Вказані недоліки роблять недоцільним застосування в АСКОЕ методів еквівалентування визначення втрат електроенергії в ЕМ.

Більш гнучким та точним методом для розв'язання даної задачі є запровадження АСКОЕ у поєднанні з оперативно-інформаційними комплексом (ОІК).

Метод по елементних розрахунків в ітеративній або матрично-ітеративній формі знайшов широке застосування для аналізу нормальних режимів електричних мереж вищих класів напруг [55]. Це зумовлено достатньо високим рівнем інформаційного забезпечення та широким колом задач, що вимагають детальної інформації про режимні параметри окремих об'єктів. Після запровадження АСКОЕ з'явилася можливість і доцільність використання вказаного методу для розв'язання задачі аналізу та структурування втрат електроенергії у розподільних мережах [56].

В даного підходу є переваги, що дають можливість отримання детальної інформації про режим роботи і, відповідно, втрати потужності та електроенергії у кожному елементі ЕМ, що є необхідною умовою

структурування технічних втрат з метою розробки електроощадних заходів. Але адекватність одержаних результатів у значній мірі залежить від якості розрахункової моделі ЕМ.

Максимальну відповідність моделі до її формування забезпечують усі наявні джерела інформації, і в першу чергу, оперативно-інформаційний комплекс, як єдине джерело даних про поточний стан об'єкту керування.

Схема за якою здійснюється формування розрахункової моделі ЕМ представлена на (рис.2.3). На етапі підготовки та впровадження АСКОЕ необхідно всебічно проаналізувати склад та стан обладнання об'єкту керування і на цій підставі сформувані бази даних з параметрами

- ліній електропередач, спираючись на каталожні дані та результати діагностування стану ЛЕП;
- трансформаторів, виходячи з паспортних даних, результатів перевірок та після ремонтних випробувань;
- пристроїв компенсації реактивної потужності, взявши за основу паспортні дані з урахуванням тривалості експлуатації;
- комутаційної апаратури з виділення пристроїв, що можуть бути використані для коригування схеми.

Підготовка баз даних має бути виконана особливо ретельно, оскільки вони є джерелом інформації для формування розрахункової моделі ЕМ протягом функціонування АСКОЕ і, таким чином, можуть вносити систематичну похибку у результати аналізу та структурування втрат електричної енергії.

Базова модель ЕМ являє собою підготовлену у відповідності з певними вимогами інформацію про повну схему ЕМ, що включає:

- інформацію про нормальну схему з'єднань ЕМ, включаючи опис всіх комутаційних апаратів, за рахунок яких схема може бути змінена;
- інформацію про частини мережі, що на даний час знеживлені, але можуть використовуватися у разі необхідності;

– інформацію про можливість зв'язки з ЕМ свого адміністративно-ієрархічного рівня та інших рівнів.

Під час підготовки та формування базової моделі виконується ідентифікація обладнання і, таким чином, встановлюються зв'язки між базовою моделлю ЕМ та сформованими попередньо базами даних. Перехід від статичної базової моделі до динамічної розрахункової вимагає наявності стандартизованих потоків інформації про характер зміни стану об'єкту керування. Така інформація забезпечується засобами ОІК АСКОЕ.



Рисунок 2.3 – Формування розрахункової моделі ЕМ

За даними архівів ОІК АСКОЕ в базовій моделі виконується зміна інформації про стани комутаційних апаратів. Будується граф оновленої схеми ЕМ, за рахунок чого визначаються відділені та знеживлені частини мережі, що,

вочевидь, не впливають на втрати потужності та електричної енергії. Даний процес супроводжується формуванням протоколу змін у схемі мережі, куди заноситься інформація про знеживлені ЛЕП, трансформатори, відключених споживачів тощо. Для зменшення розмірності задачі інформація про вказані частини мережі видаляється з відповідною переіндексацією складу пасивних параметрів розрахункової моделі. Значення вказаних параметрів вибираються з бази даних обладнання ЕМ, що забезпечує спрощення коригування моделі за зміни складу або характеристик наявного обладнання.

Найбільш складною та неоднозначною проблемою формування вихідної інформації для проведення по елементного розрахунку втрат електроенергії є визначення незалежних параметрів поточного режиму ЕМ. Це пов'язано з принциповою неможливістю телеметрування всіх споживачів електричної енергії навіть в результаті впровадження АСКОЕ. Для забезпечення інформації про споживачів, що не оснащені засобами телевимірювань, використовуються наявні джерела, що опосередковано визначають характер електроспоживання.

Каталожні параметри трансформаторів споживальних підстанцій у поєднанні з типовим графіком навантаження приєднаних груп споживачів дають змогу доволі точно оцінити електроспоживання у певний момент часу. Для додаткового підвищення адекватності оцінки можуть бути використані результати визначення спожитої електроенергії за минулий звітний період, що дає змогу опосередковано визначити середньозважені коефіцієнти завантаження трансформаторів на споживальних підстанціях.

З певною дискретністю Δt виконується опитування телевимірювальних пристроїв, що встановлені на вводах понижувальних підстанцій, на фідерах, що відходять від шин нижчої напруги, на проміжних розподільних пристроях (РП) та на шинах найбільш потужних та відповідальних споживачів.

Дані пристрої забезпечують інформацію про кількість відпущеної або спожитої електроенергії, а також про значення активної та реактивної потужності.

Таким чином ми отримуємо інформацію про втрати в елементах електричної мережі та можемо відслідковувати їх зміни при зміні вхідних параметрів мережі.

Розрахункові моделі втрат електроенергії при наявній інформації опираються на різні методи розрахунку в залежності від повноти інформації.

Кінцевою метою розрахунків і аналізу втрат є їх зниження за допомогою економічно обґрунтованих заходів. Економічним важелем, що повинен стимулювати практичне впровадження заходів, є встановлення планових значень втрат, обчислених з урахуванням реальних можливостей персоналу по їх зниженню.

Тому на практиці розрахунки втрат виконують для вирішення двох основних задач:

- вибору заходів по зниженню втрат (ЗЗВ);
- обґрунтування планового завдання по втратах.

В залежності від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватись різні методи [19], аналіз яких необхідно провести.

2.2.1 Методи по елементних розрахунків.

Даний метод базується на наступному співвідношенні

$$\Delta W_n = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (2.1)$$

де k - кількість елементів мережі; Δt - інтервал часу між послідовними замірами навантаження елементів; T - звітний період часу; $n=T/\Delta t$ - кількість інтервалів; I_{ij} - середнє значення струму i -го елемента з опором R_i на j -му інтервалі часу.

Даний метод дозволяє чітко структурувати втрати по окремим ділянкам ліній та дає можливість найбільш точно визначати втрати в лініях електричних мереж.

2.2.2 Методи характерних режимів.

Даний метод дозволяє рахувати втрати в мережах з достатньо високою точністю використовуючи співвідношення

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^l \Delta P_i t_i, \quad (2.2)$$

Де ΔP_i - навантажувальні втрати потужності в мережі в j -му режимі тривалістю t_i годин; l - кількість режимів.

Даний підхід потребує додаткової інформації про споживання або навантаження в певні інтервали часу.

2.2.3. Методи характерних діб.

Даний метод використовує формулу

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^D D_{eki}, \quad (2.3)$$

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

2.2.4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат.

Наближені методи розрахунків, за допомогою яких можна розрахувати витрати електроенергії з меншою точністю, а ніж попередні, але досить ефективні за відсутності детальної інформації про споживання.

Розрахувати втрати можна за наступним виразом:

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \tau, \quad (2.4)$$

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

2.2.5. Методи середніх навантажень.

Даним методом можна вирахувати втрати використовуючи наступний вираз:

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} \kappa_{\phi}^2 T, \quad (2.5)$$

де - втрати потужності в мережі при середніх навантаження вузлів (або мережі в цілому) за час T ; κ_{ϕ} - коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

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

Методи 2.2.1 - 2.2.5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантажень. Ці методи називають схемотехнічними.

Існують також статистичні методи які не передбачають електричного розрахунку мережі. При їх використанні втрати електроенергії обчислюють на підставі стійких статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, кількості підстанцій, тощо.

Самі ж залежності отримують на підставі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок з якими встановлюється.

Статистичні методи використовують для оцінки сумарних втрат в мережі. Вони не дозволяють визначити конкретні заходи по зниженню втрат. Вони використовуються при розрахунках і аналізі втрат в мережах, де ще не впроваджена автоматизована система керування цими мережами, відсутній банк даних про їх схеми і не організоване періодичне поповнення даних про їх навантаження. До даного класу мереж відносяться мережі 0,38 кВ.

В моделях нашої системи визначення втрат потужності і енергії в електричних мережах використовуються схемотехнічні методи в різних їх комбінаціях опираючись на розрахунок характерних режимів. При цьому

розрахункова модель виходять з того, що послідовність обчислювальних операцій з заданим набором вихідних параметрів повинна призводити до конкретного чисельного результату.

Для обчислення втрат електроенергії необхідно визначити числові характеристики навантажень.

В методах розрахунку втрат, які реалізовані в розрахунковій моделі, використовуються різні алгоритми обробки інформації.

Наприклад, інтегрування неперервного графіка навантаження здійснюється з використанням способів дискретної обробки. Відповідно визначаються всі залежні величини. Наприклад, середньоквадратичне значення струму знаходиться за формулою:

$$I_{с.кв} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n I_i^2 \Delta t_i} \quad (2.6)$$

Величини i^{k_ϕ} , що характеризують форму графіка навантаження і використовуються в (2.4) та (2.5), визначаються наступним чином [19].

Кількість годин найбільших втрат можна визначити за формулою:

$$\tau = k_s^2 k_\phi^2 T, \quad (2.7)$$

де k_s - коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну кількість годин використання максимального навантаження.

А він визначається:

$$k_s = \frac{P_{cp}}{P_{max}}, \quad (2.8)$$

де $P_{cp} = W/T$ - середнє значення потужності за період T ; W - електроенергія, відпущена споживачам за період T ; P_{max} - максимальне навантаження мережі.

Для визначення втрат електроенергії за формулами (2.4) або (2.5) достатньо визначити одну з величин φ чи k_ϕ . іншу можна визначити з рівняння зв'язку (2.7). Як правило, в першу чергу визначають k_ϕ .

На сьогодні відомо ряд методів визначення коефіцієнта форми графіка навантаження [19]. В розрахунковій моделі використовується метод, який за результатами дослідження дає найкращі результати для мереж 10 - 0,4 кВ:

$$\lambda < 1, \text{ то } k_\phi^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2$$

якщо ;

$$\lambda \geq 1, \text{ то } k_\phi^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{\min})^2}{(1 + k_3 - 2k_{\min})k_3^2}$$

якщо ,

$$\lambda = \frac{k_3 - k_{\min}}{1 - k_3}, \quad k_{\min} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}.$$

Таким чином, для визначення втрат електроенергії за звітний період T необхідна інформація про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за цей же період.

Специфічною задачею, за відсутності необхідної інформації, є визначення втрат в електричних мережах 0,38 кВ

Електричні мережі 0,38 кВ в розрахунках втрат можна представити еквівалентним опором. Його значення визначається в залежності від виду вхідної інформації.

Якщо відсутні дані про навантаження у вузлах схеми і відоме значення струму тільки в головній ділянці, то втрати можна визначити за формулою:

$$\Delta W_n = 3I_z^2 R_{ек} T, \quad (2.9)$$

де I_2 - струм головної ділянки; $R_{ек}$ - еквівалентний опір всієї мережі.

З (2.9) визначаємо еквівалентний опір:

$$R_{ек} = \frac{\Delta W_n}{3I_2^2 T} \quad (2.10)$$

При використанні цього методу головне завдання полягає у знаходженні струму на головній ділянці і втрат електроенергії за звітний період. Дана формула дає достатньо точний результат, якщо повнота оплати за спожиту електроенергію є відносно стабільною. В цьому випадку еквівалентний опір, розрахований за даними попередніх звітних періодів, може використовуватися для поточних розрахунків втрат.

Як відомо, втрати електроенергії в розгалуженій мережі дорівнюють сумі втрат на окремих ділянках:

$$\Delta W_n = 3T \sum_{i=1}^k I_i^2 R_i,$$

де I_i та R_i - струм та опір i -го елемента мережі.

Тоді у відповідності з (2.10) еквівалентний опір мережі визначаємо за формулою:

$$R_{ек} = \frac{\sum_{i=1}^k I_i^2 R_i}{I_2^2} \quad (2.11)$$

За відсутності значення струму в головній ділянці можна скористатися формулою обчислення еквівалентного опору за звітними даними за квартал:

$$R_{ек} = \frac{\Delta W_n}{\Delta W_{в.м}^2} U^2 T, \quad (2.12)$$

де $\Delta W_{в.м}$ - електроенергія, відпущена в мережу; U - середнє значення напруги на шинах РП.

Даний підхід використовується і дає хороші результати, коли коефіцієнт оплати за спожиту електроенергію складає приблизно 100%.

В розрахунковій моделі реалізовано відомий, запропонований раніше метод оцінки втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ по сумарній довжині ліній. Згідного даного методу еквівалентний опір лінії без розгалужень визначається:

$$R_{ек} = r_0 L k_l, \quad (2.13)$$

де r_0 - питомий опір проводу, Ом/км; L - довжина лінії, км; k_l - коефіцієнт, який враховує тип навантаження ($k_l=1$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії; $k_l=0,37$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії).

В діапазоні перерізів алюмінієвих проводів 35-120 мм² справедливе співвідношення $r_0 = 32,25 / F$, де F - переріз проводу, мм².

При наявності відгалужень втрати за тої ж сумарної довжини лінії втрати в ній зменшуються, оскільки густина струму в відгалуженнях суттєво менші ніж в магістралі. В цьому випадку в формулу еквівалентного опору необхідно ввести понижувальний коефіцієнт:

$$k_6 = 1 - 0,95 \frac{L_6}{L_\Sigma},$$

де L_Σ - сумарна довжина лінії з відгалуженнями; L_6 - довжина відгалужень.

З врахуванням наведених виразів у модель для визначення еквівалентного опору ліній 0,38 кВ закладено наступне співвідношення:

$$R_{ек} = 32,25 k_L k_6 \frac{L_\Sigma}{F}. \quad (2.14)$$

До збільшення втрат в мережі веде також несиметрія навантаження і неоднаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Врахувавши і ці фактори, остаточно маємо формулу для визначення еквівалентного опору:

$$R_{ек} = 32,25 k_L k_6 k_N k_n \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_\Sigma^2}, \quad (2.15)$$

де L_i - довжина магістральних ліній з перерізом проводу F_i (L_i в км, F_i в мм²);

N - число груп ліній з різними перерізами головних ділянок, які живляться від даного РТ;

F_Σ - сумарний переріз головних ділянок цих ліній, мм² ;

$k_L = 1 - 0,63d_p$ - коефіцієнт, який враховує тип навантаження. В цій формулі d_p визначається як частка розподілених навантажень ($d_p=0$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії;

$d_p=1$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії рівномірно);

$k_n = 1,05 + 0,3d_p$ - коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням;

$k_\epsilon = 1 - 0,95 \frac{L_\epsilon}{L_\Sigma}$ - понижувальний коефіцієнт, яким враховується те, що в відгалуженнях втрати суттєво менші ніж в магістралі; L_Σ - сумарна довжина лінії разом з відгалуженнями; L_ϵ - довжина відгалужень;

k_N - коефіцієнт, яким враховується неоднаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Його значення знаходиться в діапазоні 1,04 - 1,16 ($k_N = 1,1 + 0,06$).

При наявності інформації про довжину і кількість ліній з розподіленим і сконцентрованим навантаженням доцільно проводити окремо розрахунки з коефіцієнтами, які характерні для цих ліній.

Для ліній 0,38 кВ необхідно оцінити втрати напруги за втратами потужності.

Відомо, що втрати потужності і втрати напруги в лініях електропередачі взаємозв'язані між собою. Відношення відносних втрат потужності і відносних втрат напруги в лініях 0,38 кВ з зосередженим навантаженням в кінці має вид

$$k_{n/n} = \frac{\Delta P\%}{\Delta U\%} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}, \quad (2.16)$$

де $\xi = x_0/r_0$ - відношення питомих індуктивного і активного опорів лінії.

Для ліній з розподіленим навантаженням

$$k_{n/n} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + tg^2\varphi}{1 + \xi tg\varphi} . \quad (2.17)$$

З врахуванням того, що для повітряних ліній $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$; $r_0 = 32,25/F \text{ Ом/км}$, $\xi = x_0/r_0 = 0,0125F$.

Оскільки кінцеві ділянки повітряних ліній інколи виконуються проводом меншого перерізу ніж головна ділянка, то рекомендується приймати для повітряних ліній . Формула (2.17) для визначення відношення втрат потужності і напруги прийме вигляд

$$k_{n/n} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + tg^2\varphi}{1 + 0,01F tg\varphi} . \quad (2.18)$$

Для кабельних ліній $x_0 \approx 0$ і $\xi \approx 0$.

Оцінку втрат напруги доцільно здійснювати для режиму найбільших навантажень. Для цього випадку

$$\Delta U \% = \frac{\Delta P_{\max}}{P_{\max} k_{n/n}} \cdot 100 , \quad (2.19)$$

де P_{\max} - максимальне навантаження лінії, яке задається або визначається при відомому відпуску електроенергії за період часу T за формулою

$$P_{\max} = \frac{W}{Tk_3} ;$$

ΔP_{\max} - втрати потужності в режимі максимальних навантажень.

Зауважимо, що коли відоме значення максимальних втрат напруги (наприклад, в результаті вимірів), то можливо навпаки оцінити втрати потужності і електроенергії. В цьому випадку з (2.19) слідує, що

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U \%}{100} P_{\max} k_{n/n} , \quad (2.20)$$

а втрати електроенергії

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau. \quad (2.21)$$

Всі методи закладені в модель розрахунку режимів та визначення втрат електроенергії в різних їх комбінаціях, дозволяють проаналізувати втрати в різних розрізах та заповнити аналітичну базу даних для генерації рекомендацій та комплексних заходів по зменшенню втрат.

Для системи автоматизованого прийняття рішень головним елементом є масив умов та законів по яких буде здійснюватися вибір заходів та керування процесом вибору по заздалегідь намічених схемах аналізу. Для збереження даного об'єму інформації окрім інформації про структуру втрат, необхідно створити базу знань та інтерфейс для її заповнення.

2.3 Моделювання бази знань та системи їх формування.

База знань (БЗ) наповнюється за допомогою відповідного інтерфейсу користувача орієнтованого на експерта в області зменшення ТВЕ. Основою БЗ є перелік заходів по зменшенню витрат електричної енергії. Структура БЗ приведена на рис. 2.4.

Умови до застосування тих чи інших заходів формуються експертом та вказують на методично-теоретичну можливість застосування того чи іншого заходу по відношенню до моделі мережі в цілому чи до окремого об'єкту мережі(ТП,ПЛ,і т.д.).

Додаткові обмеження на застосування тих чи інших правил є знаннями, що вказують на технічну неможливість або недоцільність застосування заходу в конкретному випадку. Додаткові обмеження можуть бути постійними по відношенню до елемента мережі, або залежними від режимних параметрів.

Набір правил по тому чи іншому заходу представляється в логічному або математичному вигляді, в залежності від заходу, та напрямку, що впливає на результат прийнятого рішення по застосуванню відповідного заходу. аходи по зменшенню втрат за допомогою адаптованого інтерфейсу користувача утворюють основну базу знань, що за відповідних критеріїв та алгоритму

вибору утворюють комплекс заходів по яким приймаються рішення, що до зменшення втрат в електроенергетичній мережі. Фізично база знань представляє собою таблиці бази даних InterBase.

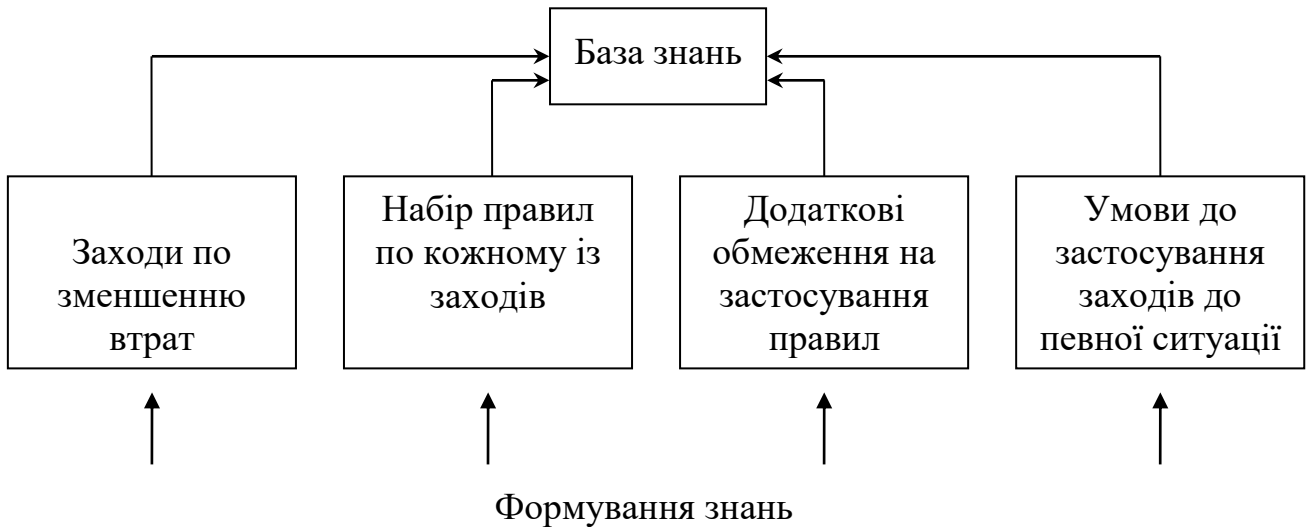


Рисунок 2.4 – Структурна схема БЗ

Для прикладу таблиця заходів представляється в наступному форматі, таблиця 2.1.

Таблиця 2.1 – Таблиця бази знань

Code	Name	N_instr	Tz	El_mer
1	Оптимізація місць розмикання ліній 6 - 35 кВ з двостороннім живленням.	1.1	1	1
2	Оптимізація режимів електричних мереж по реактивній потужності.	1.2	1	1
3	Оптимізація режимів електричних мереж по активній потужності.	1.2	1	1
4	Переведення генераторів електростанцій в режим синхронного компенсатора (СК).	1.3	1	4
5	Зменшення обмеження потужності генераторів електростанцій.	1.4	1	4
6	Оптимізація розподілу навантаження серед підстанцій основної електричної мережі 110кВ і вище перемиканнями в її схемі.	1.5	1	2
7	Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж різних номінальних напруг.	1.6	1	1
...

Класифікація заходів по зменшенню втрат необхідна для чіткого розмежування їх по критеріям застосування при прийнятті рішень, що до застосування того чи іншого комплексу заходів.

Заходи по зменшенню втрат необхідно розділити по групам які впливають на їх застосування в залежності від початкових умов моделі та їх параметрів.

Можна виділити наступні групи:

1. По типу заходів.

1	Організаційні
2	Технічні
3	Заходи по удосконаленню обліку

2. По класу напруги.

1	750 кВ та вище
2	220 – 110 кВ
3	35 – 10 кВ
4	0.4 кВ

3. По застосуванню до елементу мережі

1	Контури та лінії
2	Вимикачі та роз'єднувачі
3	Трансформатори
4	БК та СК

4. По рівню застосування.

1	До мережі в цілому
2	До окремого елементу ЕМ

Представлення знань в області вибору заходів по зменшенню втрат електроенергії необхідно модельно реалізувати в вигляді бази даних логічних виразів та предикатів, що будуть критеріями пошуку рішень.

Як правило в процесі пошуку рішення задач застосовуються логічне мислення та досвід у вирішенні задач предметної області. Виходячи із загальної термінології, використання досвіду в вирішенні задач пошуку

рішень, відноситься до області евристичних задач. Приклади евристичного досвіду відносяться до мислення на основі прецедентів.

Експертна система пошуку рішень по зменшенню втрат електроенергії, може містити в собі сотні тисяч невеликих фрагментів знань про прицеденти, на які вона опирається. Кожне правило в експертній системі може розглядатися як мікроприцедент, який може сприяти рішенню задачі або використовуватися в ланцюгу логічних висновків за допомогою яких буде можливо отримати рішення.

Для зручного використання знань про зменшення втрат їх необхідно поділити на процедурні, декларативні та неявні.

Вибір заходів по зменшенню втрат в даному випадку можна віднести до процедурних знань.

Декларативними знаннями можна вважати знання про те чи є будь яке твердження «істиним» або «хибним». Термін декларативний застосовується до знань викладених в формі декларативних тверджень. Наприклад: «Не вмикайте лінію на якій працюють люди».

Неявні знання, або підсвідомі знання, не можуть бути виражені за допомогою мови, а для прийняття рішень по зменшенню втрат досить не мала кількість таких знань що базуються на досвіді експлуатації електроенергетичних систем.

Знання в експертних системах відіграють досить важливу роль. Провівши аналогію з приведеним нижче класичним висловлюванням Ніколаса Вирта [79], що програми це алгоритми плюс структури даних, по відношенню до експертних систем можна привести наступний вираз:

Знання + Логічний висновок = Експертні системи

Ще одною не мало важливою групою знань є факти. Фактами позначається інформація, що розглядається як надійна. Експертна системи повинна формувати логічні висновки з використанням фактів. Також експертні системи повинні відповідати наступним вимогам:

- відділяти дані від загального потоку інформації так званого «сміття»;

- перетворювати дані в інформацію;
- перетворювати інформацію в знання.

Пошук рішення експертною системою здійснюється відповідно використовуючи предикативну базу знань. Предикативна база даних містить в собі предикати, представлені в вигляді правил та фактів, які були в неї введені в результаті її формування.

Якщо запит користувача сформований як факт відповідно після пошуку даного факту система повертає результат, якщо факт знайдено то «так», не знайдено то «ні». Наприклад:

«Захід 1.1, застосовується до мереж 35 кВ» \Rightarrow «Так»

Відповідно предикативна база даних повинна містити факти по класам напруги.

Якщо запит сформований в вигляді правил, то система здійснює пошук в глибину рис 2.5.

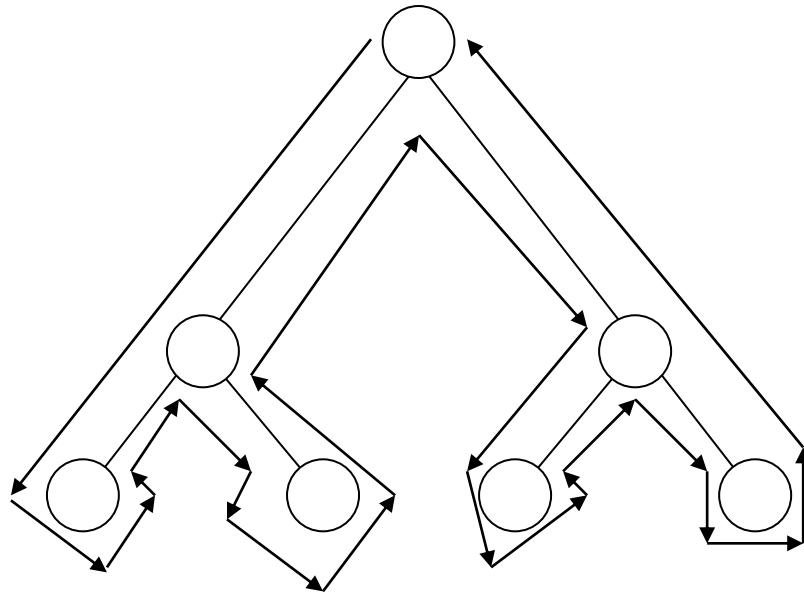


Рисунок 2.5 – Пошук рішень в глибину фактів.

Або пошук в ширину, в залежності від структури знань та механізму пошуку рис 2.6.

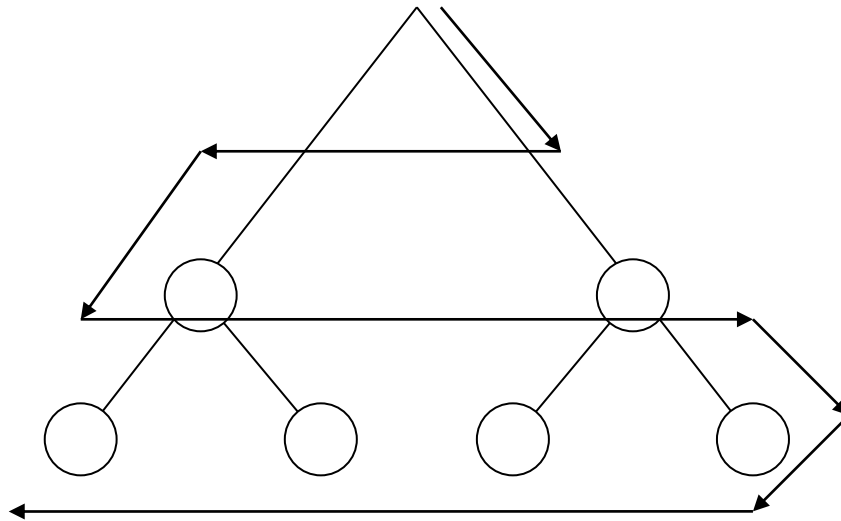


Рисунок 2.6 – Пошук рішень в ширину фактів

Використання символів логіки, окрім правил, фактів, фреймів та семантичних мереж, також можна використати для представлення знань.

На логічних правилах формуються беззаперечні роздуми. Важливою частиною процесу формування роздумів в даному випадку є логічний висновок який сформований із посилань. Застосування обчислювальної техніки для пошуку рішень призвело до напрямку логічного програмування, тобто систем автоматизованого формування роздумів. Одним із основних понять логіки є поняття множин.

Для формування бази знань про заходи зменшення втрат електроенергії можна використати теорію множин та логічну математику представивши існуючий загальноприйнятий перелік заходів по зменшенню втрат в вигляді множини. Допустимо, що A - множина всіх заходів по зменшенню втрат електроенергії. B - множина заходів, що відносяться до мереж класу напруги 35кВ;

C - множина заходів, що відносяться до заміни обладнання;

D - множина заходів, що відносяться до заміни обладнання класу напруги 35кВ;

В такому випадку можна записати, що:

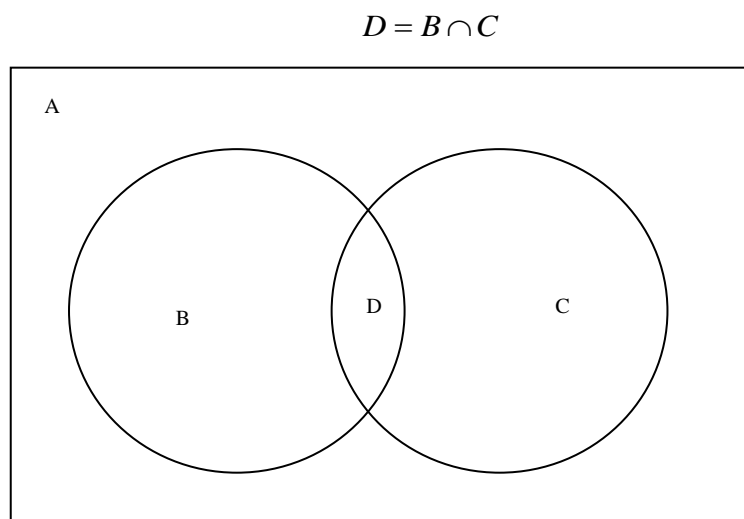


Рисунок 2.7 – Перетин областей заходів по спільним

Якщо представити, що кожен окремо взятий захід це x то вираз можна представити в вигляді:

$$D = \{x \in U | (x \in B) \wedge (x \in C)\}$$

Для представлення одного із заходів необхідно визначитися із фактами що його характеризують. Наприклад розглянемо захід із загальної бази знань під пунктом 1.1 - «Оптимізація місць розмикання ліній 6 - 35 кВ з двостороннім живленням».

Для отримання логічного висновку можливо чи ні застосувати даний механізм описаний в заході до певної моделі електричної мережі, необхідно щоб виконувалось правило:

Якщо ($A = \text{істина}$) то «можна застосувати захід 1.1»

де A – множина умов, що повинні виконуватися.

Для простоти представлення на далі будемо оперувати наступними поняттями $T = \text{істина}$, $F = \text{не істина}$.

Відповідно даний вираз можна переписати як:

$$A \rightarrow \text{«можна застосувати захід 1.1»}$$

Для представлення правила по класу робочих напруг ліній представимо його як Ψ .

$$\Psi = (\alpha \vee \beta \vee \chi \vee \delta)$$

α - лінія класу напруги 6 кВ;

β - лінія класу напруги 10 кВ;

χ - лінія класу напруги 27 кВ;

δ - лінія класу напруги 35 кВ:

Для представлення правила по типу живлення можна використати факти, що будуть формуватися відповідно до правила:

Якщо при всіх ввімкнених вимикачах та роз'єднувачах лінія починається та закінчується шинами живлення

то «лінія з двостороннім живленням»

Відповідна кожна лінія $L_i = T$, або $L_i = F$.

Враховуючи всі факти, що до застосування заходу 1.1 правило по його застосуванню можна представити у вигляді:

$$A = \{L_i \wedge \Psi\} = \{L_i \wedge (\alpha \vee \beta \vee \chi \vee \delta)\}$$

Тобто:

Якщо $\{L_i \wedge (\alpha \vee \beta \vee \chi \vee \delta)\}$ то «можна застосувати захід 1.1»

Для логічного рішення, що до заходів по зменшенню втрат електроенергії необхідно сформуванати базу знань фактичних характеристик електроенергетичної системи та правил, які дадуть можливість звести їх до логічного висновку по вибору заходів.

З існуючого переліку заходів можна сформулювати правила по кожному із них в вигляді таблиці:

Таблиця. 2.1 – Правила вибору заходів в інтуїтивній формі.

Умови	Заходи
лінії 6 – 35 кВ, лінії з двостороннім живленням	Оптимізація місць розмикання ліній 6 - 35 кВ з двостороннім живленням
зафіксовано перетоки реактивної потужності	Оптимізація режимів електричних мереж по реактивній потужності
зафіксовано підвищення споживання активної потужності	Оптимізація режимів електричних мереж по активній потужності.
Наявні генератори, що працюють в режимі СК, Є необхідність в компенсації реактивної потужності	Переведення генераторів електростанцій в режим синхронного компенсатора (СК).
Зафіксований нерівномірний розподіл навантаження	Оптимізація розподілу навантаження серед підстанцій основної електричної мережі 110кВ і вище перемиканнями в її схемі.
Є контури в мережах з різними номінальними напругами	Оптимізація місць розмикання контурів електричних мереж різних номінальних напруг.
Напруга в кінці радіальних ліній нижча за допустиму	Оптимізація робочих напруг в центрах живлення радіальних електричних мереж.
В режимах малого навантаження, замкнута електрична мережа, або дво ланцюгові лінії	Відключення в режимах малих навантажень ліній електричних передач в замкнутих електричних мережах та на двухланцюгових лініях
В режимах малого навантаження, підстанції з двома та більше трансформаторам	Відключення в режимах малих навантажень трансформаторів на підстанціях з двома та більше трансформаторів.
Є об'єкти з сезонним навантаженням, підстанції з двома та більше трансформаторами	Відключення трансформаторів на підстанціях з сезонним навантаженням.
лінії 0.38кВ, нерівномірний розподіл навантаження	Вирівнювання навантажень фаз в мережах 0.38кВ.
...	...

2.4 Модель системи формування рекомендацій та прийняття рішень по зменшенню втрат.

Процес прийняття рішень можна трактувати як в розширеному, так і у вузькому розумінні.

Розширене розуміння охоплює не тільки процес прийняття рішень, але і його виконання та контроль результатів його реалізації.

У вузькому розумінні прийняття рішення можна трактувати як процес, який починається з констатації виникнення проблеми та завершується вибором дії, що спрямована на її усунення.

В випадку прийняття рішення по зменшенню втрат починається з констатації фактичних втрат електроенергії на основі розрахунку усталеного режиму та повинен завершуватися певними діями спрямованими на їх усунення та аналізу їх ефективності.

У цьому випадку прийняття рішень розглядається лише як вибір кращого рішення з чисельних альтернатив якими є загальноприйнятий перелік заходів направлених на зменшення втрат. Однак процес прийняття рішень складається не тільки з вибору кращого варіанту, але й з пошуку альтернатив, встановлення критеріїв оцінки, вибору способу оцінки альтернатив тощо.

На процес прийняття рішень впливає безліч різноманітних факторів. До найважливіших з поміж них належать:

- надійність системи після прийняття рішення, який вказує на те, що завжди існує імовірність прийняття рішення, яке може несприятливо впливати на організацію енергопостачання з точки зору надійності;
- час, який відведений персоналу для прийняття рішення. На практиці більшість спеціалістів не мають можливості проаналізувати усі можливі альтернативи, відчуваючи дефіцит часу враховуючи динаміку процесу;
- ступінь підтримки інженера, цей фактор враховує те, що нових спеціалістів нерідко ставлять перед фактом прийняття рішення. Якщо досвіду і підтримки інших спеціалістів і підлеглих не вистачає, то

проблему слід усувати за рахунок своїх особистих знань, які повинні сприяти виконанню прийнятих рішень;

- особисті якості спеціаліста, один з найбільш важливих факторів. Незалежно від того, як інженери приймають рішення і відповідають за них, вони повинні мати досвід та здібності до того, щоб приймати вірні рішення.

Будуючи моделі прийняття рішень можна розглядати дві основні технології прийняття рішень.

Найпростішою технологією прийняття рішень є інтуїтивна, яка у спрощеному схематичному вигляді представлено на рис. 2.8.

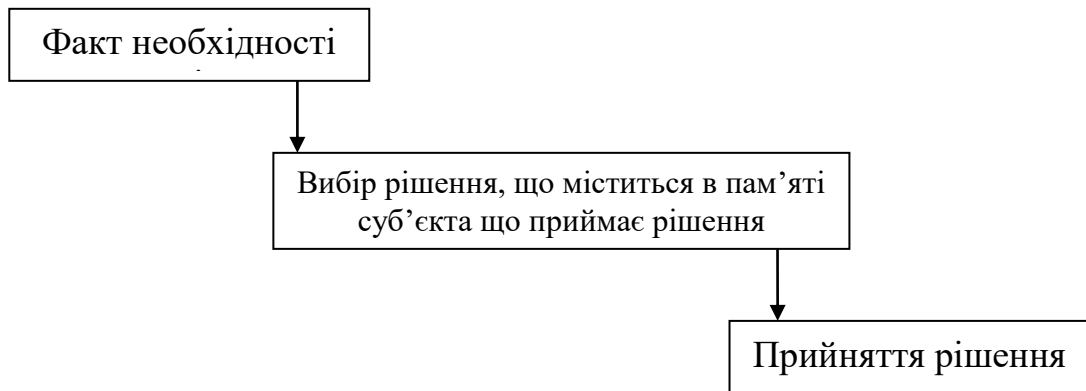


Рисунок 2.8 – Модель інтуїтивної технології прийняття рішення.

Зміна стану висуває проблему, необхідність позбавитися якої і вимагає прийняття рішення. За інтуїтивної технології досвід прийняття рішень в подібних ситуаціях, що накопичив даний суб'єкт управління й визначає саме рішення. Отже, якщо у минулому накопиченому досвіді суб'єкта управління не було прийнято аналогічних рішень, імовірність прийняття помилкового рішення зростає. Перевага інтуїтивної технології полягає у швидкості прийняття рішень, а основний недолік – у значній імовірності помилки.

Спрощена модель раціональної технології прийняття рішень наведена на рис. 2.9.



Рисунок 2.9 – Раціональна технологія прийняття рішень

Зміст кожного з етапів, концентруючи увагу тільки на ключових, принципово важливих аспектах їх реалізації розглянемо нижче.

Встановлення причин для прийняття рішення є основним постановочним етапом в процесі вибору заходів по зменшенню втрат, оскільки для встановлення факту необхідності застосування відповідних дієвих заходів необхідно:

- провести розрахунок режиму, що дасть змогу проаналізувати економічність роботи електроенергетичної мережі та встановити перевищення норм витрат електроенергії;
- визначення об'єктів керування, необхідне для визначення ряду об'єктів на яких власне й зафіксована перевитрата електроенергії;
- ідентифікація критеріїв прийняття рішення, проводиться для аналізу вибору та можливості застосування тих чи інших заходів;

Накопичення інформації про об'єкт включає в себе збір й обробку різноманітних відомостей щодо об'єкту, який розглядається. Якість вирішення

задачі залежить від якості даних про неї. Якість інформаційних даних у свою чергу можна оцінити за допомогою таких критеріїв:

- повнота даних, наявність відомостей, включаючи суперечливі, які необхідні та достатні для прийняття рішення;
- несуперечливість даних, де окремі частини однієї і тієї самої інформації точність даних, ступінь відповідності інформації реальному об'єкту;
- не мають суперечити одна одній;
- актуальність, що відповідає даним об'єктивним інформаційним потребам;
- своєчасність, тобто здатність задовольняти інформаційну потребу у прийнятний інтервал часу;
- комунікативність, або властивість даних бути зрозумілими для системи.

Розробка комплексу можливих заходів означає розробку, опис та складання переліку усіх можливих варіантів дій, що забезпечують вирішення задачі.

Складність управління і полягає в опрацюванні щонайповнішої сукупності альтернатив, яка містить всі допустимі варіанти дій для досягнення встановленої мети. З іншого боку, збільшення кількості альтернативних заходів ускладнює, збільшує вартість і розтягує у часі процес прийняття рішень. Тому обґрунтоване зменшення кількості альтернатив є фактором підвищення ефективності процесу прийняття рішень.

В процесі вибору заходів з метою обмеження їх кількості необхідно враховувати наступні вимоги до них:

- взаємовиключеність заходів, впливає з визначення категорії “прийняття рішення” як дії вибору. Однозначний вибір можливий лише за умови, коли заходи виключають один одного;
- забезпечення однакових умов опису заходів: часових, ресурсних, зовнішніх тощо.

Оцінка комплексу можливих заходів. Зміст цього етапу полягає у перевірці кожного знайденого заходу за критеріями рис. 2.10.:

- реалістичність як можливість її здійснення взагалі з урахуванням зовнішніх обставин, не залежних від параметрів схеми.
- відповідність технічним та матеріальним ресурсам;
- прийнятність результатів реалізації заходів, не тільки основних, але і побічних;
- не тільки безпосередній часовий період реалізації заходу, але і майбутні періоди в перспективі.

На етапі прийняття рішення здійснюється порівняння заходів за очікуваними ефектами від їх реалізації, та вибір кращого заходу, або групи заходів на підставі критеріїв, ідентифікованих на встановлення причин для прийняття рішення.

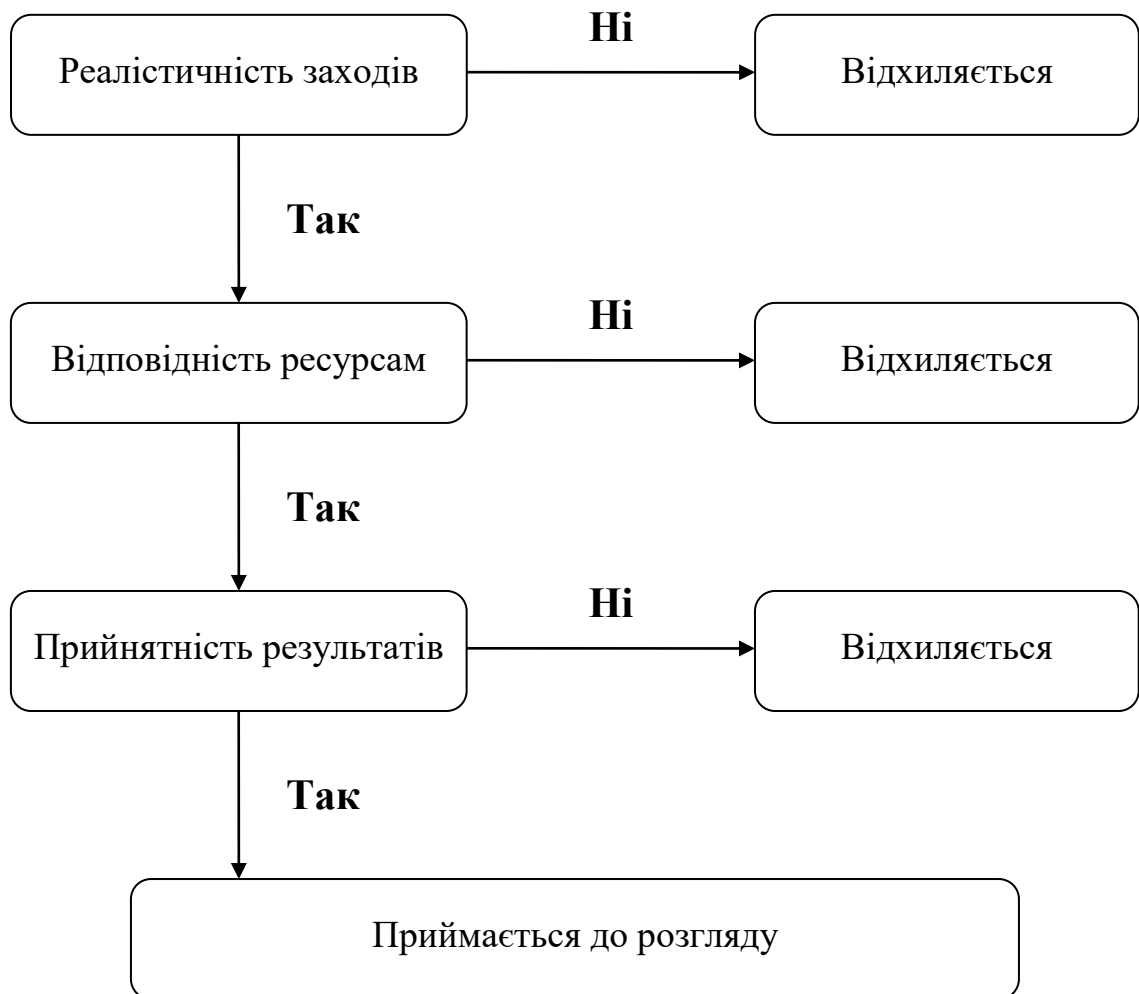


Рисунок 2.10 – Послідовність оцінки заходів у процесі прийняття рішень

Формування рекомендацій по зменшенню втрат зводиться до поетапного розгляду загально відомих заходів з урахуванням бази знань з правилами їх застосування. Відповідно структура бази знань повинна мати розгалужену форму так як умови застосування того чи іншого заходу мають досить складну природу яка потребує детального опису різноманітними умовами.

Процес формування рекомендацій проходить в кілька основних етапів:

1. Розрахунок режиму енергетичної системи дає можливість оцінити реальний стан електроенергетичних об'єктів по реальних розрахункових значеннях втрат електроенергії.
2. Визначення кола заходів, що теоретично можуть бути застосовані та які відповідають умовам закладених правил складають основу першого етапу формування комплексу ощадних міроприємств.
3. Оцінка визначених заходів за умовами критеріїв логічних правил з бази знань.
4. Рекомендації що до прийняття чи відхилення того чи іншого заходу.

Схематично формування рекомендацій можна представити в вигляді процедурних блоків, що представляють собою відповідні моделі експертної підсистеми.

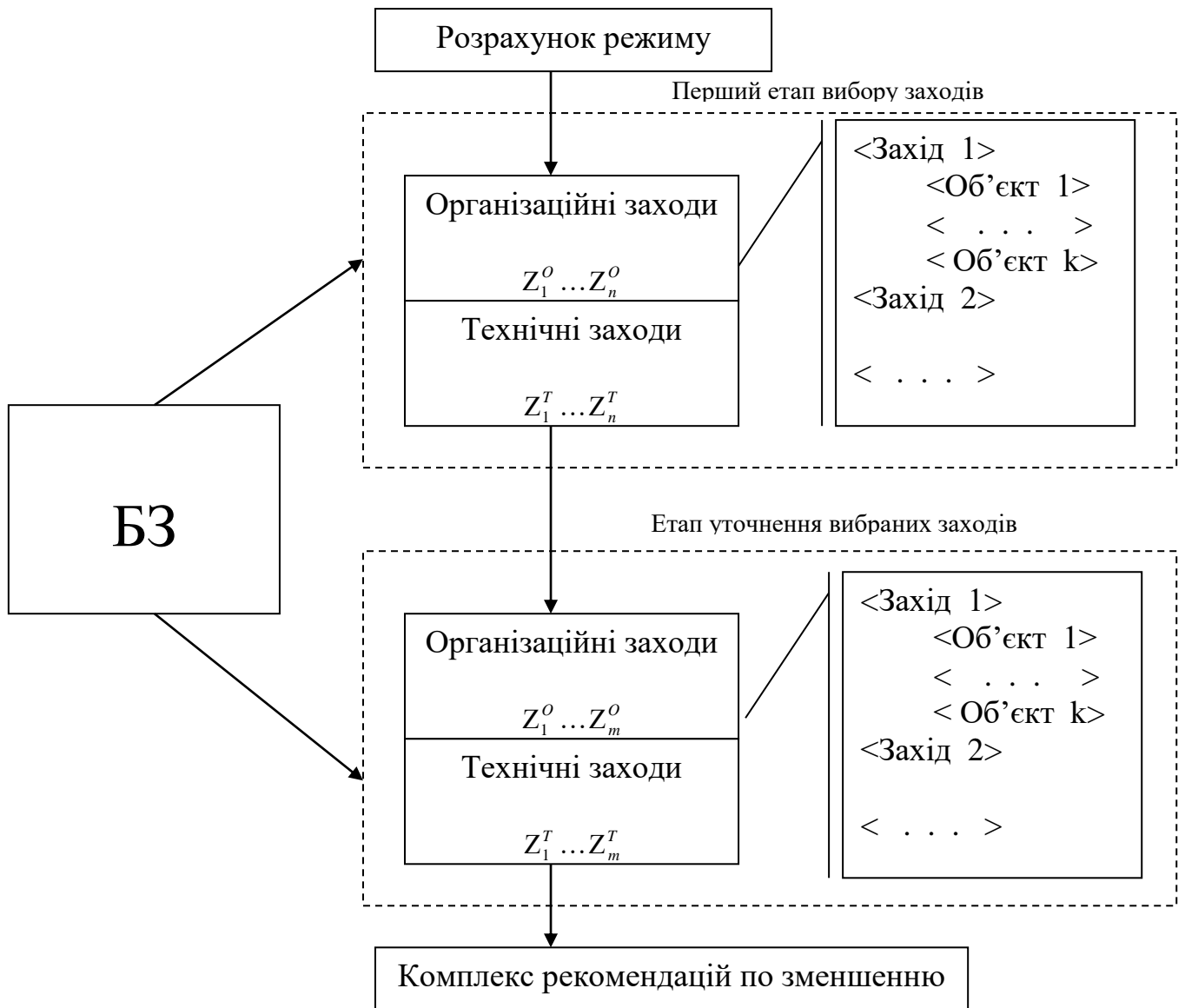


Рисунок 2.11 – Модель формування рекомендацій у процесі прийняття рішень.

2.5 Модель оцінки та аналізу результатів в графічному вигляді

Аналіз результатів представляє собою оцінку ефективності застосованих заходів направлених на зменшення втрат в мережі загалом та в розрізі кожного окремо взятого заходу.

Застосування кожного із заходів може відноситись до ряду об'єктів енергосистеми зміна параметрів, яких буде впливати на втрати в об'єкті та у всій мережі загалом.

Для детального аналізу та можливості порівняння результатів до застосування заходу та після, в системі аналізу необхідно вести архів результатів по кожній зміні параметру з фіксуванням результатів розрахунку по кожному об'єкту окремо та мережі в цілому.

Для реалізації даного механізму необхідно створити окремі таблиці в базі даних для ведення хронології моделювання процесу застосування заходів по зменшенню втрат та хронології отриманих результатів.

Для ведення хронології моделювання процесу застосування заходів по зменшенню втрат всі дії записуються вигляді наведеному в табл.2.2.

Таблиця 2.1 – Реєстрація застосування заходів.

Код	Назва заходу	Об'єкт впливу
1	Заміна проводів на перевантажених лініях.	ПС35/10 «Козова» Ф-6, ділянка (822 – 853)
2	Заміна проводів на перевантажених лініях.	ПС35/10 «Козова» Ф-4, ділянка (1445 – 1447)
3	Оптимізація місць розмикання ліній 6 - 35 кВ з двостороннім живленням.	ПС35/10 «Козова» Ф-3, роз'єднувач Р-22
4

Результати застосування заходів реєструються в табл. 2.3, приведеній нижче.

Таблиця 2.2 – Реєстрація результатів застосування заходів.

Код	Код заходу	Параметри до зміни	Параметри після зміни	ΔP до зміни	ΔP після зміни
1	1	A-25	AC-50	0.09	0.05
2	2	A-50	AC-70	0.07	0.04
3

Якщо кількість запропонованих системою заходів m , то застосування кожного заходу i , де $i=1...m$, дасть результат який відповідатиме умові $\Delta P_i \longrightarrow \Delta P_{opt}$ де $\Delta P_i = f(\vec{b}_i)$.

Якщо кількість запропонованих системою об'єктів впливу по кожному заходу k , то застосування кожного заходу j , де $j=1...k$, дасть результат який відповідатиме умові $\Delta P_j \longrightarrow \Delta P_{opt}$ де $\Delta P_j = f(\vec{b}_j)$.

Результат можна представити як гістограму впливу кожного заходу на ΔP_i (рис. 2.12)

За результатами збереженими в таблицях можна будувати звіти в різноманітних розрізах в залежності від запитів користувачів системи прийняття рішень та аналізу.

В розрізі окремих елементів ΔP_i складається з суми втрат в кожному з елементів

$$\Delta P_i = \sum_{j=1}^k \Delta P_j$$

Загальною оцінкою застосування комплексу заходів є зменшення втрат всіх заходів:

$$\Delta P = \sum_{i=1} \sum_{j=1} \Delta P_{i,j}$$

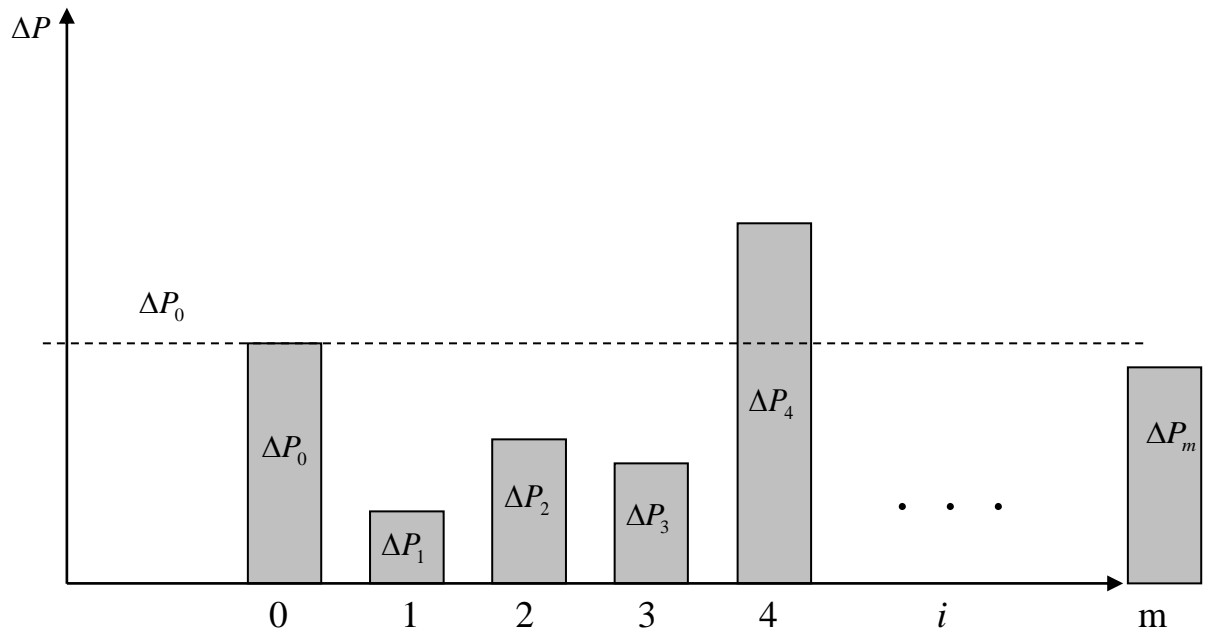


Рисунок 2.12 – Результат впливу кожного заходу на ΔP_i

РОЗДІЛ 3

АЛГОРИТМІЗАЦІЯ МОДЕЛЕЙ СИСТЕМИ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ТА ВІЗУАЛІЗАЦІЇ ІНФОРМАЦІЇ

Забезпечення процесу оптимального прийняття рішень, передбачає створення інтелектуалізованих систем з графічним представленням інформації, що не тільки прискорює та спрощує цей процес, але і створює умови для побудови інтегрованих систем прийняття рішення. Використання таких систем потребує вдосконалення і розробки технічного, інформаційного та програмного забезпечення.

Таким чином, розробка алгоритмів прийняття рішень, дозволить використати їх у САК та підвищить ефективність процесу прийняття рішень по зменшенню втрат та спростить аналіз результатів.

Даний розділ присвячено розробці алгоритмів практичної реалізації методів вибору заходів по зменшенню втрат а також оцінки та аналізу їх впливу на режими електричних мереж ЕЕС. В розділі приведено алгоритм використання графічної системи для представлення та аналізу даних, що спрощує аналіз заходів та прийняття рішення в цілому, а також алгоритми практичної реалізації побудови бази знань та представлення логічних правил як умов прийняття рішень.

3.1. Алгоритмізація моделей графічного представлення даних.

Представлення схемної інформації електроенергетичних систем для наглядності та простоти сприйняття, можна представляти у вигляді окремих об'єктів з рядом притаманних їм параметрів за допомогою векторної графіки.

Базовим логічним елементом векторної графіки є геометричний об'єкт. Як об'єкт приймаються прості геометричні фігури (так звані примітиви -- прямокутник, коло, еліпс, лінія), складені фігури або фігури, побудовані з примітивів, колірні заливки, зокрема градієнти.

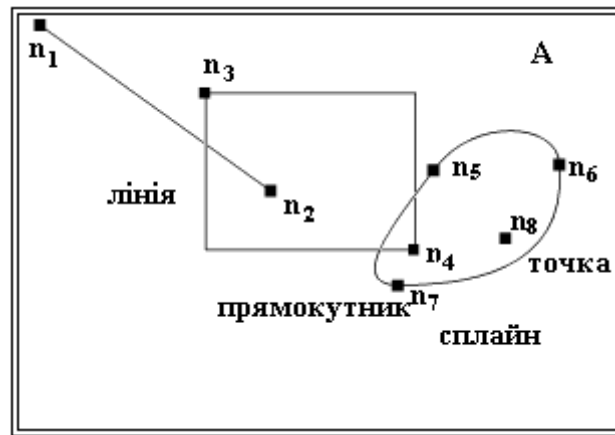


Рисунок 3.1 – Представлення множин об'єктів.

Перевага векторної графіки полягає в тому, що форму, колір і просторове положення складових її об'єктів можна описувати за допомогою математичних формул. Кожен із примітивів представляє собою множину точок n_i :

$$L = \{n_1, n_2\} - \text{лінія};$$

$$P = \{n_3, n_4\} - \text{прямокутник};$$

$$S = \{n_5, n_6, n_7\} - \text{сплайн};$$

$$T = \{n_8\} - \text{точка}.$$

Всі об'єкти електроенергетичної системи можна подати у вигляді множин примітивів, які будуть складати класи графічних моделей елементів.

$$\text{Тоді} \quad A = \{L, P, S, T\} \Rightarrow n_i \in A$$

У векторної графіки багато переваг. Вона економна в плані дискового простору, необхідного для зберігання зображень: це пов'язано з тим, що зберігається не саме зображення, а тільки деякі основні дані про n_i , використовуючи які, модель графічних об'єктів всякий раз відтворює зображення наново. Крім того, опис параметричних характеристик об'єктів майже не збільшує розмір даних для його збереження.

Об'єкти векторної графіки легко трансформуються і модифікуються, що не робить практично ніякого впливу на якість зображення. Масштабування, поворот, викривлення можуть бути зведені до пари-трійки елементарних перетворень над векторами.

Особливо важливе значення має збереження яєних і чітких контурів, динамічна зміна об'єкта, його стану та параметрів, в побудові електроенергетичних схем де векторний підхід незамінний.

Для наглядного та ефективного представлення моделей електроенергетичних об'єктів необхідно створити графічний інтерфейс який працює з бібліотекою об'єктів електроенергетичного обладнання.

Модель графічного об'єкта повинна відповідати наступним вимогам:

1. Модель повинна підтримувати створення множини схем з можливістю динамічного переходу між ними з посиланнями на об'єкти елементів електроенергетичних схем.
2. Об'єкти елементів електроенергетичних схем повинні розташовуватись на різних шарах схеми та мати можливість переміщення з поміж них після створення, для забезпечення гнучкості та зручного створення схем.
3. Створені шари схем повинні мати параметри управління об'єктами такі як відображення, редагування, виділення.
4. Створені об'єкти повинні складати групи елементів(трансформатори, лінії, шини, вимикачі і т.д.) та зберігатися в бібліотеках електроенергетичних елементів.
5. Необхідно реалізувати механізм розробки класів окремих об'єктів за принципом наслідування базових класів з метою розширення їх властивостей та створення функціонально подібних груп об'єктів.
6. Для спрощення огляду схеми та навігації по її елементам необхідно розробити навігаційну систему з функціями пошуку об'єктів по ідентифікатору та назві.
7. Для наглядного оформлення схем електроенергетичних схем модель графічного середовища повинна мати набір базових класів примітивних об'єктів з можливістю їх нанесення на схему.
8. Для управління об'єктами та групами об'єктів необхідно організувати ряд функцій керування (копіювання, вставка, групування, дублювання,

переміщення, вирівнювання і т.д.), що в свою чергу будуть використані в механізмах взаємодії графічного середовища та розрахунково-аналітичних підсистем[36].

Загальний вигляд моделі підсистеми графічного представлення схем електроенергетичних систем виглядає наступним чином (рис. 3.2.):

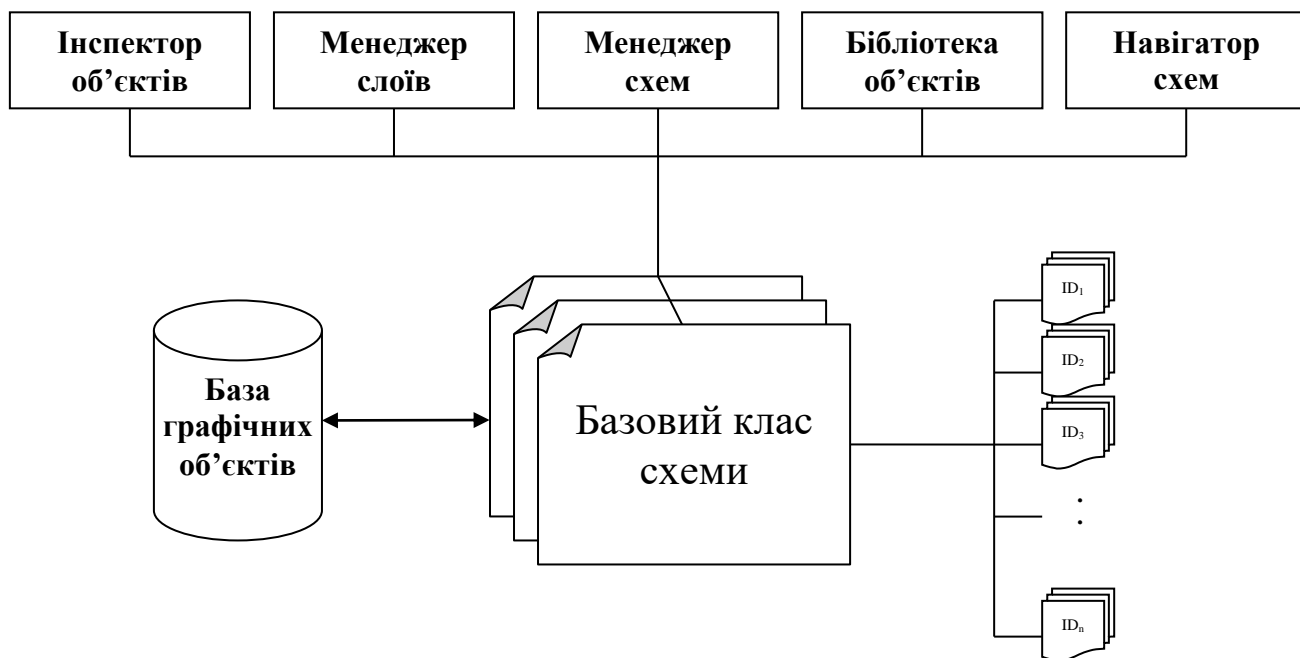


Рисунок 3.2 – Підсистема графічного представлення.

Для графічного представлення інформації використовуються групи графічних об'єктів з відповідними параметрами, що пов'язують графічний об'єкт з інформацією з баз даних та знань.

Для прикладу вимикач або роз'єднувач представляється у вигляді прямокутника з відгалуженнями відповідного кольору в залежності від класу напруги. Відповідними станами вимикача можуть бути: клас напруги (в залежності від його значення графічний об'єкт змінює свій колір), стан вимикача («ввімкнений», «розімкнений»), нормальний стан вимикача («нормально ввімкнений», «нормально розімкнений») та інші. За допомогою графічних об'єктів та їх параметрів здійснюється інтерактивне, двостороннє спілкування користувача системи та даними системи про електроенергетичне обладнання та його стан.

Через відповідні параметри диспетчер чи користувач автоматизованого робочого місця (АРМ) бачить безпосередньо на екрані біля зображення електроенергетичного об'єкта необхідні режимні та схемні параметри. Відповідно змінюючи сам графічний об'єкт, а саме його відповідні параметри можна змінювати параметри та стан самого об'єкта.

На базі компоненти для роботи з векторною графікою «FlexGraphics Software,Ltd» створено графічну систему та ряд класів графічних об'єктів, що відповідають реальному електроенергетичному обладнанню.

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПРИ ВПРОВАДЖЕННІ КОМПЛЕКСУ ЗАХОДІВ ТА ЇХ АНАЛІЗ

В ЕЕС, а саме в розподільних мережах, за рахунок зміни режимів роботи з часом в електричних мереж призводить до додаткових втрат потужності. Для їх оцінки в роботі використано існуючі методи визначення втрат потужності та розроблено алгоритми для вибору заходів по зменшенню втрат в електричних мережах ЕЕС.

Для зменшення додаткових втрат розроблено алгоритм аналізу впливів заходів та їх ефективності, а також алгоритм прийняття оптимальних рішень щодо вибору необхідного комплексу оптимізаційних міроприємств в ЕЕС.

Ефективність та адекватність розроблених методів і алгоритмів може бути показана шляхом обчислювального експерименту. В даному розділі виконано ряд розрахунків з використанням реальних схем ЕЕС. На прикладах електричних мереж різної складності визначено та розподілено втрати потужності від впровадження ряду заходів в ЕЕС.

4.1. Моделювання вибору заходів по зменшенню втрат

Для аналізу розподільчої мережі системою прийняття рішень необхідно створити комп'ютерну модель об'єкту, та задати всі необхідні параметри для побудови системою правил, які будуть визначати хід прийняття рішень.

Для прикладу розглянемо підстанцію з двома фідерами реальної розподільчої мережі ВАТ «АК Вінницяобленерго».

Схеми фідерів приведені в додатку В.

Представлення схеми розподільної мережі РЕМ у системі розрахунку втрат та прийняття рішення виконане максимально наближено до реального. Схема поділяється на підстанції 110(35)/10(6) кВ, а на шинах 10(6) кВ кожної підстанції виділяються фідери, що живляться від неї.

Для кожної підстанції задаються параметри шин 10(6) кВ:

– номер шин підстанції, який ідентифікує її у схемі;

- назва підстанції;
- значення напруги, що підтримується на шинах 10(6) кВ підстанції, кВ;
- тривалість звітного періоду, год.;
- електроенергія, що відпущена з шин 10(6) кВ даної підстанції за звітний період, кВт·год.

Кожен фідер, що отримує живлення від шин 10(6) кВ підстанції має бути заданий назвою та значеннями контрольних замірів струмів в голові фідера за звітний період, або відпущеною електроенергією за даний період:

- максимальний струм, що зафіксований вимірювальними пристроями даного фідера протягом звітного періоду (характерної доби);
- мінімальний струм, що зафіксований вимірювальними пристроями даного фідера протягом звітного періоду (характерної доби);
- середній струм, що характеризується, сумою замірів струмів за звітний період по відношенню до кількості виконаних замірів;
- електроенергія, що відпущена у фідер протягом звітного періоду – вказується у разі, якщо на фідері встановлено лічильник активної електроенергії замість середнього струму. Даний замір зазвичай є більш точним та інформативним.

Вказані значення контрольних замірів струмів використовуються для визначення коефіцієнтів завантаження підстанції 10/0.4 кВ, розподілу навантаження підстанції між фідерами, а також для визначення коефіцієнта збільшення втрат електроенергії за рахунок нерівномірності графіка навантаження.

Від кожного фідера живиться доволі розгалужена мережа 10(6) кВ. Інформація про неї поділяється на інформацію про вузли та вітки.

У якості вузлів схеми розглядаються підстанції 10/0.4 кВ, відгалуження ліній тощо. Кожен вузол у схемі мережі повинен мати унікальний номер (оскільки вузли з однаковими номерами розглядаються як один вузол). Для вузла типу “відгалуження ЛЕП” необхідно задати лише його номер.

Необхідною інформацією про вузол схеми, що символізує підстанцію 10/0.4 кВ, є його номер та марка встановленого трансформатора, що зберігається в базі даних трансформаторів.

Для підвищення адекватності розрахунків для вузлів підстанції 10/0.4 кВ задається ряд додаткових параметрів:

- коефіцієнт завантаження встановленого трансформатора, якщо він достеменно відомий;

- значення активної та реактивної потужності генерації, якщо вузол символізує, шини ТЕЦ, або у вузлі споживання встановлений компенсатор реактивної потужності;

У якості віток схеми мережі розглядаються ЛЕП 10 кВ та комутаційні апарати, вимикачі, роз'єднувачі, вимикачі навантаження тощо). Кожна вітка схеми однозначно задається номерами вузлів її початку та кінця. Для однозначного задавання кожної вітки схеми необхідно ввести номери вузлів, що приєднані до неї. Для вітки, що символізує ЛЕП вводиться марка проводу, що також вибирається з бази даних, та довжина. Для вітки, що показує комутаційний апарат вводиться його назва по схемі та стан. Стан може мати два значення «ввімкнено» або «вимкнено».

У відповідності з вищевказаним було сформовано розрахункову модель заданої мережі. Після цього було виконано розрахунок усталеного режиму, результати якого наведені в додатку В.

В результаті розрахунку усталеного режиму, після аналізу параметрів мережі згідно моделей описаних в п.2.3, системою прийняття рішень прийняті наступні логічні висновки.

- Відхилення напруги у всіх вузлах електричної мережі у фідерах Ф-4, Ф-1 знаходяться у припустимих межах. У фідері Ф-4 для частини вузлів відхилення напруги наближається до 5% у режимі середніх навантажень. Отже у режимі максимальних навантажень відхилення напруги ймовірно перевищить припустиму межу. Таким чином для Ф-4 необхідно розробити заходи щодо покращання режиму напруг. Із раніше сформованої бази знань заходів по

зменшенню втрат для даної характеристики мережі системою встановлено вибір до застосування заходу 2.1, встановлення та введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності.

– Втрати електроенергії по підстанції складають 484951,1 кВт г (5,3% від відпущеної електроенергії), причому у Ф-4 втрати становлять 6,0%, а у Ф-1 – 4,2%. Таким чином за рахунок підвищених втрат у Ф-4 втрати у всій мережі є дещо підвищеними. Необхідно застосувати захід 1.1, оптимізація місць розмикання ліній з двостороннім живленням.

– Максимальними втратами потужності характеризуються лінії електропередачі 10201-10202 фідера Ф-4 (6,04 кВт) та 21301-21302 фідера Ф-1 (5,03 кВт). Таким чином зміна перерізу саме цих ліній забезпечить максимальне зниження втрат електроенергії. Необхідно застосувати захід 2.3, заміна проводів на перевантажених лініях.

4.2. Розрахунок втрат при впровадженні заходу по зменшенню втрат

4.2.1. Компенсації реактивної потужності.

В результаті розрахунку ustalеного режиму за моделлю аналізу електричної мережі системою прийняття рішень було встановлено, що у фідері Ф-4 є вузли спад напруги до яких складає біля 5% у режимі середніх навантажень, тобто може вийти за припустимий діапазон у режимі максимальних навантажень.

Тобто спрацювало правило $\Delta U_i^c \geq 0.05U_{ш}^c$.

Разом з тим саме у цьому фідері зафіксовано дещо збільшені втрати електроенергії. Тому об'єктом впливу на розподільчу мережу по заходу 2.1 компенсації реактивної потужності системою обрано Ф-4 мережі.

Компенсація реактивної потужності дозволить вирішити дві основні задачі по зменшенню втрат потужності та електроенергії, а також покращання режимів напруг у вузлах електричної мережі.

Місце встановлення компенсуючого пристрою КП, обираємо виходячи з наступних правил, що попередньо закладені в базу знань:

- встановлення КП можливе лише у вузлі, що є підстанцією 10/0,4 кВ в базі знань це описано відповідно $Z_{i,j} \in Z_{ТП}$;

Де $Z_{ТП}$ є множина вузлів моделі де встановлено трансформаторна підстанція.

- встановлення КП найбільш ефективно у вузлах з мінімальною напругою. Тобто $U_j \longrightarrow \min$.

Виходячи з цього системою обрано для встановлення КП вузол 161.

Для ефективного вибору КП в базу знань введено ряд компенсуючих установок з різними потужностями, система за відповідних умов вибирає перелік КП та проводить ряд розрахунків з різними потужностями КП, з почерговим їх встановленням у вузлі 161. Результати розрахунків подано у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Результати моделювання встановлення КП в вузлі 161

Потужність КП, кВар	Втрати потужності фідеру, кВт	Зниження втрат потужності, кВт (%)	Значення $\cos\varphi$	Мінімальна напруга, кВ
0	34.1	0	0.87	10.16
20	33.6	0.5 (1.40%)	0.88	10.17
50	33.0	1.1 (3.22%)	0.90	10.19
100	32.3	1.8 (5.31%)	0.93	10.22
150	32.0	2.1 (6.23%)	0.95	10.25
200	32.0	2.1 (5.99%)	0.97	10.27
250	32.5	1.6 (4.62%)	0.99	10.30
300	33.4	0.7 (2.13%)	1.00	10.33
350	34.6	-0.5 (-1.46%)	1.00	10.35

Для наглядності результату і спрощення аналізу та прийняття рішення приведемо графічну інтерпретацію рис. 4.1 .

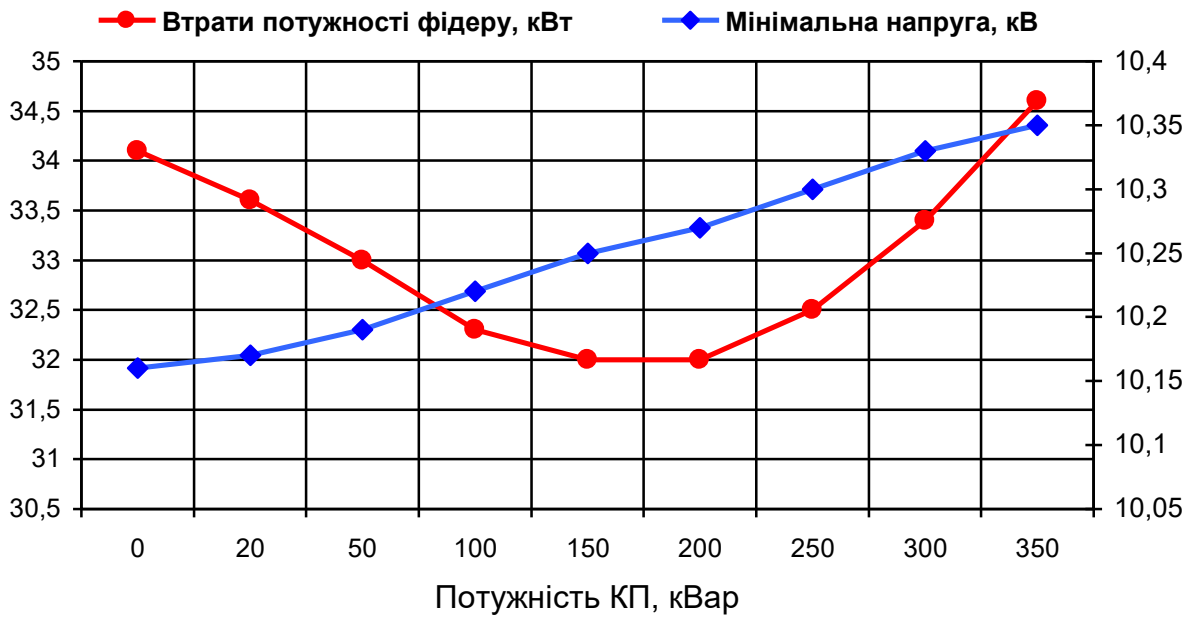


Рисунок 4.1 – Результати моделювання встановлення КП в вузлі 161

За результатами розрахунків система пропонує прийняти рішення, що до вибору двох можливих КП з потужностями 200 кВар та 150 кВар за правилом зниження втрат. Але встановлення джерел реактивної потужності з занадто великою генерацією (200 кВар та вище) призводять до збільшення втрат потужності (порівняно з встановленням КП 150 кВар) за рахунок завантаження мережі потоками реактивної потужності. Разом з тим мінімальна напруга у ЕМ продовжує збільшуватись. Для подібних випадків система дозволяє доповнювати БЗ додатковими правилами та встановити контроль мінімальних напруг, та контроль за зниженням втрат у всій мережі загалом.

З аналізу даних табл. 4.1 видно, що найбільш доцільним з огляду на втрати у ЕМ є встановлення у вузол 161 фідера Ф-4 компенсуючого пристрою потужністю 150 кВар. Це забезпечує максимальне зниження втрат та прийнятний режим напруг у ЕМ.

Згідно моделі прийняття рішення виконуються основні умови, тому результат можна вважати прийнятним та ефективним.

Ефективність встановлення КП у вузлі 161 видно з аналізу втрат по підстанції, що складають до 430394,9 кВт г (4,7%), тобто додаткову економію 16479,3 кВт г (3,4%) на рік.

4.2.2. Оптимізація схеми електричної мережі.

Розподільні мережі 10 кВ зазвичай працюють по радіальній схемі, а відповідно замкнені контури у них відсутні. При цьому розподіл споживачів між фідерами не завжди найкращий, що викликає надлишкове завантаження окремих фідерів. Таким чином за рахунок перерозподілу споживачів між фідерами можливо вирівняти їх завантаження чим забезпечити додаткове зменшення втрат у ЕМ.

Якщо розглядати два окремих фідера 10 кВ, то найкращий розподіл навантаження між ними можливий у разі їх замикання у контур. Саме така схема характеризується мінімальними втратами потужності та електроенергії.

Але, якщо визначити точку поточкорозподілу у утвореному контурі та виконати розмикання саме у цій точці, то отримана радіальна схема ЕМ буде максимально наближена до замкненої за розподілом потоків потужності та втратами електроенергії.

У відповідності з даними умовами на яких базуються керуючі правила для визначення оптимальної точки розмикання системою було запропоновано виконати розрахунок втрат електроенергії для замкненої мережі.

Попередньо визначені факти в БЗ по встановлених КА дають можливість визначити, що два фідера Ф-4 та Ф-1 можна замкнути в контур за допомогою роз'єднувача R-4726.

Результати розрахунку по замкнутому контуру наведені в додатку Г.

Таблиця 4.2 – Результат запровадження оптимізації місць розмикання

	Втрати у вихідній схемі		Втрати у замкненій схемі		Втрати у опт. Схемі	
	ΔP , кВт	ΔW , кВт г	ΔP , кВт	ΔW , кВт г	ΔP , кВт	ΔW , кВт г
Ф-4	31,9	300191,6 (5,4%)	30,3	283556,8 (5,5%)	31,2	291979,2 (5,5%)
Ф-1	14,3	130203,3 (3,6%)	15,5	141177,5 (3,5%)	14,8	134801,3 (3,5%)
Всього	46,2	430394,9 (4,7%)	45,8	424734,3 (4,6%)	46,0	426780,5 (4,6%)

Виходячи з струморозподілу у замкненому режимі системою визначено точку поточкорозподілу – вузол 10231 на фідері Ф-4. Що відповідає керуючому правилу БЗ.

Оптимальна схема була отримана встановленням секційного пункту 10231-9999, що дозволило заживити частину споживачів фідера Ф-4 з фідера Ф-1. Розрахунок режиму отриманої схеми показав табл. 4.2, що втрати у такій схемі значно менші ніж у вихідній і близькі до втрат у замкненій мережі.

За рахунок даного заходу вдалося знизити втрати електроенергії у ЕМ до 426780,5 кВт г (4,6%), тобто забезпечити додаткову економію 3614,4 кВт г на рік.

4.3 Визначення техніко-економічного ефекту від впровадження заходів

Як видно з приведених вище розрахунків вибір та впровадження заходів по зменшенню втрат діє змогу заощаджувати щорічно чималий об'єм електроенергії. А за умов можливості моделювання ситуацій та аналізу результатів впроваджених заходів значно зменшується час на прийняття рішень та власне саме впровадження заходу і відповідно збільшується час роботи системи в оптимальному режимі, що в свою чергу дає змогу заощадити певний об'єм електроенергії та коштів.

Завдяки розробленим заходам вдалося значно знизити втрати електроенергії у мережі, що досліджувалася і наблизити їх до типових значень для мереж даного класу напруги.

Результати оцінки ефективності окремих заходів подані у табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Результати оцінки ефективності окремих заходів

Захід зі зниження втрат	Втрати електроенергії після впровадження заходу, кВт г (%)	Зниження втрат електроенергії, кВт г (%)
До впровадження заходів	484951,1 (5,3%)	–
Збільшення перерізу проводу	446874,2 (4,9%)	38076,9 (7,9%)
Компенсація реактивної Потужності	430394,9 (4,7%)	16479,3 (3,4%)
Оптимізація схеми мережі	426780,5 (4,6%)	3614,4 (0,7%)
РАЗОМ		58170,6 (12%)

Таким чином за рахунок впровадження розроблених заходів досягається зниження втрат більш ніж на 12% від рівня існуючих на момент існування заходів.

Враховуючи середню вартість електроенергії, що відпускається споживачам районів електричних мереж ($C_0 = 164$ коп/кВт г) економічний ефект від впровадження заходів складає:

$$E = C_0 * dW = 1.64 * 58170,6 * 10^{-3} = 95,398 \text{ тис. грн}$$

де dW – зменшення втрат електроенергії за рахунок впровадження запропонованих заходів, кВт г.

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки.

Найбільш важким ймовірним технологічним порушенням у розподільній електричній мережі є руйнування розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ. Руйнування ЗРП-10 кВ без резервування унеможливорює виробництво передачу електроенергії.

Виникнення аварійних ситуацій у розподільній електричній мережі, які б призводили до утворення вражаючих небезпечних факторів для зовнішнього середовища не можливе.

Технічне обслуговування та ремонт електрообладнання повинні виконувати тільки кваліфіковані фахівці. З метою безпеки перед проведенням технічного обслуговування трансформаторної підстанції необхідно відключити всіх підключених електроспоживачів.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією розподільних електричних мереж, які працюють в складі

електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Отже, для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при експлуатації розподільних електричних мереж сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням ЗРП-10 кВ розподільної мережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при обслуговуванні ЗРП-10 кВ розподільної електричної мережі. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою обладнання РП – 10 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту ЗРП-10 кВ.

5.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України

На основі аналізу літературних джерел [44] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1 при робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.003-74: на оперативно-ремонтний персонал в електричних мережах впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;

- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж

5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

Проект будівництва ЗРП-10 кВ повинні бути виконанні у відповідності до чинних норм:

- Закон України "Про охорону праці"
- «Правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж»
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 -750 кВ
- НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»
- НПАОП 40.1-1. «Правила експлуатації електрозахисних засобів»
- Правила улаштування електроустановок

Для забезпечення електробезпеки на ЗРП-10 кВ передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;

- контроль ізоляції;
- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Для забезпечення сприятливих умов праці на електростанції передбачено:

- освітлення робочих проходів;
- опалення приміщень;
- природну та примусову вентиляцію приміщень.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

5.3.2 Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ

Відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2014, заземлюючий пристрій електростанції виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою до 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю, до заземлюючих пристроїв яких ставляться більш жорсткі вимоги, ніж до заземлюючих пристроїв електричних мереж понад 1 кВ з ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.92 та 1.7.96 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 4 Ом.

По периметру ЗРП-10 кВ прокласти круг сталевий ($d=10$ мм), який приєднати зварюванням до загального заземлюючого пристрою електростанції не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою електростанції для захисту від непрямого дотику приєднати всі металеві корпуси електротехнічного обладнання (в т. ч. ящики з'єднань, опорні конструкції панелей) та екрани кабельних ліній.

Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку і пристрої заземлення необхідно знати його питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання один до одного частинок, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до -10 °С питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення РП 10 проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою[48].

При розрахунку будемо використовувати програмне забезпечення Mathcad.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами: $l_B = 3$ м; $d_B = 0,04$ м; товщина стінки $\delta = 3,5$ мм; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 3$ м., тобто $a/l_B = 1$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,8$ м., $B_C = 40$ мм.

Ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (5.1)$$

$\rho_{\text{табл.}} = 250$ Ом · м – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом · м

$K_c = 1,2$ – коефіцієнт сезонності $K_{c.v.}$ для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 250 \cdot 1,2 = 300 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 5.1):

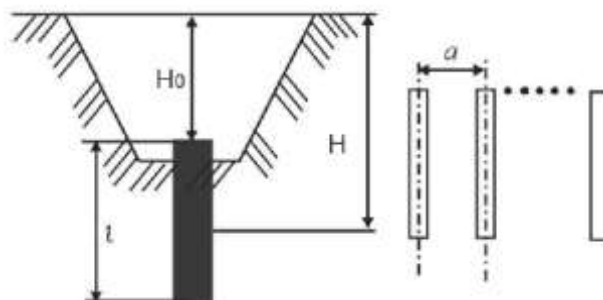


Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (5.2)$$

$$H = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ (м)}$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right); \quad (5.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{300}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,04} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 79,661 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$ де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{OP}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} \quad (5.4)$$

$$n_{\text{OK}} = \frac{79,661}{4 \cdot 1} = 19,91; \text{ приймаємо } n_{\text{OK}} = 20 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів n_B , заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 2, n = 20$. Приймаємо $\eta_B = 0,47$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{\text{OP}} / n_B; \quad (5.5)$$

$$n_B = 20 / 0,47 = 42,55.$$

Приймаємо $n_B = 43$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 43$ без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}; \quad (5.6)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{79,661}{43 \cdot 0,47} = 3,92 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1); \quad (5.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 3(43-1) = 132,3 \text{ (м)}.$$

За формулою (5.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}; \quad (5.8)$$

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{300}{132,3} \lg \frac{2 \cdot (132,3)^2}{2,3 \cdot 0,04} = 4,631.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a/l=2$, $n=43$. Приймаємо $\eta_\Gamma = 0,22$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_Γ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma}; \quad (5.9)$$

$$R_{\text{розр.Г}} = \frac{4,631}{0,22} = 21,05 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.Г}}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.Г}}}; \quad (5.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,92 \cdot 21,05}{3,92 + 21,05} = 3,3 \text{ (Ом)};$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

5.4 Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ

Приміщення будівлі ЗРП-10 кВ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані. ЗРП-10 кВ розташовані у будівлі II ступеня вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відноситься будівля із несучими та огорожуючими конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів.

Таблиця 5.2 – Дані по приміщенню

Категорія приміщення	Допустима поверхів Кількість	Ступінь вогнестійкості будівлі
Д	2	II

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

Біля ЗРП-10 кВ встановлюється 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного

матеріалу або повсті 2 м х 2 м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектовані совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Як показує досвід, будівельні та інженерно-технічні заходи пожежної безпеки можуть надійно виконувати свої функції протягом періоду експлуатації тільки, якщо були вжиті необхідні заходи для забезпечення якісного проектування, реалізації проекту і при відповідальному експлуатуванні. До таких заходів відносяться:

- Застосування визнаних технічних стандартів, як основу при проектуванні;
- Застосування кваліфікованих професійних проектувальних організацій і кваліфікованих виконавців робіт;
- Виконання робіт спеціалізованими організаціями, які мають достатні професійні знання і досвід, навчений персонал, необхідне обладнання;
- Приймальні випробування і періодичний технічний нагляд атестованим технічним експертом, наприклад, спеціалістом VdS по системам пожежної безпеки;
- Регулярне обслуговування згідно з інструкціями, яке проводиться спеціалізованими організаціями і навченим персоналом з власного підприємства;
- Контроль за проведенням сервісних робіт (обслуговування, перевірка і підтримка функціонального стану) і документування за допомогою журналу перевірок.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального завдання вибору заходів по зменшенню втрат електроенергії, що полягає у розробці математичних моделей та методів формування керуючих правил для прийняття рішень по вибору заходів та методів зниження втрат, за допомогою інтелектуальних моделей та їх реалізації в системах проактивного керування.

1. Затратність процесу транспортування та розподілу електричної енергії в ЕЕС в певній мірі залежить від режимів роботи електричних мереж. На сьогодні розроблено низку різноманітних заходів, направлених на зменшення втрат електроенергії під час її транспортування і розподілу. Однак, вибір заходів та ефективне їх використання за відсутності механізмів моделюючих їх дію, залишається задачею складною мірою реалізації.

2. Систематизація заходів по зменшенню втрат є інтелектуальною задачею, яка потребує залучення спеціалістів в області втрат електроенергії. В даному напрямку є актуальним розробка експертної системи, яка базувалася б на розрахункових моделях для розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах та містила в собі підсистеми накопичення знань по заходах зменшення втрат електроенергії та формування комплексу рекомендацій щодо практичної реалізації тих чи інших заходів.

3. Для ефективного використання заходів, направлених на зменшення втрат електроенергії, можна систематизувати їх в базу знань з детальним описом їх властивостей, що дасть змогу використовувати їх системами з інтелектуальними алгоритмами прийняття рішень.

4. Досліджено метод адаптації розрахункової моделі нормальних режимів електроенергетичних систем для інтеграції розрахункової підсистеми з моделями прийняття рішень та аналізу результатів.

5. Досліджено модель бази знань для систематизації заходів по зменшенню втрат та керуючих правил для прийняття рішень, що дасть змогу

використовувати її при створенні систем інтелектуалізованого вибору заходів, направлених на підвищення економічності роботи системи.

6. Досліджено модель системи формування рекомендацій та прийняття рішень по зменшенню втрат з вибором об'єктів, що дає змогу звужити коло дій, направлених на зменшення втрат, до найбільш важливих заходів.

7. Досліджено алгоритм для розрахункової моделі нормальних режимів електроенергетичних систем та інтеграції розрахункової підсистеми з моделями прийняття рішень і аналізу результатів.

8. Результати розрахунків з використанням сформованих правил прийняття рішень підтвердили працездатність і достовірність досліджених моделей та алгоритмів. Результати розрахунків з імітації впровадження визначених ефективних заходів підтвердили достатню ефективність оптимізаційних заходів.

9. Показано ефективність розробленого методу визначення об'єктів впливу по кожному із заходів зменшення втрат. Особливо це стосується заходів, де велика кількість варіантів потребує додаткового розгляду та оцінки.

10. Показано, що досліджені в роботі алгоритми вибору та оцінки заходів значно скорочують час на прийняття ефективних рішень, та дозволяють адекватно оцінити їх ефективність.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Програмні засоби розв'язання задач електроенергетики та електротехніки / А.К. Шидловський, О.В. Кириленко, О.С. Яндульський, О.Ф. Буткевич, В.Г. Левитський – К.:Ін-т електродинаміки НАН України, 1999. – 39с.
2. Бабушкин В.М., Бондаренко Э.А., Черемисин И.М. Современное состояние энергетики Украины и проблемы ее развития // Электрические сети и системы. – 2003. – №2. – С. 3-7.
3. Паливно-енергетичний комплекс України в контексті глобальних енергетичних перетворень / Шидловський А.К., Стогній Б.С., Кулик М.М. та ін. – Київ: Українські енциклопедичні знання, 2004. – 468 с.
4. Месюра В.І., Яровий А.А., Арсенюк І.Р. Експертні системи. Частина 1. – Вінниця ВНТУ 2006. – 114 с.
5. Павловський В.В., Куденко Г.Е. Инженерный расчёт потерь мощности и энергии в электрических сетях, основанный на моделировании установившихся режимов // Электрические сети и системы. – 2004. – №3. – С. 17-22.
6. Гримуд Г.І. Підвищення надійності магістральних електричних мереж: проблеми і шляхи вирішення // Новини енергетики. – 2002. – №8. – С. 15-17.
7. Редин В.И., Денисевич К.Б. Особенности работы ОЭС Украины // Новини енергетики. – 2002. – №8. – С. 17-19.
8. Дикий М. О. Сучасний стан і перспективи оздоровлення енергетики України // Енергетика и электрификация. - 2001. - № 5. - С. 2-7.
9. Костышена Н. Некоторые экономические аспекты применения нормативного технологического расхода электроэнергии // Энергетическая политика Украины. – 2003. – № 7-8 – С. 80-82.
10. Кузнецов В.Н., Кузнецов Н.Д. Определение параметров схемы замещения автотрансформаторов и ВДТ включаемых для продольно-поперечного регулирования напряжения и снижения потерь // Электрические станции. – 1992. – №1 – С. 17-22

11. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах засобами АСКОЕ. / Лежнюк П. Д. доктор тех. наук, Кулик В.В. кан. техн. наук, Красовський Ю.Л

12. Портнов Е.М., Портнов М.Л. Построение интегрированных АСУ ТП распределенных энергообъектов и производств на информационно-управляющих телемеханических комплексах “Гранит-микро” // Электрические сети и системы. – 2004. - №5, 6. – С. 59-64.

13. Воротницкий В.Э., доктор техн. наук, Моржин Ю. И., канд. техн. наук. О концепции и практике использования геоинформационных технологий в электрических сетях. // Электрические станции. – 2004. – №8. – с. 68-75.

14. Дерзский В.Г. Экспертиза структуры потерь электроэнергии в распределительных сетях Минтопэнерго // Энергетика и Электрификация. – 2002. - №4. – С. 18-22.

15. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях // Энергетик. – 2003. - №2. – С. 29-33.

16. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

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

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

19. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 176 с.

20. Идельчик В.И. Электрические системы и сети.– М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

21. Артюх С.В., Дуэль М.А., Шелепов И.Г. Автоматизированные системы управления технологическими процессами в энергетике. – Харьков:

Знание, 2001. – 414 с.

22. Заболотный И.П., Павлюков В.А. Применение компьютерных технологий для управления электрическими системами // Технічна електродинаміка. – 1998. - Спеціальний випуск. - С. 90-99.

23. Яндульский А.С., Гинайло А.В., Мартинюк М.В. Синтез системы управления промышленной электрической подстанции // Электрические сети и системы. – 2004. – № 3. С. 9-16.

24. Гамм А.З., Кучеров Ю.Н., Паламарчук С.И. Методы решения задач реального времени в энергетике. / Под ред. Гамма А.З., Розанова М.Н. – Новосибирск: Наука, 1990. – 294 с.

25. A. J. Conejo, F. D. Galiana, and I. Kockar, “Z-bus loss allocation,” IEEE Trans Power Syst., vol. 16, pp. 105–110, Feb. 2001.

26. F. D. Galiana, A. J. Conejo, and I. Kockar, “Incremental transmission loss allocation under pool dispatch,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 17, pp. 26–33, Feb. 2002.

27. D. Kirschen, R. Allan, and G. Strbac, “Contributions of individual generators to loads and flows,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 12, pp. 52–60, Feb. 1997.

28. G. Gross and S. Tao, “A physical-flow-based approach to allocating transmission losses in a transaction framework,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, pp. 631–637, May 2000.

29. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. Оцінка взаємовпливу електричних мереж енергосистем з трансформаторними зв'язками // Технічна електродинаміка / Тематичний випуск: проблеми сучасної електротехніки, ч.7. – 2006. – С. 27–30.

30. Орнов В.Г., Рабинович М.А. Задачи оперативного и автоматического управления энергосистемами. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 233 с.

31. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. Втрати потужності в електроенергетичних системах від транзитних перетікань // Енергетика та електрифікація. – 2006. – №3. – С. 26-33.

32. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. Додаткові втрати

електроенергії в електричних мережах, що працюють паралельно // Електроінформ. – 2006. – №1. – С. 15-17.

33. Волков А.В., Мирошниченко О.Г. Математическая модель потерь энергии в энергосистеме при транспортировке электроэнергии отдельного электропотребителя // Технічна електродинаміка / Тематичний випуск: проблеми сучасної електротехніки, ч.3. – 2006. – С. 29–34.

34. Samuel C. Sciacca, Wayne R. Block. Advanced SCADA Concepts. IEEE Computer Applications in Power. January 1995. - P. 23-28.

35. Wu Felix F. Ping Wei. Power transfer allocation for open access using graph theory-fundamentals and applications in systems without loop flow //IEEE Trans Syst., 2000. - Vol. 15, No3. - P. 923-929.

36. Лежнюк П.Д., Бевз С.В.,Томашевський Ю.В. Техніко-економічна оцінка в графічному середовищі заходів по зменшенню втрат електроенергії для прийняття оптимальних рішень // Вісник ВПІ.-Вінниця.- 2006. - № . - С. - .

37. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983

38. Мягченко О. П. Безпека життєдіяльності людини та суспільства : навч. посіб. / О. П. Мягченко. – Київ : Центр учбової літератури, 2010. – 384 с.

39. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

40. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983

41. "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ-1987), шосте видання, Енергоатомвидав, 1987.

42. Бондаренко Є. А. Пожежна безпека : навч. посіб./ Є. А. Бондаренко. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 109 с.

ДОДАТОК А

**ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Тема роботи: Дослідження методів та алгоритмів проактивного керування функціонуванням розподільних мереж

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)


Склад: кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 85,8% Схожість 14,2%


Висновок з звіту подібності (відмітити потрібне):


1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку 
(підпис)

Гулько І.О.
(прізвище, ініціали)

Надійомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Метод роботи 
(підпис)

Перевірник роботи 
(підпис)

Хомич В.В.
(прізвище, ініціали)
Кулик В.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР
 Міністерство освіти і науки України
 Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри ЕСС
 д.т.н., професор Комар В. О.
 (пункт, ст., вул., міст., та прим.)

 (підпис)
 " 14 " 09 2022 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
 на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
Дослідження методів та алгоритмів проактивного керування
функціонуванням розподільних мереж
 08-13.МКР.013.00.004 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н.
 _____ Кулик В.В.
 (підпис)

Магістр групи ЕСМ-21м
 _____ Хомич В. В.
 (підпис)

Вінниця 2022 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що останнім часом, зростає актуальність систем, що здійснюють підтримку персоналу ЕМ в ухваленні рішень під час вирішення ряду задач направлених на оптимізацію режимів роботи та проактивне управління функціонуванням розподільних мереж. Зокрема, розробляються і експлуатуються системи, що підтримують диспетчера в аварійній ситуації за рахунок зниження невизначеності, за допомогою обробки і аналізу потоку інформації, що поступає в диспетчерський пункт, що у результаті знижує емоційну напруженість і не служить причиною погіршення якості ОУ.

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – дослідження методів та алгоритмів проактивного керування функціонуванням розподільних мереж шляхом побудови інформаційно керуючої системи з елементами інтелектуалізації на основі теорії експертних систем та автоматизованого вибору заходів по зменшенню втрат електроенергії.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

Див. Перелік використаних джерел.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Відповідно до вказаної мети до роботи застосовуються технічні вимоги у вигляді **основних задач**:

- аналіз та систематизація існуючих заходів по зменшенню технологічних витрат електроенергії на передачу по електричним мережам енергосистем;
- дослідження та аналіз задач проактивного керування функціонуванням розподільних мереж, пов'язаних з побудовою інтелектуалізованих систем

прийняття рішень та підтримки персоналу з можливістю надання рекомендацій по зменшенню втрат електроенергії;

– створення моделі інтелектуалізованої системи пошуку комплексу заходів по зменшенню втрат електроенергії та надання рекомендацій щодо їх застосування;

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність застосування такого режиму її роботи.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	формування технічного завдання
2	Аналіз шляхів та методів підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж	07.09.22	12.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Моделювання систем прийняття рішень проактивного керування функціонуванням розподільних мереж	13.09.22	05.10.22	розділ 2
4	Алгоритмізація моделей системи прийняття рішень та візуалізації інформації	06.10.22	20.10.22	розділ 3
5	Розрахунок втрат при впровадженні комплексу заходів та їх аналіз	21.10.22	30.10.22	розділ 4
6	Охорона праці	01.11.22	16.11.22	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**Дослідження методів та алгоритмів проактивного керування
функціонуванням розподільних мереж**

Схеми фідерів розподільчої мережі ВАТ «АК Вінницяобленерго».

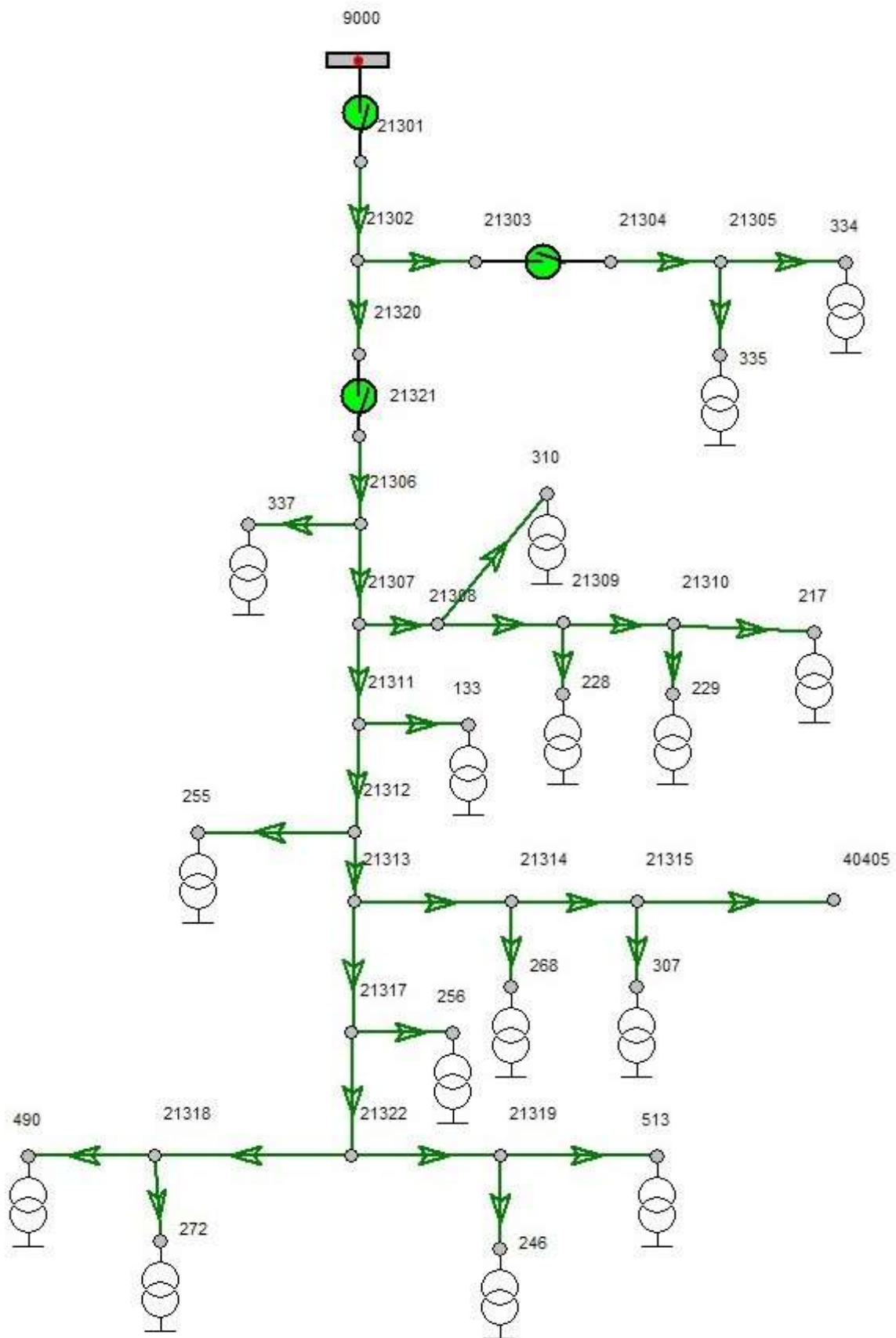


Рис. В.1. Фрагмент розподільчої мережі 10кВ ВАТ «АК Вінницяобленерго»,
Ф-1

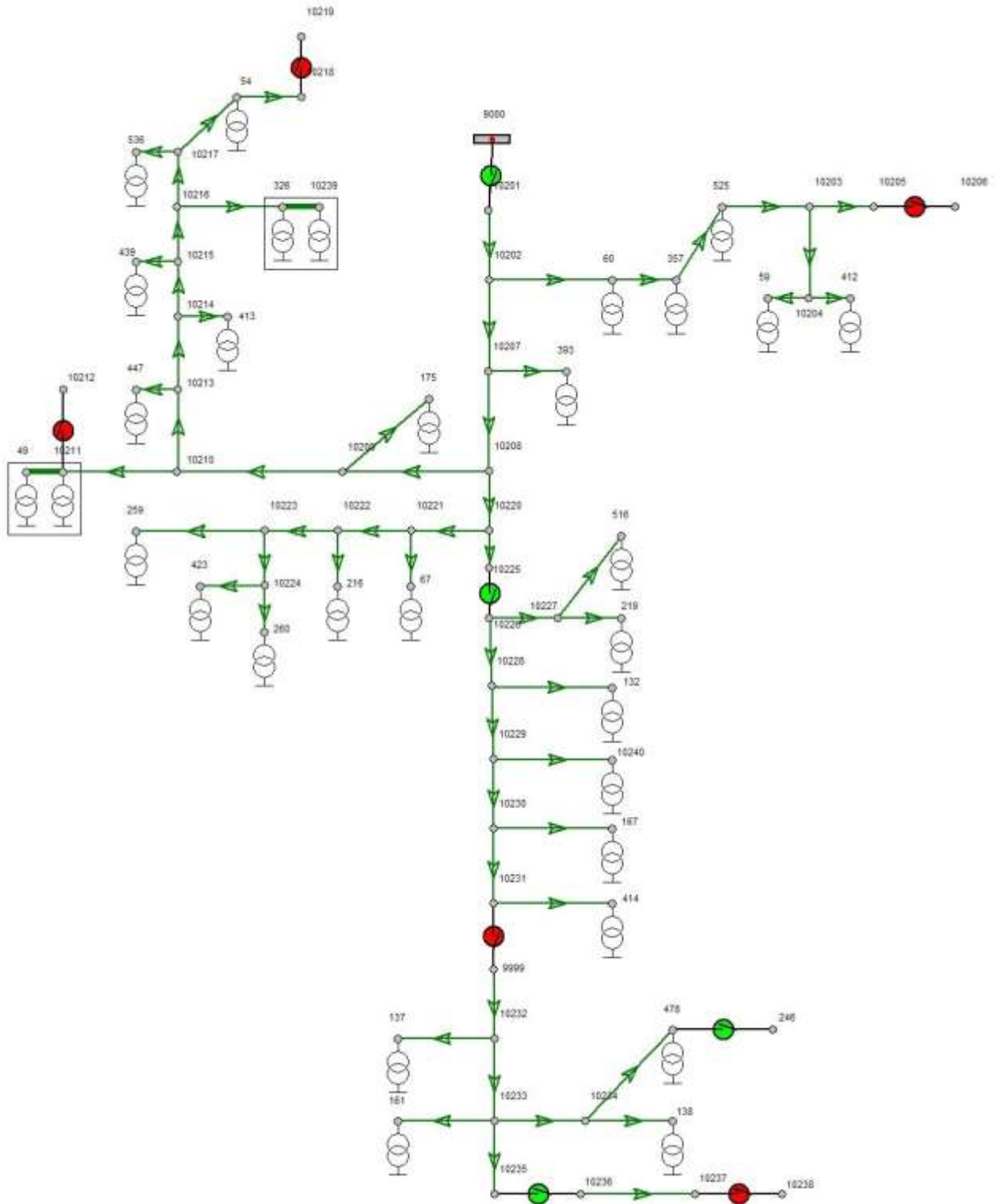


Рис. В.2. Фрагмент розподільчої мережі 10кВ ВАТ «АК Вінницяобленерго», Ф-4