

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки та електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

ОЦІНКА ПОКАЗНИКІВ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 маг. курсу, групи ДЕА-Е23мг-1
Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Маргарита РЕБРУНОВА
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/Антон СКОРКІН
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____/Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА**

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

**ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри**

(підпис)

К.Т.Н., доцент Артем ЧЕРНЮК

(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

« ____ » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

**на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти**

здобувачу вищої освіти Маргариті РЕБРУНОВІЙ

1. Тема «Оцінка показників балансової надійності в електроенергетичних системах»

затверджена наказом по університету № 4801-5/3345 від «12» жовтня 2024 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «10» грудня 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Структура електроенергетичної системи; основні параметри електростанцій, прогнози споживання електроенергії на майбутні періоди, дані про надійність електропостачання.

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
ВСТУП; РОЗДІЛ 1. ВИМІРЮВАННЯ ТА ОЦІНКА БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ; РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНКОВІ ПІДХОДИ ДО ОЦІНКИ ПОКАЗНИКІВ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ; РОЗДІЛ 3. АЛГОРИТМИ І МЕТОДИ МОДЕЛЮВАННЯ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ; ВИСНОВКИ

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «12» жовтня 2024 р.

Керівник

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Маргарита РЕБРУНОВА

(ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження	12.10.24 – 15.10.24	
2	Проведення аналізу наукової літератури	16.10.24 – 23.10.24	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи	24.10.24 – 01.11.24	
4	Виконання другого та третього розділу дипломної роботи	02.11.24 – 26.11.24	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.24 – 07.12.24	

Студент (ка)

(підпис)

Маргарита РЕБРУНОВА

(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

до магістерської роботи з теми **«Оцінка показників балансової надійності в електроенергетичних системах»**

Ребрунової Маргарити

Магістерська робота виконана на ____ сторінок, містить ____ таблиць, ____ рисунків, що характеризують результати дослідження, додатки, використано літературних джерел.

Забезпечення надійної та безперебійної роботи електроенергетичних систем є однією з найважливіших задач сучасної енергетики. Балансова надійність є ключовим аспектом функціонування електроенергетичних систем, який впливає на стабільність постачання електроенергії споживачам. У магістерській роботі досліджуються методи оцінки показників балансової надійності для оптимізації роботи електроенергетичних систем.

Актуальність теми зумовлена зростанням потреби в надійності постачання електроенергії, а також інтеграцією відновлюваних джерел енергії, які вносять додаткові виклики в управління балансом енергосистем. Визначення та оцінка показників балансової надійності є критично важливими для забезпечення стабільної роботи електроенергетичних систем.

В результаті дослідження було розроблено нові методи оцінки показників балансової надійності, що дозволяють більш точно прогнозувати та керувати станом електроенергетичних систем. Визначено основні фактори, що впливають на балансову надійність, та запропоновано рекомендації щодо їх врахування у процесі управління системами.

Отримані результати можуть бути використані для удосконалення методів управління електроенергетичними системами, що сприяє підвищенню їх надійності та стабільності. Розроблені рекомендації можуть бути впроваджені на практиці для покращення функціонування енергосистем.

Оцінка показників балансової надійності є важливим напрямком досліджень для забезпечення стабільної та ефективної роботи електроенергетичних систем. Результати даної магістерської роботи підтверджують важливість комплексного підходу до аналізу та управління балансом енергосистем для досягнення високого рівня надійності та стабільності постачання електроенергії.

НАДІЙНІСТЬ, БАЛАНСОВА НАДІЙНІСТЬ, ПОКАЗНИКИ БАЛАНСОВОЇ
НАДІЙНОСТІ, РЕЗЕРВ ПОТУЖНОСТІ, ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА

ABSTRACT

on the master's work on the topic «**Assessment of balance reliability indicators in electric power systems**»

REBRUNOVA MARHARYTA

The master's work is executed on ____ pages, contains ____ tables, ____ drawings, which characterize the results of research, additions, used literary sources.

Ensuring reliable and uninterrupted operation of electric power systems is one of the most important tasks of modern energy. Balance sheet reliability is a key aspect of the functioning of electric power systems, which affects the stability of electricity supply to consumers. The master's thesis examines methods for assessing the indicators of balance reliability to optimize the operation of electric power systems.

The relevance of the topic is due to the growing need for reliability of electricity supply, as well as the integration of renewable energy sources, which bring additional challenges to the management of the balance of energy systems. Determination and evaluation of balance reliability indicators are critical to ensure stable operation of electric power systems.

As a result of the study, new methods for assessing the indicators of balance reliability have been developed, allowing to more accurately predict and control the state of electric power systems. The main factors affecting the balance sheet reliability have been determined, and recommendations for their consideration in the process of systems management have been proposed.

The obtained results can be used to improve methods of controlling electric power systems, which contributes to improving their reliability and stability. The developed recommendations can be implemented in practice to improve the functioning of power systems.

Assessment of balance reliability indicators is an important area of research to ensure stable and efficient operation of electric power systems. The results of this master's thesis confirm the importance of an integrated approach to the analysis and

management of the balance of power systems to achieve a high level of reliability and stability of electricity supply.

RELIABILITY, BALANCE RELIABILITY, BALANCE RELIABILITY
INDICATORS, CAPACITY RESERVE, ELECTRIC POWER SYSTEM

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. ВИМІРЮВАННЯ ТА ОЦІНКА БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ

1.1. Класифікація надійності

1.2. Оцінка балансової надійності: ключові показники

1.3. Технології оцінювання балансової надійності

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНКОВІ ПІДХОДИ ДО ОЦІНКИ ПОКАЗНИКІВ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

2.1. Алгоритми визначення балансової надійності

2.2. Класифікація та оптимізація резервів потужності

2.3. Підходи до нормування резерву потужності в ЕЕС

2.3.1. Обґрунтування резервів потужності в концентрованих енергосистемах

2.3.2. Аналіз оперативного резерву в розподілених енергосистемах

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

РОЗДІЛ 3. АЛГОРИТМИ І МЕТОДИ МОДЕЛЮВАННЯ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ

3.1. Використання мережевих коефіцієнтів у моделюванні

3.2. Моделювання надійності інформаційно-вимірювальної системи: приклад IEEE 14 вузлів

3.3. Активне та реактивне навантаження в ЕЕС: методи прогнозування за допомогою нейронних мереж

3.4. Статистичний аналіз моделей у багатозонних ЕЕС

3.5. Аналіз надійності багатозонних ЕЕС в контексті ринкових відносин

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3
ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ
СПИСОК ПОСИЛАНЬ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ЕЕС – електроенергетична система
ОЕС - об'єднана електроенергетична система
БН - балансова надійність
ПБН - показники балансової надійності
РЕМ – районні електричні мережі
ПС – підстанція
РП – реактивна потужність
ЕЕ – електрична енергія
ТНСЕ - теоретично надійність системи енергетики
ЗТН - загальнотехнічна теорія надійності
МДП - максимально допустимі потоки потужності
ГЕС – гідроелектростанція
ТЕЦ – теплоелектроцентрально
ГТУ – газотурбінна установка
РП – реактивна потужність
UE - Expected Unserved Energy
LOEE - Loss of Energy Expectation
LOLP - Loss of Load Probability
ПСЗ - пропускна спроможність зв'язків
ІЙПДП - інтегральні ймовірності появи дефіциту потужності
ТН - технологічні порушення

ВСТУП

Електроенергетичні системи є невід'ємною частиною сучасного суспільства, забезпечуючи стабільне постачання електроенергії для різних секторів економіки та повсякденного життя. Умови сучасного енергетичного ринку вимагають від електроенергетичних систем високого рівня надійності, ефективності та стійкості. Одним з ключових аспектів, що визначає стабільність і надійність роботи електроенергетичних систем, є їх балансова надійність.

Балансова надійність електроенергетичних систем забезпечує узгодження виробництва та споживання електроенергії, що є критично важливим для запобігання аварійним ситуаціям та забезпечення безперебійного постачання електроенергії. Необхідність інтеграції відновлюваних джерел енергії, які характеризуються високою варіативністю генерації, створює додаткові виклики в управлінні енергосистемами та вимагає розробки ефективних методів оцінки їх балансової надійності.

В даній магістерській роботі досліджуються методи оцінки показників балансової надійності електроенергетичних систем. Вивчення цих методів дозволить покращити управління енергетичними ресурсами, забезпечити стійкість енергосистем до різних режимів роботи та непередбачуваних навантажень, а також оптимізувати використання відновлюваних джерел енергії.

Мета дослідження - розробка методів оцінки показників балансової надійності електроенергетичних систем для підвищення їх ефективності та стабільності.

Об'єкт дослідження - електроенергетичні системи та їх балансова надійність.

Предмет дослідження - методи оцінки показників балансової надійності електроенергетичних систем.

Завдання дослідження:

- ✓ Аналіз чинних методів оцінки балансової надійності.
- ✓ Розробка моделей для оцінки показників надійності.

✓ Визначення основних факторів, що впливають на балансову надійність електроенергетичних систем.

✓ Розробка рекомендацій щодо підвищення балансової надійності систем.

Для досягнення поставленої мети в роботі використовуються теоретичні та експериментальні методи дослідження, включаючи математичне моделювання, комп'ютерне моделювання, статистичний аналіз даних та імітаційне моделювання.

В результаті дослідження було розроблено нові методи оцінки показників балансової надійності, що дозволяють більш точно прогнозувати та керувати станом електроенергетичних систем. Визначено основні фактори, що впливають на балансову надійність, та запропоновано рекомендації щодо їх врахування у процесі управління системами.

Оцінка показників балансової надійності є важливим напрямком досліджень для забезпечення стабільної та ефективної роботи електроенергетичних систем. Результати даної магістерської роботи підтверджують важливість комплексного підходу до аналізу та управління балансом енергосистем для досягнення високого рівня надійності та стабільності постачання електроенергії.

РОЗДІЛ 1. ВИМІРЮВАННЯ ТА ОЦІНКА БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ

1.1. Класифікація надійності

Надійна робота електроенергетичних систем характеризується безперебійним та якісним електропостачанням споживачів. Перерви в електропостачанні, особливо для великих споживачів, можуть призвести до значних збитків та є одними з найнебезпечніших видів аварій, що мають суттєвий вплив як на економіку країни, так і на рівень життя населення.

В сучасних умовах функціонування енергетичних систем надійність розглядається як товар із певною вартістю. Це викликає потребу введення нових критеріїв, що визначають необхідність створення та принципи розподілу резервів потужності. Такий підхід впливає на математичні моделі, що використовуються для оцінки надійності, оскільки значну роль відіграє модель взаємодії між суб'єктами енергоринку. Особа, яка приймає рішення щодо планування розвитку, повинна враховувати ці аспекти, аналогічна ситуація складається і під час планування розвитку електроенергетичних систем в інших країнах.

На нормативному рівні закріплені керівні вказівки з управління надійністю електропостачання. Ці вказівки створюють важелі впливу, що дозволяють споживачам впливати на надійність електропостачання та підвищують зацікавленість енергокомпаній у покращенні надійності електроенергетичних систем. Впровадження таких механізмів дозволяє забезпечити високу стабільність постачання електроенергії та мінімізувати ризики, пов'язані з можливими аваріями.

Таким чином, досягнення високої надійності електроенергетичних систем потребує комплексного підходу, який включає не лише технічні заходи, але й економічні моделі, що враховують взаємодію всіх учасників енергоринку. Це забезпечує ефективне функціонування системи та сприяє сталому розвитку енергетичного сектору.

При контролі стану та плануванні розвитку електроенергетичних систем (ЕЕС) одним із важливих завдань є аналіз поточних та перспективних балансів електричної енергії та потужності. Основними цілями цього аналізу є:

- ✓ Оцінка відповідності поточного стану та перспективного розвитку генеруючих потужностей та електричних мереж вимогам щодо забезпечення споживачів електроенергією із заданим ступенем надійності.

- ✓ Визначення потреби в нових генеруючих потужностях з урахуванням перспективної динаміки споживання електричної енергії та потужності в ЕЕС, планованих обсягів реконструкції та демонтажу обладнання, використання потужностей діючих електростанцій та експортних поставок електроенергії.

Балансова надійність (БН) визначається як здатність ЕЕС забезпечувати сукупну потребу споживачів в електричній потужності та енергії, з урахуванням планових та непланових відключень елементів ЕЕС, а також обмежень на постачання енергоресурсів. Це поняття визначає здатність системи забезпечувати попит на електроенергію та потужність, враховуючи характеристики та режими роботи її елементів.

Дослідження балансової надійності (БН) електроенергетичних систем (ЕЕС) є актуальними як на регіональному рівні, так і на рівні об'єднаної енергетичної системи (ОЕС). Їхня мета полягає в розробці рішень щодо розвитку ЕЕС, які забезпечують надійне електропостачання та задоволення попиту на електроенергію і потужність з боку промислових та побутових споживачів.

Хоча методам аналізу БН присвячено багато наукових публікацій, єдиного підходу до нормування балансової надійності та розрахунку її показників ще не вироблено. Надійність електроенергетичної системи – це комплексна характеристика, що відображає здатність ЕЕС виконувати функції з виробництва, передачі, розподілу та електропостачання споживачів електроенергією у необхідних обсягах і належної якості. Це досягається шляхом технологічної взаємодії генеруючих установок, електричних мереж та електроустановок споживачів.

Основні аспекти надійності включають:

- ✓ Задоволення загального попиту на електроенергію у будь-який момент часу, як поточний, так і в майбутньому.
- ✓ Протидія збуренням, спричиненим відмовами елементів енергосистеми, включаючи каскадні аварії та форс-мажорні обставини.
- ✓ Відновлення своїх функцій після їх порушення.

Розглядаючи енергосистему з точки зору надійності, виділяють низку властивостей: безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність, збережуваність, стійкість, режимну керованість, живучість та безпеку. Надійність енергосистеми залежить від сукупності цих властивостей, кожна з яких описує роботу ЕЕС під певним кутом. Для аналізу кожної з цих властивостей використовується індивідуальний математичний апарат та набір показників, що описують відповідну властивість.

Таким чином, наукові дослідження в галузі надійності електроенергетичних систем чітко диференціюються залежно від аналізованих аспектів надійності.

Найбільш вивченим, але водночас доволі проблемним напрямом є «безвідмовність ЕЕС». Залежно від спрямованості математичного аналізу, прийнятих припущень та обмежень, цей напрямок поділяють на три основні категорії: структурну, балансову та режимну надійність ЕЕС.

При аналізі структурної надійності всі джерела живлення розглядаються як джерела нескінченної потужності. Аналіз надійності системи зосереджується на оцінці порушень електричного зв'язку споживачів з джерелами живлення. Основним об'єктом дослідження тут є розподільні системи середньої та низької напруги, де використовується математичний апарат загальної теорії технічних систем. Саме через це цей напрямок розвивався в першу чергу.

Балансова надійність (БН) зазвичай розглядається в контексті об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС). БН характеризується здатністю енергосистеми забезпечувати сукупну потребу споживачів в електричній потужності та енергії, враховуючи обмеження через планові та непланові відключення елементів системи, а також обмеження на постачання

енергоресурсів. Основне завдання тут - аналіз забезпеченості електроприймачів електроенергією від джерел живлення з обмеженою наявною потужністю, де основним математичним апаратом для оцінки БН є багатовимірний ймовірнісний аналіз.

Найменш розвиненим і найскладнішим напрямом є «режимна надійність ЕЕС». Вона характеризується здатністю енергосистеми протистояти раптовим збуренням, таким як короткі замикання, непередбачені втрати великих елементів системи, каскадні відмови тощо. При її оцінці враховуються закони Кірхгофа та Ома, аналізуються динамічні електричні режими при ймовірнісному стані елементів ЕЕС (включно з генеруючими пристроями) та ймовірнісний характер навантаження.

Таким чином, кожен з напрямів безвідмовності ЕЕС вимагає застосування специфічного математичного апарату та індивідуального підходу до аналізу показників надійності.

Режимна надійність електроенергетичних систем (ЕЕС) головним чином стосується оперативного управління, забезпечуючи стійкість і стабільність роботи системи в реальному часі. Водночас, завдання балансової надійності пов'язані з середньостроковим та довгостроковим плануванням і розвитком ЕЕС. Саме ця сфера дослідження є ключовою у даній роботі.

Розробка методів розрахунку показників балансової надійності має на меті створення інструментів і моделей, які дозволяють ефективно прогнозувати та планувати розвиток енергосистем, враховуючи динамічні зміни попиту на електроенергію, інтеграцію відновлюваних джерел енергії та можливі технічні обмеження. Такий підхід забезпечує не тільки стабільну роботу енергосистем в умовах зростаючого навантаження, але й сприяє їхньому сталому розвитку.

В даній роботі особлива увага приділяється аналізу існуючих методів оцінки балансової надійності, розробці нових підходів до розрахунку показників, а також визначенню основних факторів, що впливають на балансову надійність ЕЕС. Це дозволяє не лише покращити точність прогнозів, але й підвищити

надійність енергопостачання для споживачів, знижуючи ризики аварійних ситуацій і забезпечуючи енергетичну безпеку країни.

1.2. Оцінка балансової надійності: ключові показники

Дослідження балансової надійності (БН) електроенергетичних систем (ЕЕС) є однією з ключових задач при плануванні їхнього розвитку. Це питання викликає інтерес не лише у науковій спільноті та організацій галузі, які безпосередньо відповідають за надійність функціонування ЕЕС, але й у суб'єктів ринку електроенергії та потужності в цілому. Однією з головних причин цього є проблема резервування генераційних потужностей.

Технологічно необхідний резерв потужності, який забезпечує необхідний рівень електропостачання споживачів, потребує обґрунтування на основі розрахунків показників балансової надійності (ПБН). Такий підхід дозволяє визначити, скільки резерву необхідно, щоб гарантувати стабільне та безперебійне постачання електроенергії в різних ситуаціях, включаючи аварійні.

В умовах зростаючого споживання електроенергії та інтеграції відновлюваних джерел енергії, які відрізняються високою варіативністю генерації, питання балансової надійності стають ще більш актуальними. Визначення необхідного рівня резервів генеруючих потужностей і їх оплати на ринку є важливим аспектом для забезпечення стабільності та ефективності функціонування ЕЕС.

Таким чином, дослідження та розрахунки ПБН мають важливе значення не тільки для забезпечення надійності електропостачання, але й для економічної обґрунтованості рішень щодо резервування потужностей. Це дозволяє розробляти оптимальні стратегії розвитку ЕЕС, враховуючи як технічні, так і економічні аспекти функціонування енергосистем.

Аналіз балансової надійності (БН) є одним з ключових напрямів дослідження в галузі електроенергетики, до якого в літературі приділено значну увагу. Крім різноманітних моделей та методів оцінки показників балансової надійності, для проведення відповідних розрахунків були розроблені

спеціалізовані програмні комплекси. Проте окремі аспекти досліджень балансової надійності залишаються актуальними і представляють науковий інтерес через розширення можливостей обчислювальних засобів та певні тенденції в розвитку сучасних ЕЕС, такі як впровадження технологій керованого споживання та інтелектуальних енергосистем.

В сучасній практиці розрахунків показників балансової надійності (ПБН) структура передавальної мережі ЕЕС зазвичай представляється багатозонною (багатовузловою) моделлю. Ця модель є сукупністю зон надійності (концентрованих вузлів) і зв'язків між ними з визначеною пропускну здатністю. Кожна зона надійності являє собою сукупність вузлів основної мережі (район) ЕЕС, між якими обмеження на передачу потужності відсутні або не впливають на можливість взаємного резервування даних вузлів у можливих схемно-балансових ситуаціях.

Така структура дозволяє більш точно моделювати різні сценарії роботи електроенергетичних систем та оцінювати їхню здатність підтримувати необхідний рівень надійності за різних умов. Це особливо важливо в умовах впровадження нових технологій та підходів, що підвищують гнучкість і ефективність управління енергосистемами.

Зв'язки між зонами надійності визначаються на основі топології електричної мережі. Вони можуть складатися з однієї або кількох ліній електропередачі, потік потужності яких обмежений різними критеріями. При оцінці показників балансової надійності (ПБН) ці значення визначаються для кожної зони надійності окремо. Відповідно, коректність формування багатозонної моделі безпосередньо впливає на точність результатів оцінки ПБН.

Формування багатозонної моделі електроенергетичної системи (ЕЕС) є доволі складним завданням. Воно включає поділ ЕЕС на зони надійності, визначення складу вузлів у кожній зоні та встановлення максимально допустимих потоків потужності (МДП) в зв'язках між цими зонами.

Процес створення такої моделі включає кілька етапів:

- ✓ Визначення всіх можливих зв'язків та їхніх пропускну здатностей.

- ✓ Визначення ключових вузлів, які будуть центрами зон надійності.
- ✓ Розподіл мережі на зони надійності так, щоб в кожній зоні не було обмежень на передачу потужності або такі обмеження не впливали на можливість взаємного резервування.
- ✓ Визначення максимально допустимих потоків потужності між зонами з урахуванням наявних обмежень.

Така багатозонна модель дозволяє більш точно оцінювати показники балансової надійності, моделювати різні сценарії роботи електроенергетичної системи та оптимізувати її функціонування. Коректно сформована модель є запорукою точних розрахунків та надійного функціонування ЕЕС.

Для вирішення цього завдання в електроенергетичній системі (ЕЕС) мають бути ідентифіковані перерізи, пропускна здатність яких у можливих режимно-балансових ситуаціях може бути недостатньою для забезпечення попиту на потужність в певних частинах ЕЕС. Ці перерізи називаються слабкими перерізами. Відповідно до цих перерізів необхідно визначити межі зон надійності.

Пошук слабких перерізів у межах ЕЕС, в рамках формування багатозонної моделі для оцінки показників балансової надійності (ПБН), є окремим завданням. Це завдання є складним і потребує розробки відповідних критеріїв та алгоритмів для загального випадку.

Процес вирішення цієї задачі включає кілька основних етапів:

- ✓ Визначення пропускної здатності кожного перерізу та його здатності забезпечити попит на потужність.
- ✓ Виявлення тих перерізів, які можуть стати обмеженням у забезпеченні необхідного рівня потужності в різних частинах ЕЕС.
- ✓ На основі ідентифікованих слабких перерізів встановлюються межі зон надійності, що дозволяє сформувати багатозонну модель.
- ✓ Розробка критеріїв та алгоритмів: Створення спеціальних критеріїв та алгоритмів для ідентифікації слабких перерізів та оцінки їх впливу на загальну надійність системи.

Цей підхід дозволяє підвищити точність оцінки балансової надійності та забезпечити більш ефективне планування розвитку електроенергетичних систем. Завдяки цьому можливе створення більш стабільних і надійних енергосистем, здатних ефективно реагувати на змінні навантаження та зберігати безперебійне електропостачання.

Огляд світової практики досліджень балансової надійності (БН) показує, що, незважаючи на значне впровадження програмних засобів для оцінки показників балансової надійності (ПБН), повністю формалізовані підходи до формування багатозонних моделей електроенергетичних систем (ЕЕС) ще не розроблені. Це пояснюється тим, що в розвинених країнах дослідження БН ЕЕС проводяться регулярно, і накопичений досвід розрахунків та експлуатації дозволяє встановлювати слабкі перерізи та межі зон надійності без застосування формалізованого аналізу структури та режимів роботи ЕЕС. Крім того, у деяких випадках визначення слабких перерізів на експертному рівні можливе завдяки відносно простій структурі ЕЕС.

Застосування експертного підходу до формування багатозонної моделі об'єднаної енергосистеми (ОЕС) ускладнене через наявність великої кількості слабких зв'язків складної конфігурації. У період планової економіки для аналізу БН як зони надійності використовувалися об'єднані енергосистеми. Проте цей підхід не є обґрунтованим, оскільки слабкі перерізи існують і всередині ОЕС, і він був обумовлений виключно обмеженнями обчислювальних ресурсів того часу.

З урахуванням продуктивності сучасних обчислювальних засобів, можливе більш детальне представлення моделі ОЕС, що підвищить точність розрахунків ПБН. Це дозволить поліпшити управління енергосистемами, забезпечуючи більш надійне електропостачання та ефективніше використання ресурсів.

На сьогоднішній день склалася практика опису області допустимих режимів роботи електроенергетичних систем (ЕЕС) активної потужності з використанням значень максимально допустимих потоків (МДП) у контрольованих перерізах.

Однак використання контрольованих перерізів під час формування багатозонної моделі зустрічається з низкою труднощів.

По-перше, обмеження МДП у контрольованому перерізі не завжди призводить до необхідності обмеження споживачів у різних режимно-балансових ситуаціях. Це означає, що такі обмеження не обов'язково мають враховуватись у розрахунках балансової надійності (БН).

По-друге, деякі контрольовані перерізи є частковими, що ускладнює їх врахування під час підготовки багатозонної моделі. Це вимагає визначення меж зон надійності та перерахунку МДП з урахуванням наявності шунтуючих зв'язків.

Враховуючи ці обставини, актуальним є формалізація процесу визначення слабких перерізів ЕЕС у рамках формування багатозонних моделей для оцінки ПБН. Складність цього завдання полягає в необхідності аналізу завантаження електричної мережі у багатьох станах ЕЕС, що виникають у разі відключення різних елементів системи. Такий аналіз дозволить більш точно ідентифікувати слабкі перерізи та забезпечити високу точність оцінки балансової надійності.

Проблема резервування енергетичних потужностей насамперед стосується забезпечення надійності енергетичних систем та систем електропостачання споживачів. Наявність резервів є одним з ключових, але не єдиним способом забезпечення надійності. Інші важливі аспекти включають надійне та якісне обладнання, регулярні та якісні ремонти, високопрофесійне обслуговування, матеріальне та фінансове забезпечення, а також інші заходи.

В контексті нормування надійності електроспоживання доцільно орієнтуватися на балансову надійність (БН), а не лише на резерви генераторних потужностей. Це відповідає загальноприйнятій практиці, включаючи міжнародну, оскільки норматив БН визначає необхідний резерв генераторної потужності та його розміщення у системі з урахуванням пропускних здібностей міжсистемних зв'язків. Очевидно, що чим вищий рівень БН, тим більшим має бути резерв.

Виходячи з вимоги встановлення певного нормативу БН, пропонується оцінювати та розраховувати її показники, включаючи ймовірність безвідмовної роботи. Резерв, визначений на основі цих розрахунків і який відповідає нормативу БН, слід вважати достатнім і необхідним для підтримки заданого рівня БН, хоча це не є нормативним виміром.

Забезпечення надійного постачання електроенергії споживачам є пріоритетною задачею в управлінні електроенергетичними системами (ЕЕС). Нормування показників надійності відіграє важливу роль на всіх етапах функціонування і на всіх ієрархічних рівнях ЕЕС.

Створення комплексної системи взаємоузгоджених і несуперечливих нормативів надійності для всіх територіальних і тимчасових рівнів управління технологічними ланками ЕЕС, а також для різних аспектів надійності, є складним науково-технічним і організаційним завданням. Для вирішення цього завдання необхідне об'єднання зусиль фахівців різних профілів (техніків, математиків, економістів, фінансистів, юристів) з різних організацій та компаній: науково-дослідних, проектних, експлуатаційних, урядових, законодавчих, страхових тощо.

Форма економічних відносин у суспільстві, рівень життя населення, особливості формування та об'єднання ЕЕС — все це впливає на систему нормативів. Це пояснює відмінності в системах нормативів надійності різних країн і різних енергокомпаній.

Нормування надійності в електроенергетиці має довгу історію, тісно пов'язану з нормуванням та стандартизацією всіх аспектів формування та експлуатації електроенергетичних систем (ЕЕС) як виробничої галузі. Усі норми та стандарти, включаючи надійність, зазвичай фіксуються в директивних документах: керівних вказівках, нормативних актах, правилах улаштування та експлуатації, будівельних нормах та правилах, довідниках, стандартах організацій тощо.

Створення документів, що містять лише нормативи надійності об'єктів ЕЕС, також можливе. Ці нормативи періодично переглядаються, змінюються та

доповнюються у зв'язку зі зміною зовнішніх і внутрішніх умов функціонування ЕЕС та її елементів, появою нового обладнання та нових технологій, розробкою нових методів та засобів управління, впровадженням різних форм власності та нових підходів до проблем надійності.

З часом зміни в економічних відносинах у суспільстві, якість життя, особливості формування та об'єднання ЕЕС, а також інші фактори впливають на систему нормативів. Це пояснює відмінності у системах нормативів надійності різних країн та різних енергокомпаній.

Попри те, що система нормативів в електроенергетиці є досить розвинутою та взаємопов'язаною, вона все ще потребує вирішення певних проблем. Спеціалісти мають різні думки щодо складу нормативів надійності в електроенергетичних системах (ЕЕС). Деякі вважають, що нормування надійності повинне зводитись до кількісної оцінки мінімальної кількості показників, аж до одного — ймовірності бездефіцитної роботи ЕЕС. Інші ж переконані, що потрібно регламентувати як прямі характеристики, так і непрямі «правила надійності», процедури прийняття рішень щодо надійності ЕЕС, обчислювальні моделі для розрахунків надійності, а також розрахункові схеми, умови та вихідні дані. Прикладом такого підходу є стандарти надійності для великих енергосистем Північної Америки.

Загалом, ставлення до нормативів надійності має варіюватися залежно від різних часових та територіальних рівнів управління ЕЕС. Наприклад, при прогнозуванні розвитку на 15 і більше років наперед можливе використання чисельних нормативів надійності, резерву генераторної потужності, пропускної здатності зв'язків та застосування спрощених моделей для їх визначення. Більш точні рішення на цьому етапі є недоцільними через велику невизначеність умов розвитку. На цьому етапі рішення щодо розвитку мають бути попередніми (прогнозованими).

Нормативні значення повинні забезпечувати приблизну оцінку генераторної потужності та пропускних спроможностей зв'язків, базуючись на обраному принципі забезпечення надійності (наприклад, самобалансування регіональних

енергокомпаній або використання всіх системних ефектів ЕЕС). Потрібно враховувати, що на наступних етапах управління розвитком ЕЕС неминучі уточнення під час планування та проектування на 5–10 і 10–15 років уперед.

На останньому етапі, використовуючи визначені нормативні значення, слід провести техніко-економічну оптимізацію резервів генераторної потужності, конфігурації та параметрів зв'язків з урахуванням можливих технічних та інвестиційних обмежень для енергорайонів (ОЕС, РЕМ) і енергокомпаній. Прийняття рішень на цьому етапі є остаточним перед початком їх практичної реалізації та пов'язане з необхідністю витрат значних матеріальних ресурсів. Тому тут виправдані будь-які витрати на обґрунтовані розрахунки, адже використання тільки нормативів з надійності може призвести до вибору менш ефективного варіанту розвитку ЕЕС.

Увага зосереджена на співвідношенні балансової надійності (БН) об'єднаної енергетичної системи (ЕЕС) та резервів генераторної потужності, а також на їхньому нормуванні. Ці дві характеристики тісно пов'язані: наприклад, вищий показник БН означає більшу ймовірність безвідмовної (бездефіцитної) роботи, що забезпечується більшим резервом потужності. Важливо зазначити, що мова йде про резерв наявної потужності без врахування "розривів" потужності.

Вважається, що доцільніше розраховувати та приймати норматив БН (імовірність бездефіцитної роботи) ЕЕС, а не норматив резерву. Необхідний резерв потужності визначатиметься прийнятим нормативом БН.

Принципи нормування балансової надійності об'єднаної енергетичної системи в сучасному світі визначаються рівнем ефективності економічного сектору країни.

Планування заходів щодо балансової надійності та резервів повинно здійснюватися з урахуванням двох аспектів. Перший аспект є найбільш важливим, оскільки його мета — забезпечити резерв потужності та підвищити рівень балансової надійності в місцях, де вона є нижчою за нормативні значення. Для цього необхідно точно визначити конкретні місця, де величина балансової надійності є нижчою за нормативні показники. У зв'язку з цим визначення

територіальної зони в моделі об'єднаної енергетичної системи для подальших розрахунків балансової надійності є дуже відповідальним та важливим кроком.

Всередині таких територіальних зон необхідно діяти відповідально та ретельно, оскільки можуть бути місця зі слабким зв'язком із енергосистемою. У таких випадках потрібно створити розрахункову схему, на якій виділити зони з однаковим значенням надійності. Це означає, що пропускні здатності зв'язків повинні забезпечувати всі можливі перетоки потужності в нормальному, ремонтному та аварійному режимах.

Для ефективного управління балансовою надійністю необхідно також враховувати наступні аспекти:

- ✓ Регулярно оцінювати рівень балансової надійності та резервів генераторної потужності в різних територіальних зонах.
- ✓ Розробляти довгострокові плани щодо забезпечення надійності та резервів з урахуванням прогнозів попиту на електроенергію та можливих змін в енергетичній інфраструктурі.
- ✓ Ефективно розподіляти ресурси для підвищення балансової надійності, зокрема інвестувати в модернізацію інфраструктури та розвиток нових генераторних потужностей.
- ✓ Забезпечувати тісну співпрацю між регіональними енергетичними компаніями та державними органами для досягнення оптимальних результатів.

Таким чином, комплексний підхід до планування заходів щодо балансової надійності та резервів генераторної потужності допоможе підвищити стабільність та ефективність об'єднаної енергетичної системи.

Друга, не менш важлива позиція полягає у реалізації резерву, тобто у виборі місць розміщення та видів резервів, а також у роботі без обмежень потужності. Для цього необхідно створити імітаційну модель об'єднаної енергетичної системи (ОЕС), в якій будуть враховані всі фактори, що впливають на надійність:

- ✓ Рівні та розміщення навантажень і генераторних потужностей;
- ✓ Енергетичні параметри обладнання;

✓ Врахування існуючих норм на проведення різних видів ремонту обладнання (поточний, середній, капітальний, модернізація, реконструкція тощо).

Якщо взяти за основу нормування балансової надійності, то забезпечення її нормативу буде автоматично визначатися під час розрахунків, що дозволить встановити величину та місце розташування генераторної потужності в ОЕС.

Отже, додаткове нормування не потрібне. При цьому, норми на проведення планових ремонтів повинні бути вказані у вихідних даних для розрахунку. Необхідна величина повного резерву потужності можна визначити в результаті розрахунків, так само як і необхідні резерви по пропускній здатності. При цьому не рекомендується називати резерв, отриманий в результаті оптимальних розрахунків балансової надійності, нормативним, оскільки це резерв потужності, який є необхідним для забезпечення нормативної балансової надійності.

Повний резерв потужності містить наступні види резервів:

- ✓ Резерв для самокомпенсації потужності, яка виводиться на ремонт;
- ✓ Оперативний резерв для компенсації потужності, яка виходить з експлуатації в результаті аварій;
- ✓ Резерв для регулювання частоти.

При виборі місця розміщення резервів потужності в системі слід визначати, який вид резерву необхідний в тій чи іншій ситуації — на ГЕС, ТЕЦ, ГТУ тощо.

Щодо вибору абсолютних або відносних величин, то необхідно враховувати всі види резервів залежно від умов розрахунку. Відносна величина резерву потужності, що генерується, повинна співвідноситися з регулярним річним максимумом навантаження відповідного регіону в цілому, а не з встановленою потужністю генераторів.

Оптимізація повного резерву генераторної потужності та пропускних здатностей повинна здійснюватися одночасно, з урахуванням економічних характеристик експлуатації.

1.3. Технології оцінювання балансової надійності

Дослідження властивостей об'єктів енергетики є однією з ключових складових системних енергетичних досліджень. Властивості допомагають відобразити як особливості, так і загальні риси об'єктів. Можливість вимірювання окремих властивостей дозволяє здійснювати точніше управління ними. Вивчення властивостей реальних об'єктів і їх моделей є основним критерієм адекватності останніх першим.

Надійність є однією з головних характеристик у функціонуванні об'єднаної енергетичної системи (ЕЕС). Вона тісно пов'язана з такими властивостями, як економічність, якість продукції, безпека тощо. ЕЕС є одночасно виробничою і технічною системою, тому трактування надійності для неї має певні особливості порівняно з суто технічними об'єктами. Для споживача не має значення, чому виникла недостача електроенергії — технічна це проблема чи виробнича; для нього це відмова ЕЕС або конкретної системи електропостачання. Якщо ж у контракті на постачання електроенергії передбачені умови, за яких споживач може відключатися, то недопостачання електроенергії в цих випадках не вважається відмовою.

Це свідчить про те, що поняття надійності ЕЕС не збігається із загальноприйнятим у загальнотехнічній теорії надійності (ЗТН).

Надійність – це здатність об'єкта зберігати протягом часу всі параметри, що характеризують його здатність виконувати необхідні функції в заданих умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання і транспортування. Іншими словами, в загальнотехнічній науці (ОТН) надійність означає збереження працездатності.

Складні технічні об'єкти зазвичай мають безліч рівнів функціонування, тому для них необхідно розширити поняття надійності, використовуючи коефіцієнт ефективності функціонування як один з її показників. При цьому система все одно розглядається як технічна, і її надійність залежить від властивостей її складових елементів.

В теоретичній науці про надійність енергетичних систем (ТНСЕ) ця властивість визначається як здатність об'єкта виконувати задані функції у встановлених обсягах за певних умов функціонування. Відповідно, в ТНСЕ розрізняють два типи відмов: працездатності та функціонування. Відмова працездатності не завжди призводить до відмови функціонування. Водночас відмова функціонування може виникнути навіть при повністю працездатному виробничому об'єкті, якщо він не відповідає навантаженням споживача. Адекватність визначається відповідністю потужностей або ресурсів для функціонування працездатного об'єкта енергетики попиту на його продукцію або послуги.

Залежно від виду відмови, можна говорити про надійність об'єкта енергетики в сенсі загальнотехнічної науки (ОТН) або про надійність його функціонування в контексті ТНСЕ.

Надійність у загальнотехнічній науці (ОТН) розглядається як комплексна властивість, яка може включати безвідмовність, довговічність, відновлюваність та збереження. У теоретичній науці про надійність енергетичних систем (ТНСЕ) спочатку були додатково включені такі характеристики, як стійкість, керованість режимами, живучість та безпека. У оновленій термінології 2007 року використовуються поняття основних та пов'язаних із надійністю властивостей. Основні властивості збігаються з прийнятими в ОТН (із заміною ремонтпридатності на відновлюваність), а до пов'язаних властивостей віднесені готовність, стійкість, живучість, керованість та ремонтпридатність.

З точки зору виконуваних функцій, надійність функціонування об'єднаної енергетичної системи (ЕЕС) характеризується надійністю електропостачання споживачів. Взаємозв'язок між різними видами (підвидами) надійності функціонування ЕЕС та характеристиками порушень електропостачання споживачів наведено у таблиці 1.1.

Балансова надійність пов'язана з дефіцитами потужності та/або енергії внаслідок поступових або раптових відмов, що можуть призвести до обмеження або відключення споживачів, а також до зниження якості електроенергії через

перевищення навантаженням наявної або робочої потужності чи дефіциту енергоресурсів. Способами запобігання порушенням балансової надійності є створення запасів первинних енергоресурсів на електростанціях або диверсифікація структури енергоджерел. Забезпечення виробничими потужностями на перспективу реалізується шляхом введення нових генераційних потужностей та посилення системоутворюючої мережі. В умовах експлуатації цієї мети досягають шляхом аварійного ремонту або дострокового завершення планового ремонту обладнання.

Різниця між балансовою надійністю в експлуатації та статичною режимною надійністю полягає в тому, що перша призводить до перевищення навантаженням робочої потужності, а друга – до включеної генеруючої потужності.

Низька балансова надійність впливає як на статичну, так і на динамічну режимну надійність об'єднаної енергетичної системи (ЕЕС). Підвиди останньої відрізняються наслідками для споживачів: для локальної надійності це короточасне зниження якості електроенергії чи відключення споживачів, для надійності паралельної роботи – порушення стійкості, розподіл ЕЕС на частини, масштабне відключення споживачів, для живучості – масове відключення споживачів, розподіл системи, та повна зупинка електростанцій.

В надійності об'єднаної енергетичної системи (ЕЕС) виділяють дві основні складові: системну та розподільчу.

Системна складова характеризує надійність основної структури, тобто генерації та системоутворюючої мережі, та визначається балансовою і режимною надійністю зон ЕЕС, які, за можливості, не мають мережових обмежень на взаєморезервування генеруючих джерел. Також сюди входить надійність живлення вузлів передавальної мережі.

Надійність живлення розподільчих вузлів визначається переважно розподільчою мережею і меншою мірою – системною надійністю. Зонна та вузлова надійність повністю характеризують цю властивість ЕЕС. Якщо в ЕЕС є лише одна зона, то така система називається однозонною, а якщо відсутні

мережеві обмеження на взаєморезервування генеруючих джерел – концентрованою.

Таблиця 1.1. – Види балансової та режимної надійності електроенергетичних систем

Характеристика порушення електропостачання споживачів					Характеристика надійності функціонування ЕЕС	
Вид	Причина	Від мов а	Наслідки	Заходи ліквідації		
Дефіцит енергії	Дефіцит енергоресурсів	Поступова	Завчасне обмеження споживачів та/або зниження якості електроенергії	Створення запасів енергоресурсів	Забезпеченість запасами палива, води	Балансова надійність
				Диверсифікація структури електростанцій	Забезпеченість виробничими потужностями	
				Посилення основної мережі		
				Введення нових потужностей (у генерації, основної мережі)		
Дефіцит потужності	Перевищення навантаження наявної потужності		Відключення споживачів , зниження якості електроенергії	Аварійний ремонт обладнання, виведення обладнання із планового ремонту	Надійність в тривалих дефіцитних режимах	
	Перевищення навантаження робочої потужності			Введення невиключеного резерву, перерозподіл навантаження, виведення обладнання із планового ремонту	Надійність в короткочасних аварійних режимах	
	Перевищення навантаження включеної потужності					

Короткочасний дефіцит активної та/або реактивної потужності	Вимкнення елементів основної структури ЕЕС	Раптовий	Короткочасне зниження частоти та/або напруги в ЕЕС	Локалізація аварійного обурення, повторне включення, використання резерву, що обертається, відключення споживачів як системної послуги тощо	Локальна динамічна надійність	Режимна надійність
Порушення стійкості	Недостатня пропускна здатність зв'язків		Розділення ЕЕС на частини, відключення споживачів	Автоматичне та оперативне управління ЕЕС, використання резервів	Надійність у короткочасних післяаварійних режимах	
Системна аварія	Наброс навантаження, недооснащеність (недосконалість) автоматики, помилки персоналу, відмови вимикачів, погодні умови тощо.		Масове відключення споживачів, розподіл системи, посадка на «нуль» електростанцій		Локальна динамічна надійність	
	Каскадний розвиток аварії				Стійкість (надійність паралельної роботи)	
				Вжиття надзвичайних заходів щодо відновлення основної структури ЕЕС	живучість	

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

В розділі «Вимірювання та оцінка балансової надійності у енергосистемах» проведено ґрунтовний аналіз балансової надійності електроенергетичних систем. Розглянуто різні види надійності, що є критичними для стабільного функціонування енергетичних систем, включаючи безвідмовність, довговічність, відновлюваність та збереження. Висвітлено, як кожен з цих видів надійності впливає на загальну ефективність та надійність енергетичної системи.

Окрему увагу приділено показникам балансової надійності, які є ключовими для визначення рівня надійності електроенергетичних систем. Було детально розглянуто, як ці показники можуть використовуватися для оцінки та підвищення надійності систем, а також для прийняття обґрунтованих управлінських рішень.

Також було досліджено методи розрахунку показників балансової надійності. Викладено різні підходи та алгоритми, що використовуються для визначення цих показників, а також переваги та недоліки кожного з методів. Було підкреслено, що вибір відповідного методу залежить від специфіки конкретної системи та умов її експлуатації.

В підсумку, результати аналізу дозволяють зробити висновок, що забезпечення високого рівня балансової надійності є необхідним для надійного та безперебійного функціонування електроенергетичних систем. Комплексний підхід до оцінки та підвищення балансової надійності сприятиме оптимізації роботи енергосистем і підвищенню їх стійкості до різних видів відмов.

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНКОВІ ПІДХОДИ ДО ОЦІНКИ ПОКАЗНИКІВ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

2.1. Алгоритми визначення балансової надійності

Надійність об'єднаної енергетичної системи (ЕЕС) традиційно розглядалася як надійність електропостачання конкретного споживача, що враховується під час проектування, будівництва та подальшого розвитку системи.

Останнім часом, у зв'язку з почастищенням аварій в ЕЕС, спроектованих з урахуванням надійності електропостачання, все більше уваги приділяється оцінці надійності самої ЕЕС, зокрема з використанням критерію $n-1$. Ймовірно, однією з основних причин лавиноподібних відмов у ЕЕС є невиконання цього критерію.

На сьогодні методи оцінки надійності електропостачання та надійності ЕЕС добре опрацьовані. Надійність ЕЕС зазвичай поділяється на структурну та функціональну, причому остання підрозділяється на балансову та режимну.

Фактори, що впливають на надійність електропостачання та об'єднаної енергетичної системи (ЕЕС), включають: час експлуатації обладнання ЕЕС, зовнішні (погодні) умови та людський фактор. Людський фактор охоплює якість використовуваного обладнання, диспетчерські, профілактичні та ремонтні роботи, а також дії третіх осіб.

В міжнародній практиці основними показниками надійності є:

- ✓ ймовірність безвідмовної роботи,
- ✓ час відновлення,
- ✓ ймовірність втрати навантаження

(*Lost Of Load Probability, LOLP*).

Аналіз статистичних даних з журналу технологічних порушень (ТН) показав, що надійність електроенергетичної системи в основному визначається відмовами ліній електропередавання і генеруючих потужностей. Найбільше часу простою обладнання припадає на аварійний ремонт, що підтверджують

визначені коефіцієнти готовності для ліній електропередач і блоків генеруючих потужностей, які знаходяться в межах 0,99–0,999.

Першим фактором, що впливає на надійність ЕЕС за тривалістю відновлення, є знос технологічного обладнання ЛЕП та ДРЕС. Другим фактором є погодні умови, що значно впливають на ЛЕП, а третім – людський чинник.

Показник надійності будь-якого енергетичного об'єкта та електроенергетичної системи (ЕЕС) є кількісною характеристикою однієї або кількох властивостей, що визначають його надійність. В математичних моделях оцінки показників балансової надійності (ПБН) важливо мати можливість отримувати такі показники, які можна використовувати для прийняття управлінських рішень щодо обґрунтування необхідних рівнів резервування в територіальних зонах ЕЕС. Це означає, що система ПБН має забезпечувати можливість вирішення всього комплексу оціночних та оптимізаційних завдань.

При виборі показників, які характеризують балансову надійність ЕЕС, слід керуватися простими та очевидними рекомендаціями. Їх кількість має бути мінімальною, але достатньою для прийняття управлінських рішень щодо забезпечення необхідного рівня балансової надійності. Потрібно уникати складних показників; вони повинні мати простий фізичний зміст та дозволяти оцінку різними методами. Вибрані показники мають бути чутливими до змін параметрів, що впливають на засоби забезпечення надійності в окремих територіальних зонах, щоб відображати зниження або збільшення надійності системи.

У вітчизняних та зарубіжних публікаціях наведеним рекомендаціям найповніше задовольняли такі ПБН ЕЕС:

- математичне очікування річного обсягу обмежень споживачів в електричній енергії через аварійні тривалі ремонти обладнання як для всієї ЕЕС загалом $M = [\Delta W]$, так і для окремих j -х територіальних зон $M = [\Delta W]_j$, $j = 1, 2, \dots, n$ (за кордоном аналогами є *EUE* – Expected Unserved Energy або *LOEE* – Loss of Energy Expectation, МВт·год / рік);

– математичне очікування компенсаційних витрат від ненадійності електропостачання споживачів (при заданих характеристиках питомих збитків y_0) як для всієї ЕЕС загалом $M[Y]$, так і для j -х територіальних зон $M[Y]_j$;

– відносне задоволення споживачів електричною енергією $\pi = \frac{1-M[\Delta W]}{W_\phi}$,

W_ϕ - попит споживачів на електричну енергію);

- Інтегральні ймовірності появи дефіциту потужності (ІЙПДП) територіальних зон J_d , $j = 1, 2, \dots, n$, у поєднанні з ймовірностями перевантаження пропускної спроможності зв'язків (ПСЗ) J_{nl} , $l = 1, 2, \dots, m$, (в зарубіжній практиці – *LOLP* (Loss of Load Probability) – ймовірність втрати навантаження (в.о.) або *LOLE* (Loss of Load Expectation) та *LOLH* – тривалість втрати навантаження, відповідно добах та годинах на рік);

З перерахованих ПБН, перші два відносяться до іменованих, останні – до відносних при цьому показник π малочутливий до обуренням і несе ту саму інформацію, що й показник $M[\Delta W]$, лише у відносних одиницях. З точки зору раціональності та розумності прийнятих рішень щодо розвитку ЕЕС відносні (імовірнісні) ПБН більш інформативні. Показник *LOLP* визначається виразом:

$$LOLP = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_{ik}(V_{ik}) \quad (2.1.)$$

де $Q_i = 1/T$ - ймовірність ступеня графіка навантаження;

p_{ik} – ймовірність стану генеруючої потужності через її аварійні простої агрегатів;

$V_{ik} = P_{rik} - P_{nk} < 0$ - дефіцит потужності в ЕЕС для k -го випадкового стану генеруючої потужності.

Показники *LOLE* – очікувана кількість діб на рік, або *LOLH* - очікуване число годин на рік, коли відбувається втрата навантаження, визначаються виразами:

$$LOLE = \sum_{i=1}^T Q_i \cdot P_{i_{\text{доб}}} \sum_{k=1}^N p_{ik}(V_{ik}) \quad (2.2.)$$

або

$$LOLH = \sum_{i=1}^T Q_i \cdot P_{i\text{год}} \sum_{k=1}^N p_{ik}(V_{ik}) \quad (2.3.)$$

де $P_{i\text{доб}}$, $P_{i\text{год}}$ - тривалість i -го періоду, відповідно за добу і за годину.

На перший погляд, можна припустити, що показники $LOLE$ та $LOLH$ взаємопов'язані за формулою $LOLH = 24 \cdot LOLE$. Насправді, це співвідношення є коректним лише в тому випадку, коли при визначенні показника $LOLE$ моделюється годинний графік навантаження для кожної доби з накопиченням тривалості втрати навантаження в годинах, який потім перетворюється у розмірність доби.

Відповідно до визначення $LOLE$, це не зовсім так – при моделюванні розглядається вся доба, і якщо хоча б протягом однієї години можливий дефіцит потужності, то вся доба вважається дефіцитною.

Найбільшого поширення набули показники балансової надійності у вигляді інтегральних ймовірностей появи дефіциту потужності. За своєю фізичною сутністю, для концентрованої ЕЕС вони повністю відповідають показнику $LOLP$ (ймовірність втрати навантаження).

Для багатозональної ЕЕС інтегральні показники балансової надійності (ПБН) є еквівалентними частковим похідним від математичного очікування недопуску електроенергії для всієї системи, враховуючи оперативні резерви потужності територіальних зон та запаси ПСС між ними.

Дослідження показали, що ці часткові похідні можуть бути визначені аналізом поведінки двоїстих оцінок (m_j) для j -х параметрів лінійної моделі, які дорівнюють одиниці, коли генераторна потужність розглянутої зони впливає на зміну системного дефіциту потужності, і нулю в іншому випадку. Формули для їх визначення схожі на формули визначення показників $LOLP$.

Детерміновані показники балансової надійності (ПБН) включають коефіцієнти резервування, які визначаються як співвідношення між величиною резерву генеруючої потужності та максимальним споживанням потужності або

встановленою потужністю ЕЕС. Хоча резервування потужності є основним засобом забезпечення балансової надійності, коефіцієнт резервування є менш інформативним у порівнянні з ймовірнісними ПБН. Це пов'язано з тим, що, окрім величини резерву, на рівень балансової надійності впливають інші чинники, такі як склад і надійність генеруючого обладнання, режими споживання тощо. Тому найбільш поширеними стали ймовірнісні ПБН.

За допомогою показників балансової надійності (ПБН) нормуються рівні балансової надійності та обґрунтовуються необхідні обсяги резерву потужності для їх забезпечення. Обґрунтування необхідного рівня балансової надійності є техніко-економічним завданням, яке зводиться до мінімізації загальних витрат на забезпечення надійності (створення резерву потужності в ЕЕС) та компенсацію збитків від ненадійності (невідпуску електроенергії через дефіцит потужності). Значення $J_{\text{опт}}$ використовується як нормативний показник, що відповідає оптимальному рівню резерву потужності в ЕЕС.

2.2. Класифікація та оптимізація резервів потужності

Рівень балансової надійності (БН) визначається на основі показників, що відображають ймовірність виникнення дефіциту потужності в ЕЕС. Найважливішими з цих показників є частота і тривалість перерв у електропостачанні, спричинених дефіцитом потужності; обсяг невідпущеної електроенергії через її дефіцит; та обсяг резерву генеруючих потужностей. Рівень БН в ЕЕС формується під впливом багатьох факторів. Для перспективних досліджень БН ЕЕС ці фактори можна поділити на такі групи:

- ✓ склад та характеристики генеруючого обладнання ЕЕС;
- ✓ динаміка та характеристики споживання електроенергії;
- ✓ структура та параметри елементів передавальної мережі.

Складність обліку всіх факторів при оцінці рівнів БН в основному пов'язана з невизначеністю та імовірнісним характером ряду вихідних даних. Так, аварійний вихід із ладу генератора - випадкова подія; відповідно, аварійне зниження генерації потужності є фактор невизначеності і характеризується

деякою ймовірністю. Додатковим фактором невизначеності при розрахунку генерації потужності служить ймовірний характер змін встановленої потужності (вводів та демонтажів генеруючого обладнання), особливо в довгостроковій перспективі. Крім того, невизначеність може бути присутньою в прогнозах наявної потужності електростанцій, режими роботи яких залежать, наприклад, від кліматичних умов. Чинником невизначеності при прогнозуванні споживання електроенергії і потужності служить і безпосередньо похибка прогнозу.

При оцінці ймовірності виникнення дефіциту потужності також необхідно враховувати нерівномірність графіка навантаження, оскільки регулярні добові та сезонні зниження навантаження створюють фактично додатковий резерв потужності.

Наявність факторів невизначеності вказує на ймовірнісний характер виникнення дефіциту потужності в ЕЕС і вимагає застосування ймовірнісних методів для його розрахунку.

Існують два основні підходи до розв'язання цієї задачі: методи статистичного моделювання та аналітичні методи.

Методи статистичного моделювання можуть бути хронологічними або нехронологічними. Вони обчислюють показники балансової надійності (БН) шляхом аналізу множин випадкових станів ЕЕС. Хронологічне моделювання передбачає послідовне моделювання на кожному часовому відрізку розрахункового періоду. Нехронологічне моделювання розглядає крайні та найбільш небезпечні з точки зору виникнення дефіциту потужності схемно-режимні ситуації, з використанням допоміжного апарату, який виявляє такі ситуації. Ці методи характеризуються великим обсягом обчислень та використанням широкої статистичної бази, що дозволяє отримувати досить об'єктивні результати.

Другий підхід полягає в аналітичному поданні ймовірностей величин, що визначають виникнення дефіциту, та побудові розподілу ймовірності дефіциту потужності ЕЕС шляхом складання рядів розподілу цих ймовірностей. Аналітичні функції дозволяють не лише розрахувати ймовірність виникнення та

величину дефіциту, але й провести загальний аналіз ЕЕС, зокрема, визначити чинники, які найбільше впливають на виникнення та величину дефіциту.

Раніше істотним недоліком цього методу вважалася висока складність отримання аналітичного розподілу ймовірностей дефіциту з урахуванням усіх впливових факторів, що призводило до необґрунтованих спрощень (еквівалентування) вихідної моделі. Проте застосування сучасних програмних комплексів дозволяє відмовитися від спрощень і отримувати достовірні результати, точність яких відповідає точності заданих вихідних даних.

Забезпечення заданого рівня балансової надійності (БН) ЕЕС та запобігання вимушеному відключенню або обмеженню споживачів неможливе без постійної наявності надлишкової потужності в ЕЕС. Таким чином, БН ЕЕС досягається створенням необхідного резерву генеруючої потужності. Розрахунок показників БН включає визначення балансу потужності для різних станів ЕЕС, тобто для різних складів і потужностей генеруючого обладнання та споживання. Результати цих розрахунків дозволяють визначити ймовірність виникнення дефіциту потужності в ЕЕС і, відповідно, необхідний обсяг резерву.

Оскільки мова йде про прогнозування широкого набору станів ЕЕС, для оцінки ймовірності виникнення дефіциту необхідно оцінити ймовірність настання відповідних станів – балансових ситуацій ЕЕС. Для цього використовують накопичену статистику режимів роботи генеруючого обладнання та споживання електроенергії в досліджуваній ЕЕС.

Топологія ЕЕС і пропускна здатність ліній електропередачі є одними з найважливіших та найскладніших для врахування факторів, які впливають на балансову надійність (БН) і ступінь резервування. Наявність в ЕЕС "слабких" перетинів, "вузьких" місць та обмежень щодо передачі потужності призводить до того, що рівні БН (ймовірності виникнення дефіциту) різних частин ЕЕС різняться.

В дослідженнях БН виділяють дві основні моделі ЕЕС — концентровану і розподілену. Вибір однієї з них залежить від структури досліджуваної ЕЕС і значною мірою визначає методи розрахунку показників БН та величини резерву.

Концентрована модель ЕЕС припускає, що всі вузли ЕЕС повністю взаєморезервовані. У цій моделі відсутні мережеві обмеження, і розташування генеруючих джерел з точки зору балансової ситуації не має значення.

Для концентрованої моделі ЕЕС розрахунки проводяться без урахування обмежень на пропускну здатність зв'язків, а наявність дефіциту або надлишку потужності визначається виключно на основі поточного стану навантажень та генеруючого обладнання. Коректність використання такої моделі для оцінки балансової надійності має бути обґрунтована.

Завдання розрахунку резерву потужності та показників балансової надійності ЕЕС за допомогою її розподіленої моделі є більш загальною. У цій моделі враховуються обмеження на передачу потужності всередині ЕЕС, а покриття дефіциту визначається як наявністю резерву потужності, так і можливістю його передачі у дефіцитний район з урахуванням обмежень пропускну здатності зв'язків. Очевидно, що врахування обмежень пропускну здатності у розподіленій моделі ЕЕС призводить до збільшення необхідного резерву порівняно з розрахунками, виконаними для концентрованої моделі, оскільки обмеження пропускну здатності не дозволяють повністю використовувати резерв, встановлений у конкретному вузлі розподіленої моделі ЕЕС.

Пропонується розділити завдання визначення необхідного резерву потужності на дві частини:

Задачу пошуку мінімального резерву R , що забезпечує заданий рівень балансової надійності у всіх вузлах ЕЕС. Її математичне формулювання може бути представлене у вигляді:

$$R_p \xrightarrow{p \in G} \min \quad (2.4.)$$

де p - вектор значень резервної потужності у вузлах ЕЕС;

G - безліч варіантів резервування, що забезпечують заданий рівень БН ЕЕС;

Задачу оптимального розміщення L генеруючої потужності в вузлах ЕЕС, що забезпечує мінімальну ймовірність J виникнення дефіциту потужності через обмеження пропускної спроможності.

Математичне формулювання цієї задачі:

$$J(p, L) \xrightarrow{L \in L} \min \quad (2.5)$$

де L - безліч допустимих розміщень, відповідних варіантів резервування G .

При розрахунку резерву потужності з використанням концентрованої моделі ЕЕС розв'язується лише завдання (2.4), оскільки в цій моделі залежність J від розміщення L відсутня, і завдання (2.5) немає сенсу. Для розрахунку резерву з використанням розподіленої моделі ЕЕС необхідно послідовно розв'язувати завдання (2.4) та (2.5).

Зазначимо важливі особливості цих завдань:

✓ Вектор оптимізованих параметрів p визначений на дискретній множині, що значно обмежує вибір методів розв'язання (2.1), виключаючи, зокрема, градієнтні методи.

✓ Множини G і L для великих ЕЕС дуже великі, тому вирішення задач (2.4) та (2.5) шляхом перебору неможливе.

✓ Мінімізовані функціонали зазвичай мають властивість жорсткості, яку можна спрощено розуміти як значну різницю в швидкості зміни функціоналу R при невеликих змінах різних компонент вектора p .

Отже, основними властивостями задач (2.4) та (2.5) є недиференційованість, жорсткість та велика розмірність. Також слід зазначити наявність у функціоналів R і J локальних мінімумів, що в поєднанні з попередніми факторами обумовлює високу складність вирішення задач (2.4) та (2.5). Розв'язання таких задач стало можливим лише з появою сучасних високопродуктивних обчислювальних машин та методів. Розробка строгих математичних методів розрахунку резерву

потужності ЕЕС, що ґрунтуються на пошуку точного розв'язання (2.4) та (2.5), є актуальним завданням досліджень балансової надійності ЕЕС.

Загалом, визначення показників балансової надійності (БН) ЕЕС є складно алгоритмізованою та трудомісткою задачею. Для отримання рішення необхідно обробити великий обсяг вихідних даних та застосувати спеціальні методи розрахунку, які дозволяють ефективно працювати з ймовірнісними величинами та шукати рішення обернених задач, що мають описані властивості.

2.3. Підходи до нормування резерву потужності в ЕЕС

Нормування резервів потужності в ЕЕС пов'язане з необхідністю нормування рівнів балансової надійності (БН), перш за все через високу соціальну значущість безперебійного електропостачання. Нормування рівня БН здійснюється з використанням ймовірнісних величин, оскільки на БН ЕЕС впливає низка випадкових факторів, основними з яких є відхилення від прогнозованих величин споживання та відмови обладнання ЕЕС. Основні показники БН, що застосовуються у зарубіжній практиці:

- ймовірність дефіциту потужності (*LOLP*, Loss of Load Probability), очікуване число виникнень дефіциту потужності (*LOLE*, Loss of Load Expectation) за певні періоди часу;
- очікувана величина недопоставленої енергії (*EUE*, Expected Unserved Energy).

Запроваджено поняття інтегральної ймовірності відсутності J дефіциту потужності (імовірності бездефіцитної роботи), яка визначається як відносна тривалість бездефіцитної роботи ЕЕС. Цей показник успішно використовувався у вітчизняній практиці для оцінки та порівняння рівнів балансової надійності (БН) ЕЕС.

Рівень БН ЕЕС визначається обсягом резерву потужності, розрахунок якого доцільно проводити для режимів з найбільшими ризиками виникнення дефіциту. Зазвичай це режими зимових максимальних навантажень. При необхідності можуть розглядатися й інші режими, що характеризуються, наприклад, сезонним

зниженням наявної потужності. Встановлений обсяг резерву потужності відповідатиме певному рівню БН.

Резерв в ЕЕС класифікується залежно від його призначення і передбачений для усунення дефіциту потужності у таких випадках:

- ✓ незаплановані відхилення споживання (нерегулярні коливання навантаження, вплив аномальних температур, економічних факторів тощо)
- ✓ відключення генеруючого обладнання (планові або аварійні)

Найбільш загальна класифікація резервів генеруючої потужності включає наступні види:

- ✓ Ремонтний резерв, необхідний для компенсації потужності обладнання електростанцій, що виходить на плановий ремонт.
- ✓ Оперативний резерв, потрібний для компенсації аварійного зниження генерації потужності (аварійний резерв), а також випадкових відхилень навантаження від розрахункових значень (навантажувальний резерв).
- ✓ Стратегічний (народногосподарський) резерв, призначений для компенсації порушень балансу потужності через непередбачені відхилення від прогнозу генерації та споживання потужності, з урахуванням інерційності енергетичного будівництва.

На основі встановленого для ЕЕС рівня балансової надійності (БН) та з урахуванням вищезазначених факторів визначається необхідний обсяг резерву потужності в ЕЕС. Зазвичай мається на увазі оперативний резерв, оскільки ремонтний резерв призначений тільки для компенсації потужності обладнання, що виходить на плановий ремонт.

Оскільки плановий ремонт обладнання не є випадковою подією, ремонтний резерв можна заздалегідь передбачити на основі планів або нормативів проведення ремонтів різного виду для агрегатів електростанцій.

Нормування резерву потужності в ЕЕС (коефіцієнта резервування) включає такі послідовно розв'язувані задачі:

- ✓ обґрунтування встановленого рівня балансової надійності (БН) в ЕЕС;

- ✓ розрахунок резерву потужності, що відповідає встановленому рівню БН;
- ✓ визначення розміщення резервів потужності в ЕЕС (при дослідженні розподілених моделей ЕЕС).

Нормування резервів потужності є складним техніко-економічним завданням, оскільки створення резервної потужності в ЕЕС пов'язане з великими витратами, які необхідно порівнювати зі зниженням збитків від порушень електропостачання споживачів та функціонування ЕЕС. Складність вирішення таких завдань і відсутність однозначності у вихідних даних, що часто потребує розгляду кількох сценаріїв розвитку балансової ситуації в ЕЕС, зумовили появу різних підходів до визначення необхідного рівня резервування потужності в ЕЕС. Далі розглянемо основні принципи розрахунку оперативного резерву потужності в концентрованих та розподілених моделях ЕЕС.

2.3.1. Обґрунтування резервів потужності в концентрованих енергосистемах

В концентрованій моделі ЕЕС пропускні здатності елементів мережі не обмежують взаємне резервування вузлів, а пропускна здатність зв'язків навмисно більша за можливі величини потоків потужності, що виникають при дефіциті або надлишку потужності.

Розглянемо обґрунтування та розрахунок оперативного резерву потужності для концентрованої моделі ЕЕС без зовнішніх зв'язків. Техніко-економічне обґрунтування рівня балансової надійності (БН), встановленого для ЕЕС, наприклад, як значення інтегральної ймовірності J відсутності дефіциту, здійснюється шляхом мінімізації сумарних витрат на створення резервної потужності $Z_{\text{рез}}(J)$ та компенсацію збитків від дефіциту $Y(J)$:

$$Z = Z_{\text{рез}}(J) + Y(J) \rightarrow \min_j \quad (2.6.)$$

Першу складову у (2.6) можна визначити за допомогою показника $K_{рез}$, який стосується питомих капіталовкладень у будівництво резервної потужності. Цей показник базується на характеристиках пікових електростанцій, оскільки резервну потужність використовують протягом незначної кількості годин.

Визначення другої складової у (2.6) є досить складним завданням, оскільки величина питомої шкоди y_0 залежить від типу споживача, глибини та тривалості обмеження електропостачання.

Запропоновано використовувати лінійну залежність шкоди від недовідпуску електричної енергії, пояснюючи це тим, що відключення (обмеження) споживачів є керованим процесом, і споживачі підлягають відключенню (обмеженню) у порядку зростання величини шкоди (тобто спочатку відключаються споживачі з мінімальним збитком, а потім - у порядку його збільшення). Однак зазначено, що така апроксимація може призвести до значної похибки. Труднощі у визначенні питомої шкоди спричинили різні підходи до встановлення нормативів надійності, включаючи нині використовуваний у багатьох країнах суто нормативний метод без розгляду економічної оцінки надійності.

Після визначення величини питомої збитків y_0 у формулу (2.6) можна переписати у вигляді

$$Z = K_{рез} \cdot P_{рез}(J) + y_0 W_{тиж}(J) \rightarrow \min \quad (2.7)$$

де $P_{рез}(J)$ і $W_{тиж}(J)$ - відповідно резервна потужність (кВт) і очікувана недовідпустка електроенергії (кВт·год) при деякому рівні J .

В результаті рівняння (2.7) буде отримано оптимальне значення ймовірності відсутності дефіциту - $J_{опт}$:

$$J_{опт} = 1 - \frac{K_{рез}}{y_0} \cdot T.$$

де T - Розрахунковий період. З використанням характерних значень $K_{рез}$ і U_0 отримано $J_{опт} = 0,996$.

Отримане значення $J_{опт}$ встановлюється як розрахунковий рівень балансової надійності (БН) ЕЕС. Це означає, що будь-який дефіцит потужності, ймовірність виникнення якого перевищує $1 - J_{опт}$, має бути компенсований наявним в ЕЕС резервом. Таким чином, для визначення величини оперативного резерву, відповідного $J_{опт}$, розраховується залежність ймовірності дефіциту від його величини – розподіл ймовірностей дефіциту потужності. Розрахунок цього розподілу зводиться до визначення балансу потужності для різних станів ЕЕС, тобто для різних варіантів складу та потужностей генеруючого обладнання, а також навантажень споживачів, з урахуванням ймовірності цих станів.

Розрахунок генерованої потужності для різних станів ЕЕС проводиться на основі встановленої потужності електростанцій, з урахуванням введення нових та демонтажу існуючих енергоблоків згідно з відповідними планами.

Під час розрахунку робочої потужності електростанцій із встановленої потужності віднімаються обмеження та величина ремонтного резерву, що відповідає потужності обладнання, яке виведене на плановий ремонт. Отримане значення відображає генерацію без врахування аварійного виходу з ладу генеруючого обладнання.

Далі розраховується розподіл ймовірностей аварійного зниження генерації потужності в ЕЕС шляхом обробки показників аварійності всіх агрегатів, що входять до складу ЕЕС. Це досить трудомістке завдання, оскільки потрібно розрахувати ймовірності виходу з ладу різної кількості генераторів у різних поєднаннях.

Розрахунок навантажувальної потужності для різних станів ЕЕС базується на значеннях максимального споживання потужності з урахуванням нерівномірності графіка навантаження (регулярних знижень потужності) та помилок прогнозування. Нерівномірності графіка навантаження враховуються на основі прогнозованих характеристик графіків навантаження, при цьому

зниження навантаження щодо максимуму розглядається як додатковий резерв потужності, що повністю або частково компенсує дефіцит, спричинений аварійним зниженням генерації.

При врахуванні помилок прогнозування та випадкових відхилень споживання від прогнозованих обсягів, через велику кількість впливових факторів, розподіл ймовірностей відхилень споживання потужності від прогнозного значення приймається нормальним. Параметр (середньоквадратичне відхилення) цього розподілу визначається за розбіжностями між прогнозними та фактичними значеннями споживання за минулий період.

Для отримання розподілу ймовірностей дефіциту необхідно скласти два ряди розподілів: аварійного зниження генеруючої потужності та відхилень споживання потужності з урахуванням нерівномірності графіка навантаження та помилок прогнозування. На основі побудованої залежності ймовірності від величини дефіциту визначається значення аварійного резерву потужності, що відповідає $J_{\text{опт}}$.

Таким чином, безпосередньо розрахунок резерву в концентрованих моделях ЕЕС не є значно складним. Можливі труднощі можуть виникнути при визначенні $J_{\text{опт}}$ через неоднозначні оцінки y_0 .

2.3.2. Аналіз оперативного резерву в розподілених енергосистемах

Розрахунок резерву потужності в розподіленій моделі ЕЕС є значно складнішим завданням порівняно з розрахунком резерву в концентрованій моделі ЕЕС. Причини цього полягають у наступному:

Відмінність рівнів балансової надійності (БН) у вузлах ЕЕС, що пов'язано з неможливістю необмеженої передачі резервної потужності всередині ЕЕС, при цьому необхідно забезпечити однаковий (встановлений) рівень БН у всіх вузлах ЕЕС.

Необхідність визначення не тільки обсягу, а й місця розміщення резерву, що також пов'язано з наявністю мережевих обмежень.

В разі прийняття розподіленої моделі ЕЕС неможливо однозначно встановити відповідність між розрахунковим рівнем БН ($J_{\text{опт}}$) та обсягом оперативного резерву потужності, оскільки обсяг резерву залежить також від його розміщення.

Обґрунтування обсягу резерву в розподіленій ЕЕС, як і в концентрованій ЕЕС, зводиться до пошуку мінімуму витрат. При цьому до цільової функції додається додаткова складова — витрати на спорудження зв'язків, що визначаються питомими витратами κ_L на будівництво ЛЕП та їх пропускною здатністю L .

$$Z = \kappa_{\text{рез}} \cdot P_{\text{рез}} + \kappa_L \cdot L + y_0 \cdot W_{\text{тиж}}(P_{\text{рез}}, L) \xrightarrow{P_{\text{рез}}, L} \min \quad (2.8)$$

Визначення глобального мінімуму (2.8) зустрічає складнощі, оскільки ймовірність J бездефіцитної роботи у цьому випадку є функція і потужності резерву $P_{\text{рез}}$, і пропускної здатності L .

Один із поширених способів визначення показників балансової надійності (БН) та розрахунку резерву в розподілених моделях ЕЕС передбачає розбиття розподіленої моделі ЕЕС на кілька концентрованих підсистем, з'єднаних лініями з обмеженою пропускною здатністю. При ізольованій роботі концентрованих підсистем оперативний резерв потужності в кожній з них визначається аналогічно, як описано вище. У разі наявності зв'язків між даними ЕЕС резервна потужність може передаватися з однієї концентрованої підсистеми до іншої за потреби.

Таким чином, ефективність використання резервної потужності може бути підвищена, а її сумарний обсяг знижений. За результатами розрахунків резерву потужності в кожній концентрованій підсистемі з урахуванням пропускних здібностей зв'язків між ними визначаються обсяг і розміщення резерву потужності в розподіленій моделі ЕЕС.

Формалізована методика розбиття розподіленої ЕЕС на концентровані підсистеми відсутня. Існують різні підходи до розв'язання цього завдання, засновані на аналізі моделі електричної мережі, проте вони, як правило, використовують низку припущень, через що отримане рішення можна розглядати лише як оцінне.

Як перспективний підхід до визначення розміщення резервів генеруючої потужності можна запропонувати використання дробово-поліноміальних залежностей, отриманих як наслідки білінійної теореми. Такий підхід дозволяє суттєво підвищити ефективність розрахунків без внесення значної похибки у результати.

Загалом, універсальні методи розв'язання задачі розрахунку резерву потужності в розподілених моделях ЕЕС відсутні через їх високу обчислювальну складність.

Необхідний рівень балансової надійності (БН) можна обґрунтувати за допомогою техніко-економічних розрахунків, при цьому найбільшу трудомісткість представляє обробка ймовірнісних характеристик аварійності обладнання.

Розрахунок резерву потужності та його розташування в розподілених моделях ЕЕС є трудомістким завданням, для вирішення якого наразі немає єдиного підходу. Перспективною видається розробка нових підходів до розрахунку та розподілу резервів активної потужності в ЕЕС для будь-якої конфігурації, які б використовували максимально повну модель досліджуваної ЕЕС.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

В розділі «Розрахункові підходи до оцінки показників балансової надійності електроенергетичних систем» було досліджено та проаналізовано підходи до оцінки показників балансової надійності електроенергетичних систем (ЕЕС), зокрема розглянуто алгоритми визначення балансової надійності, класифікацію та оптимізацію резервів потужності, а також підходи до нормування резерву потужності в ЕЕС.

Проведений аналіз алгоритмів визначення балансової надійності дозволив виявити їх ключові характеристики, зокрема здатність враховувати випадкові фактори, які впливають на стабільність роботи ЕЕС. Було показано, що ефективність алгоритмів може бути покращена завдяки застосуванню сучасних обчислювальних методів та технічних засобів.

Дослідження в цій області підтвердили, що ефективне управління резервами потужності є ключовим фактором для забезпечення надійності ЕЕС. Було розроблено класифікацію резервів за їх призначенням та методи оптимізації, що дозволяють мінімізувати витрати на їх створення і підтримку. Зокрема, було розглянуто ремонтний, оперативний та стратегічний резерви потужності.

Було виявлено, що нормування резерву потужності в ЕЕС є складним техніко-економічним завданням, яке вимагає врахування багатьох факторів, включаючи соціальну значущість безперебійного електропостачання. Розрахунок резерву потужності здійснюється на основі мінімізації сумарних витрат на створення резервної потужності та компенсації збитків від дефіциту. Було підкреслено важливість використання імовірнісних методів при нормуванні резервів для забезпечення точності оцінок.

Загалом, результати досліджень, представлені у цьому розділі, надають важливу інформацію для подальшого вдосконалення методів оцінки та управління балансовою надійністю електроенергетичних систем. Вони підкреслюють необхідність розробки нових підходів та інструментів, що враховують сучасні технічні можливості і потреби.

РОЗДІЛ 3. АЛГОРИТМИ І МЕТОДИ МОДЕЛЮВАННЯ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ

3.1. Використання мережевих коефіцієнтів у моделюванні

Розрахунок потоків потужності в різних балансових ситуаціях (станах) ЕЕС може виконуватися за допомогою стандартних методів розрахунку встановлених режимів. Проте, у випадку аналізу балансової надійності (БН) ці методи часто не знаходять застосування з двох основних причин.

По-перше, розрахункові стани ЕЕС під час аналізу БН у загальному випадку не збалансовані за активною потужністю, що необхідно для розрахунку встановленого режиму. Це означає, що в цих станах не забезпечується рівність виробленої та споживаної активної потужності, що є важливою умовою для застосування стандартних методів розрахунку.

По-друге, ітераційні методи, що використовуються для розрахунку режиму, не завжди забезпечують збіжність режиму, особливо у випадках, коли ці режими не збалансовані за активною потужністю. Це означає, що такі методи можуть не дати правильного результату або взагалі не зійтися до вирішення, що робить їх непридатними для використання в розрахунках БН.

Зважаючи на ці проблеми, для розрахунку поточкорозподілу у задачах БН використовуються спрощені моделі. Ці моделі враховують основні характеристики мережі та дозволяють отримувати достатньо точні результати без необхідності збалансування активної потужності у кожному розглянутому стані. Застосування спрощених моделей дозволяє спростити розрахунки та забезпечити їх збіжність, що є важливим для аналізу балансової надійності електроенергетичних систем.

Оцінка потоків активної потужності в ЕЕС може бути розрахована за допомогою розв'язання наступної системи лінійних рівнянь:

$$B\theta = P \quad (3.1)$$

де B - $N \times N$ матриця реактивних вузлових провідностей;

N – загальна кількість вузлів (за винятком балансуючого);

Θ та P – вектори фазових кутів напруг та активних потужностей вузлів відповідно.

З рішення Θ рівнянь (3.1) можна визначити вектор потоків P активних потужностей у гілках:

$$\dot{P} = B_V \cdot A^T \Theta \quad (3.2.)$$

де B_V - діагональна матриця $V \times V$ реактивних провідностей гілок;

V – загальна кількість гілок;

A - матриця інцидентності.

З урахуванням (3.1) та (3.2) може бути записана рівність:

$$\dot{P} = B_V \cdot A^T \cdot B^{-1} \cdot P = K \cdot P \quad (3.3)$$

де K - матриця мережових коефіцієнтів: $K = B_V \cdot A^T \cdot B^{-1}$.

Таким чином, потоки потужності в контрольованих перетинах можуть бути представлені у вигляді лінійної функції потужностей вузлів з коефіцієнтами пропорційності (мережевими коефіцієнтами), які залежать від провідності гілок та топології схеми. Використання мережових коефіцієнтів значно спрощує оцінку потоків активної потужності порівняно з розрахунком усталеного режиму, і забезпечує отримання рішення, зокрема для дефіцитних станів ЕЕС.

Для оцінки припущень, використаних під час виведення рівняння (3.1), було виконано розрахунок абсолютних похибок визначення потоків потужності методом мережових коефіцієнтів для цифрової моделі району об'єднаної енергосистеми (ОЕС). Абсолютна похибка визначення потоку потужності для кожної i -ї гілки схеми розраховувалася як різниця між значеннями, отриманими

за методом мережєвих коефіцієнтів згідно рівняння (3.3), та значеннями, отриманими при розрахунку усталеного режиму за допомогою ПК «RastrWin».

Оскільки рівняння (3.1) та (3.3) не враховують втрати потужності у гілках, ці втрати в розрахунках враховувалися як додаткове споживання потужності, яке розподілялося між вузлами пропорційно заданому в них споживанню. Отриманий розподіл значень похибок представлено на рисунку 3.1, що дозволяє візуально оцінити точність методу мережєвих коефіцієнтів у порівнянні з розрахунком усталеного режиму.

Подані на рисунку 3.1 дані показують, що абсолютна похибка оцінки потоків потужності методом мережєвих коефіцієнтів не перевищує 10 МВт для 94,5% гілок. Це практично відповідає точності визначення максимально допустимого потоку (МДП) в контрольованих перетинах. Отже, результати проведених розрахунків свідчать, що точність оцінки потоків потужності в ЕЕС методом мережєвих коефіцієнтів є прийнятною для аналізованих завдань балансової надійності.

З використанням матриці мережєвих коефіцієнтів та відомих значень активної потужності вузлів, відповідно до рівняння (3.3), може бути виконана оцінка завантаження елементів електричної мережі ЕЕС. Для визначення потужності $\dot{P}$ необхідно задати розподіл генерації та споживання потужності у вузлах ЕЕС. Розподіл споживання приймається на основі вихідних даних про поузлове споживання потужності.

Для розподілу генерації між вузлами необхідно визначити розподіл резерву потужності між електростанціями ЕЕС. Резерв потужності може бути розподілений як між включеними в роботу агрегатами та блоками, так і зосереджений на окремих резервних одиницях генеруючого обладнання.

У випадку, якщо повузлові значення робочої потужності електростанцій (за винятком резервної) та споживання потужності задані векторами P_P та P_H відповідно, тоді з (3.3) випливає:

$$\dot{P} = K \cdot P = K \cdot (P_P - P_H) = K \cdot (\rho_p - \rho_H) \cdot P_{max} \quad (3.4.)$$

де $\rho_P = P_P / \sum P_P$; $\rho_H = P_H / \sum P_H$ – вектори розподілення генерації і споживання;

P_{max} – максимум споживання потужності ЕЕС.

Вираз (3.4) може бути представлений у вигляді:

$$\ddot{P} = k_3 \cdot P_{max}$$

де k_3 – вектор коефіцієнтів завантаження:

$$k_3 = K \cdot (\rho_P - \rho_H) = B_V \cdot A^T \cdot B^{-1} \cdot (\rho_P - \rho_H) \quad (3.5.)$$

Коефіцієнти завантаження дозволяють визначати завантаження гілок ЕЕС у частках максимуму споживання потужності ЕЕС заданого стану ЕЕС.

При зміні стану ЕЕС, тобто при зміні складу включеного обладнання, коефіцієнти завантаження повинні бути скориговані.

✓ При зміні складу робочого генеруючого обладнання матриця K залишається незмінною, але вектор ρ_P коригується. Вектор ρ_H залишається незмінним, навіть у випадку дефіциту потужності, якщо він розподіляється між вузлами пропорційно споживаній потужності.

✓ При зміні складу включених мережевих елементів потрібне коригування матриці K відповідно до рівняння (3.3) з урахуванням змін у топологічних матрицях. Вектори ρ_P та ρ_H при цьому не змінюються.

З використанням коефіцієнтів завантаження для заданого стану ЕЕС, якщо він не дефіцитний ($\sum P_P > \sum P_H$), можлива оптимізація завантаження електричної мережі за рахунок перерозподілу резерву потужності між електростанціями. Для цього може бути розглянуто таке завдання:

$$\left. \begin{aligned} \sum_i c_i \cdot k_{3i}^2 &\rightarrow \min \\ 0 \leq \rho_P &\leq \frac{P_P}{\sum P_H} \\ \sum \rho_P &= 1 \end{aligned} \right\} \quad (3.6.)$$

де $k_{3i} \in k_3$; k_3 визначається відповідно до (3.5);

c_i – вагові коефіцієнти, що визначаються відповідно до класу напруги та пропускної здатності гілок.

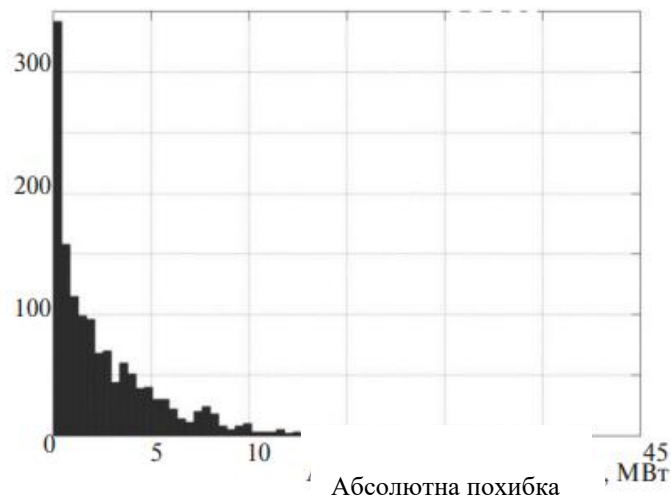


Рисунок 3.1. – Гістограма похибок розрахунку потоків потужності району ОЕС

Обмеження нерівності в цій задачі визначає діапазон можливих змін ρ_P за рахунок перерозподілу резерву, а обмеження рівності відповідає умові балансу потужності. Завдання (3.6) є задачею квадратичного програмування, методи розв'язання якої добре відомі.

Таким чином, розрахунок та оптимізація k_3 для будь-яких станів ЕЕС не представляє значної складності. Значення k_3 дозволяють не тільки оцінити завантаження елементів електричної мережі в певному стані ЕЕС, але й проаналізувати зміну завантаження окремих елементів у великій кількості випадкових станів ЕЕС або у вибірці найбільш характерних станів. Такий аналіз дозволяє визначити найбільш чутливі елементи електричної мережі, схильні до значної зміни завантаження в певних станах ЕЕС, і виділити слабкі перетини.

Пошук слабких перетинів

Дослідження запропонованого підходу було проведено з використанням тестової схеми IEEE RTS-96, що складається з 24 вузлів, поданої на рисунку 3.2. Склад генеруючого обладнання та поузлове споживання потужності представлені в таблиці 3.1. Сумарна встановлена потужність електростанцій ЕЕС складає 3151 МВт, а максимум споживання потужності – 2850 МВт.

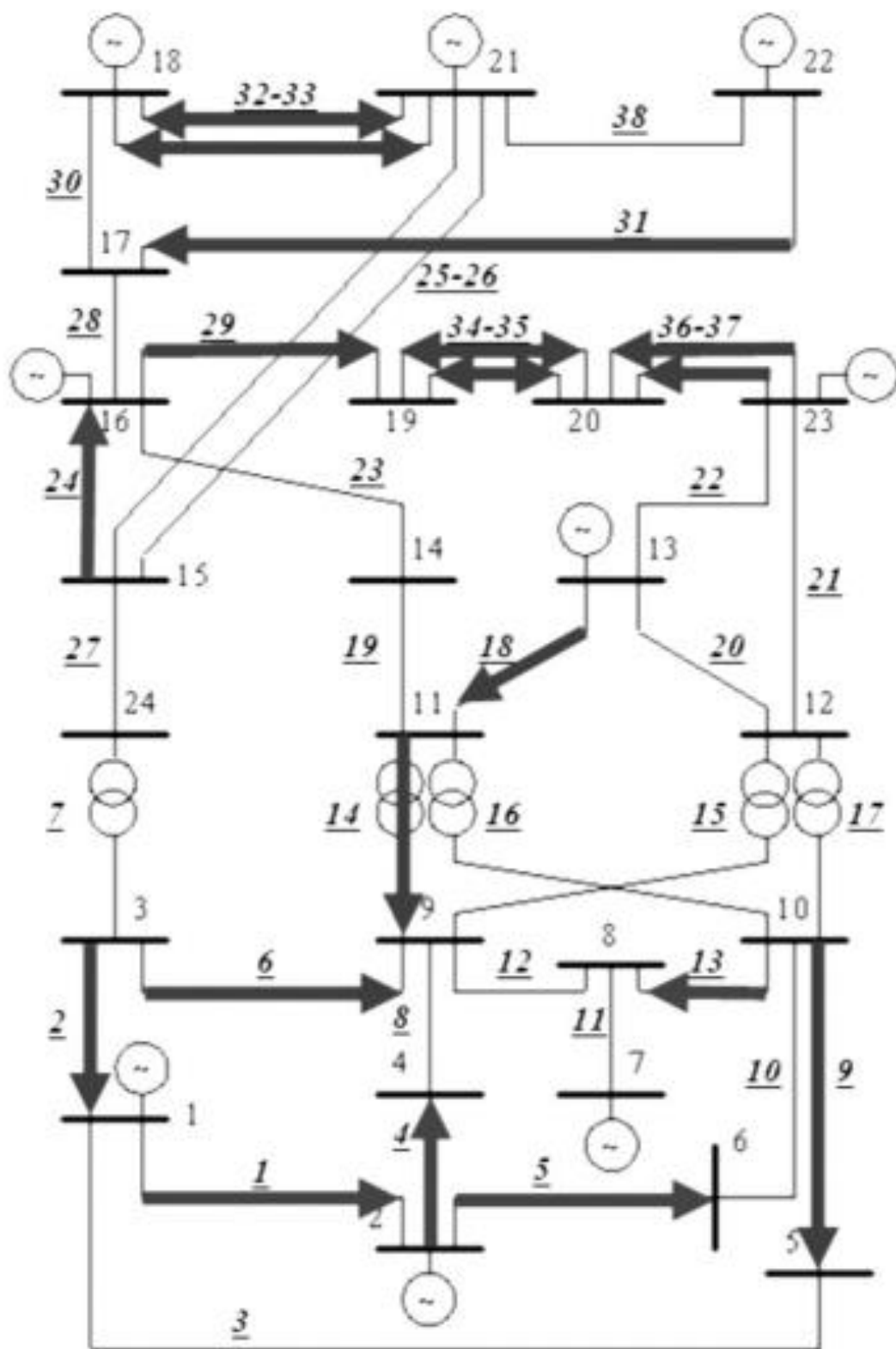


Рисунок 3.2. – Тестова схема IEEE RTS-96

Таблиця 3.1. – Склад генеруючого обладнання та повузлове споживання потужності

Номер вузла	Потужність, МВт	
	Встановлена	Споживана
1	4x43	108
2	4x43	97
3	-	180
4	-	74
5	-	71
6	-	136
7	4x60	125
8	-	171
9	-	175
10	-	195
11	-	-
12	-	-
13	4x80	265
14	-	194
15	5x43	317
16	4x43	100
17	-	-
18	4x100	333
19	-	181
20	-	128
21	4x100	-
22	4x100	-
23	4x165	-
24	-	-

Для даної ЕЕС було згенеровано набір випадкових станів, включаючи відключення окремих одиниць генеруючого обладнання та окремих гілок ЕЕС. Для кожного стану відповідно до рівняння (3.5) були розраховані коефіцієнти завантаження елементів електричної мережі.

Слід зазначити, що в реальних ЕЕС, де рівень балансової надійності близький до нормативного (інтегральна ймовірність бездефіцитної роботи 0,996 або вище), більшість випадкових станів є бездефіцитними за умови дотримання допустимих значень параметрів режиму ЕЕС. Таким чином, можна обґрунтовано

прийняти, що усереднені значення коефіцієнтів завантаження за множиною випадкових станів ЕЕС є допустимими для відповідних гілок ЕЕС.

При пошуку слабких перетинів ЕЕС найбільший інтерес становлять випадки, у яких коефіцієнти завантаження окремих гілок значно відхиляються від середніх значень, отриманих за результатами аналізу всієї множини випадкових станів. Такий підхід дозволяє виявити найбільш чутливі елементи електричної мережі, які зазнають значних змін завантаження в певних станах ЕЕС, та виділити слабкі перетини.

На рисунку 3.3 представлені результати розрахунку коефіцієнтів завантаження для набору випадкових станів ЕЕС. На осі абсцис відкладено номери гілок, зазначені на рисунку 3.2 (підкреслено). Для кожної гілки i представлено розподіл значень k_{zi} , одержаних для розглянутих випадкових станів та віднесених до середнього значення k_{zi} . Для визначення слабких перерізів виділено гілки, для яких значення k_{zi} в окремих станах ЕЕС перевищує середнє більш ніж у 2 рази (відповідний рівень показано на рисунку 3.3 жирною горизонтальною лінією).

Ці гілки виділені на рисунку 3.2 стрілками, що вказують напрямок потоку потужності в них.

Аналіз отриманих результатів дозволяє виділити в ЕЕС такі слабкі перерізи:

Переріз 1 – гілка 1;

Переріз 2 – гілки 4 та 5; разом із перерізом 1 виділяють в окрему зону надійності вузол 2;

Переріз 3 – гілки 2, 6, 14, 13, 9, а також гілки 5 і 15, що їх шунтують; цей переріз виділяє в окремі зони надійності групу вузлів 4, 7-9, а також вузли 1 та 5;

Переріз 4 – гілки 18, 36, 37 і гілки 15 і 17, що їх шунтують; виділяють в окрему зону надійності вузли 12, 13 та 23, а також з урахуванням перерізу 3 – вузли 6 та 10;

Переріз 5 – гілки 24, 31, 32, 33; виділяють в окрему зону надійності вузли 3, 15, 21, 22, 24;

Переріз 6 – гілка 29.

З урахуванням інших перетинів виділяються окремі зони надійності, що включають групи вузлів 11, 14, 16-18, а також вузли 19 та 20. Гілки 34 і 35 знаходяться в одному транзиті з гілками 29, 36 і 37, з проміжними вузлами навантаження 19 і 20. Тому гілки 34 і 35 можуть не включатися в будь-які перетини, а передача потужності по ним може контролюватися з урахуванням перетину 6.

Таким чином, в аналізованій ЕЕС виділено шість слабких перетинів і вісім зон надійності, у двох з яких немає генеруючого обладнання, тобто надійність електропостачання споживачів у цих зонах визначається виключно пропускнуою здатністю відповідних перетинів. Максимально допустимий потік (МДП) у визначених перетинах може бути розрахований відомими методами.

Використання проаналізованого підходу дозволяє формалізувати процес створення багатозонних моделей для оцінки показників балансової надійності (ПБН). Проаналізований підхід протестовано з використанням 24-вузлової тестової схеми IEEE.

3.2. Моделювання надійності інформаційно-вимірювальної системи: приклад IEEE 14 вузлів

Розглянемо аналіз вимірювальної системи 14-вузлової тестової схеми IEEE (рис. 3.3) на прикладі моделі активної потужності. Припустимо, що точність всіх вимірів є однаковою, де $\sigma = \sigma_1 = 1$, а відмови є незалежними з рівною ймовірністю $q = q_i$. Для дослідження вимірів використовується алгоритм, заснований на перевірці простої статистичної гіпотези.



потужності

локальної надмірності.

зменшується з $\gamma = 6$ до $k = 0,058$.

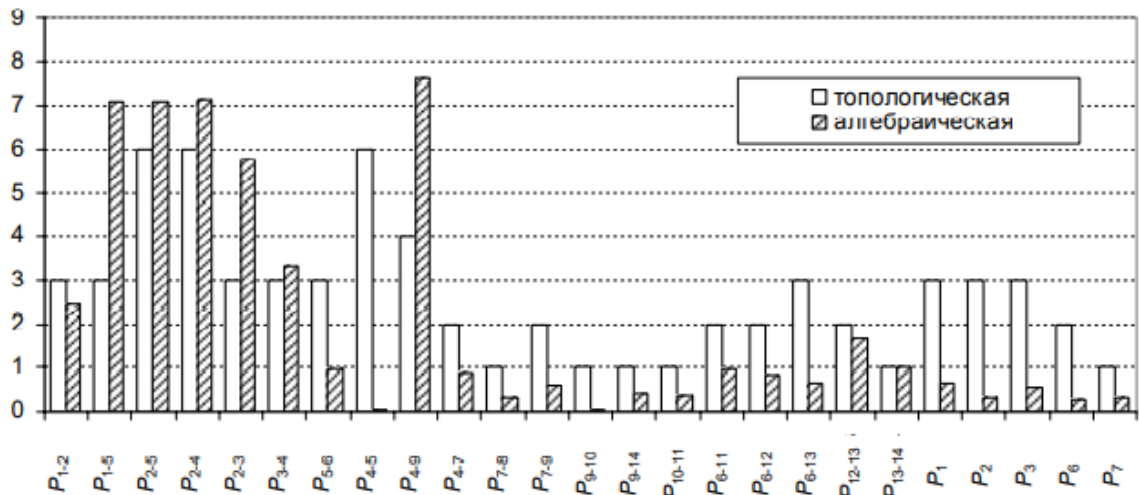


Рисунок 3.4. – Рівні надмірності вимірювань активної потужності в 14-вузловій ЕЕС для схеми розміщення вимірювань на рис.3.3.

Загалом, ґрунтуючись на результатах розрахунку рівня локальної надмірності, можна сказати, що система вимірювань задовольняє критерію топологічної спостерігальності $N - 1$, але не є надійною з погляду ідентифікованості НІ.

При появі грубої помилки в одному з вимірювань P_{7-8} , P_{9-10} , P_{9-14} , P_{10-11} , P_{13-14} або P_7 не виконуються умови топологічної ідентифікації. Крім того, погана ідентифікованість має вимірювання P_{4-5} в силу низької надмірності алгебри $k = 0,058$.

Підтвердженням цього є результати статистичних випробувань (рис. 3.4), в яких помилки вимірювань моделювалися за нормальним законом розподілу $\xi_i \rightarrow N \cdot (0, \sigma_i^2)$, $i = 1, \dots, m$ а груба помилка неправильного вимірювання – за рівномірним законом в діапазоні (за модулем) $4\sigma \div 40\sigma$.

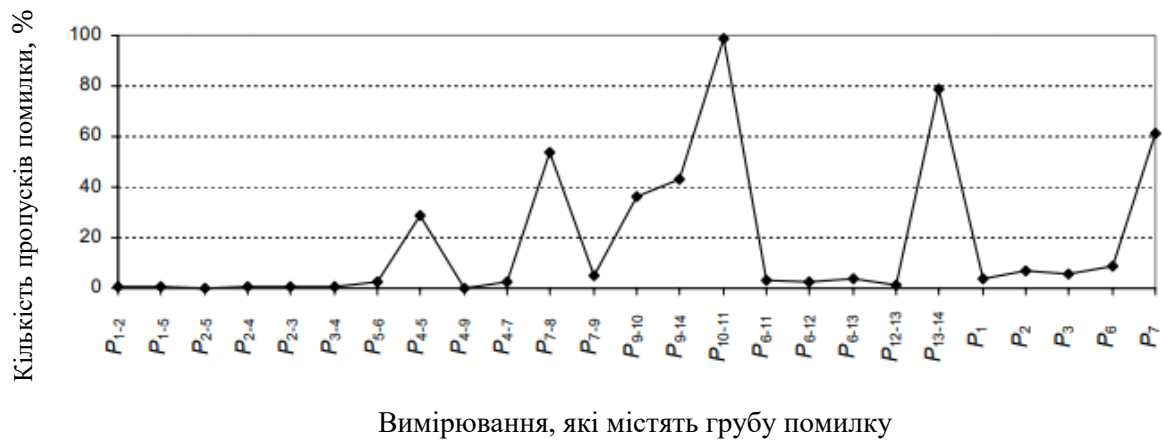


Рисунок 3.5. - Результати статистичних випробувань щодо перевірки ідентифікованості НІ у схемі на рис.3.3

На рис. 3.5 представлені результати розрахунку локальної надмірності вимірювань для іншої схеми розміщення вимірювань, синтезованої в ході вирішення оптимізаційної задачі:

$$\min t \quad (3.7)$$

за обмеженнями

$$\Gamma_{Bi} > 2, \quad i = 1, \dots, n_B \quad (3.8)$$

$$K_i \geq 2, \quad i = 1, \dots, t \quad (3.9)$$

де Γ_{Bi} - рівень топологічної спостереження i -ї гілки мережі,

K_i - рівень алгебраїчної спостережуваності i -го виміру,

n_B - число гілок,

t - кількість вимірів.

Обмеження (3.8) забезпечує виконання критеріїв топологічної спостережуваності $N - 2$ та топологічної ідентифікованості НІ $N - 1$.

Обмеження (3.30) гарантує високий рівень ідентифікації алгебри НІ, а також високу точність оцінок вимірювань $D(\delta_i) \leq 0,5$. Розв'язання задачі здійснювалося генетичним алгоритмом.

Отримана в результаті система здатна протистояти будь-якій подвійній відмові типу «зникнення телевимірювання» та будь-якій одиночній відмові типу «недостовірне телевимірювання».

Найбільший вплив на значення цільової функції (3.7) має обмеження (3.9). Зниження вимог до рівня локальної алгебраїчної спостережності дозволяє значно зменшити кількість необхідних вимірювань, але при цьому збільшується поріг ідентифікації. Так, без врахування обмеження (3.9) оптимальним рішенням буде система всього з 17 вимірів. Однак для половини з них $k = 0.05 \div 0.1$, що дозволить за умовою алгебраїчної ідентифікованості справлятися лише з сильно виділеними помилками, величиною більше 20σ .



Рисунок 3.6. - Результати статистичних випробувань щодо перевірки ідентифікованості НІ у синтезованій схемі

Для обох схем розміщення вимірювань були обчислені ймовірності спостереження гілок мережі (рис. 3.5 та 3.6). Імовірність відмов вимірів становить $q=0.05$. Результати розрахунків показують, що нижня межа (3.8), заснована на аналізі критичних груп, досить точно визначає справжнє значення ймовірності спостережуваності. Максимальна похибка оцінок знизу становить 0.0012% та 0.0003% для рис. 3.5 та 3.6 відповідно. Верхня межа (3.8), для розрахунку якої достатньо знати лише значення рівнів топологічної спостережуваності гілок, є менш точною. Її похибка для рис. 3.5 та 3.6 досягає 0.017% та 0.053% відповідно. Проте вона може бути використана для наближеної оцінки надійності локальної спостережуваності великих систем.

3.3. Активне та реактивне навантаження в ЕЕС: методи прогнозування за допомогою нейронних мереж

Оперативне планування та ефективне управління режимом функціонування ЕЕС неможливі без достовірного прогнозу навантаження у вузлах розрахункової схеми, що охоплює періоди від кількох хвилин до кількох діб. Вузол представляє собою групу навантажень, приєднаних до шин підстанції, а сумарне навантаження у вузлі для кожного моменту часу визначається як різниця між вхідними у вузол потужностями (з урахуванням втрат по лініях) та перетіканнями потужності, що виходять з нього.

Прогноз вузових навантажень є необхідним для оптимізації майбутніх та корекції поточних режимів з огляду на надійність та економічність, а також для розгляду оперативних диспетчерських заявок, пов'язаних з виведенням електроустаткування на ремонт або для проведення випробувань. Особливої важливості дана проблема набуває в умовах переходу до конкурентного ринку електроенергії.

Існуючі підходи до вирішення завдання прогнозування навантажень у вузлах залежать насамперед від рівня інформаційної забезпеченості, тобто від достатності та достовірності телеметричних вимірів режимних параметрів. У практиці зарубіжних ЕЕС, де є достатня ретроспективна інформація про навантаження у вузлах, для їх прогнозування часто використовуються ті самі алгоритми, що й для прогнозування сумарних навантажень ОЕС. Точність таких прогнозів цілком достатня для планування режимів. У разі недостатності телевимірювань режимних параметрів для розрахунку вузових навантажень використовуються результати контрольних вимірів, які зазвичай здійснюються двічі на рік (у червні та грудні) для характерних інтервалів графіків навантаження ЕЕС.

Найчастіше для прогнозування активних вузових навантажень застосовуються такі методи:

✓ Обробка даних контрольних вимірів (розрахунок "базових" електричних режимів ЕЕС), що використовується для проектних завдань або завдань довгострокового планування режиму.

✓ Пропорційний розподіл сумарного навантаження ЕЕС по вузлах розрахункової схеми заміщення електричної мережі, який базується на припущенні про сталість частки вузлових навантажень у сумарному навантаженні енергосистеми.

✓ Розподіл сумарного навантаження ЕЕС шляхом основних компонент.

✓ Ідентифікація електричного режиму (оцінювання стану) на основі поточної телеметрії.

Прогноз реактивних навантажень у вузлах мережі виконується за допомогою коефіцієнтів потужності, отриманих або за результатами обробки контрольних вимірювань, або за програмами оцінювання стану ЕЕС, або за даними обліку електроенергії.

Технологія управління електричними режимами ЕЕС передбачає отримання прогнозних значень навантажень у вузлах, які необхідні для вирішення завдань короткострокового та оперативного управління. Для короткострокового прогнозу зазвичай розраховуються годинні значення навантажень на найближчі 1-5 діб. Оперативний прогноз поділяється на внутрішньодобовий прогноз із тривалістю інтервалу попередження в межах поточної доби та внутрішньогодинний прогноз у діапазоні від 5 до 90 хвилин.

Незадовільна точність існуючих методів прогнозування електричних навантажень у вузлах, що використовуються в експлуатації, призводить до розбіжностей між сумою прогнозних значень вузлових навантажень та загальним прогнозом навантаження по ЕЕС. Для вирішення цієї проблеми пропонується використовувати інверсію штучних нейронних мереж для прогнозування вузлових навантажень. Такий підхід дозволяє визначити прогнозні значення вузлових навантажень на основі прогнозу сумарного навантаження ЕЕС, забезпечуючи збалансований прогноз. Це також підвищує

точність прогнозу вузлових навантажень у порівнянні з традиційними методами, наприклад, пропорційного розподілу навантаження ЕЕС між вузлами на основі їх поточних значень.

Дослідження з розробки нейромережевої моделі прогнозування вузлових навантажень проводилися на основі даних про вузлові навантаження регіональної ЕЕС.

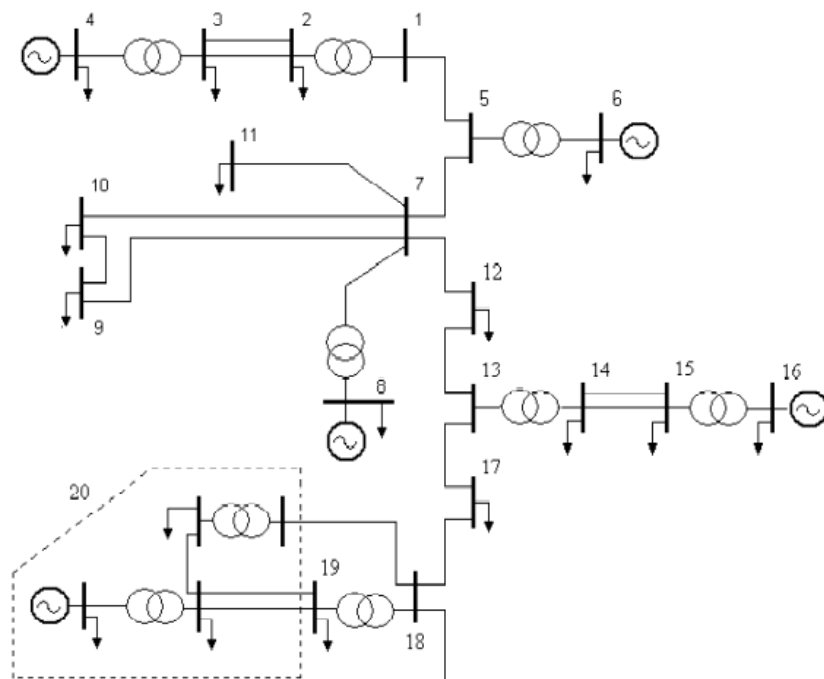


Рисунок 3.7. – Розрахункова схема регіональної ЕЕС

Структура ІНС для прогнозування вузлових навантажень на добу представлена на рисунку 3.7. Мережа є тришаровим персептроном з 15 нейронами у вхідному шарі (що відповідають кількості енерговузлів), 20 нейронами у прихованому шарі та 1 нейроном у вихідному шарі. На входи нейронів прихованого та вихідного шарів подається зміщення.

Вхідними змінними є значення вузлових навантажень у певний час доби, а у вихідному шарі – сумарне навантаження по енергосистемі у цей час. Кількість нейронів у прихованому шарі обрана за умовою мінімізації похибки прогнозу. Нейронна мережа навчається за стандартним алгоритмом зворотного розповсюдження помилки для кожного погодинного зрізу доби. Початкове

навчання ІНС проводиться на основі ретроспективних даних про навантаження за два попередні тижні.

Структура ІНС для прогнозування вузлових навантажень на добу представлена на рисунку 3.7. Мережа є тришаровим персептроном з 15 нейронами у вхідному шарі (що відповідають кількості енерговузлів), 20 нейронами у прихованому шарі та 1 нейроном у вихідному шарі. На входи нейронів прихованого та вихідного шарів подається зміщення.

Вхідними змінними є значення вузлових навантажень у певний час доби, а у вихідному шарі – сумарне навантаження по енергосистемі у цей час. Кількість нейронів у прихованому шарі обрана за умовою мінімізації похибки прогнозу. Нейронна мережа навчається за стандартним алгоритмом зворотного розповсюдження помилки для кожного погодинного зрізу доби. Початкове навчання ІНС проводиться на основі ретроспективних даних про навантаження за два попередні тижні, $P_{\Sigma i}^{\text{прог}}$, де i – номер години, визначаються прогнозні значення навантаження енерговузлами для кожного годинного зрізу.

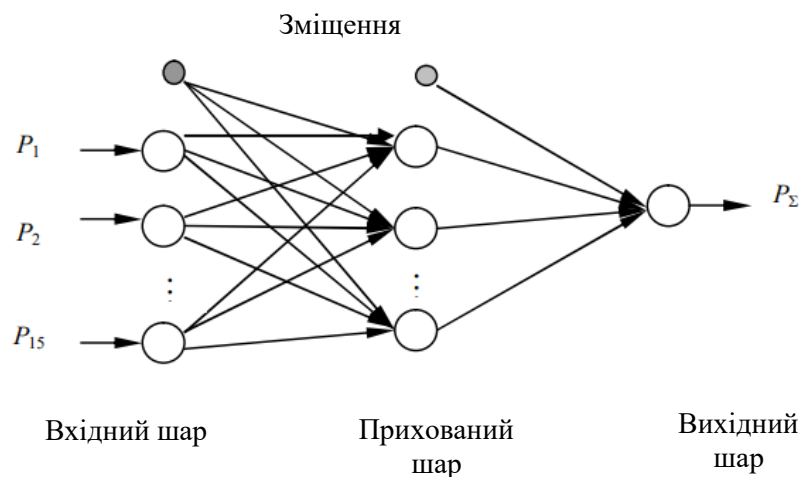


Рисунок 3.8. – Структура ІНС для добового прогнозування вузлових навантажень (для кожної години доби)

Прогноз сумарного за ЕЕС навантаження попередньо розраховується за моделлю добового прогнозування сумарного навантаження на основі нечіткої нейронної мережі.

На кожній ітерації циклу інверсії отримуємо $P_{\Sigma i}^{\text{розр}}$ за величиною вхідного вектора і ваговими коефіцієнтами. Цикл інверсії завершується при виконанні умови $E^t - E^{t-1} \leq \varepsilon$, де t – номер ітерації, ε – мала наперед задана величина, що дорівнює 10^{-6} , а $E = \frac{1}{2} \cdot (P_{\Sigma i}^{\text{прог}} - P_{\Sigma i}^{\text{розр}})^2$

Чим ближче початкові вхідні змінні до рішення, тим швидше виконується цикл. Тому доцільно використовувати як початковий вектор X_0 для робочого дня вузлове навантаження того найближчого дня, погода якого схожа на прогноз погоди на розглянутий день. Важливо також враховувати характер графіка навантаження, наприклад, графік навантаження за п'ятницю може суттєво відрізнитись від графіка будь-якого іншого робочого дня. У зв'язку з цим пропонується використовувати як вхідний вектор X_0 значення вузових навантажень попереднього дня або відповідного робочого дня тиждень тому. Для вихідних і святкових днів можна застосовувати значення відповідного вихідного дня тиждень тому як початкові значення при інверсії, при цьому ключовим фактором є не температура, а графік зміни навантаження протягом доби.

Розроблена модель була випробувана на прогнозуванні активного та реактивного навантажень вузлів регіональної ЕЕС на один із днів березня. Як початковий вхідний вектор були взяті навантаження у вузлах за попередній день. Результати прогнозу наведені в таблиці 3.2, де для порівняння представлені результати прогнозу з використанням коефіцієнтів пропорційності.

Як видно, відносна похибка прогнозування нейромережної моделі становить від 2,67% до 5,05%, тоді як при використанні коефіцієнтів пропорційності вона коливається від 3,18% до 10,05%.

Таблиця 3.2. - Середні за вузлами значення похибок розрахунку навантажень за активною потужністю

Час, години	Відносна похибка, %	
	з використанням інверсії нейронної мережі	з використанням коефіцієнта пропорційності
0	3,41	4,91
1	4,30	5,00
2	4,85	5,33
3	4,37	4,82
4	4,49	5,41
5	4,08	5,35
6	3,82	5,48
7	4,81	5,41
8	5,00	4,34
9	4,45	7,18
10	3,37	8,93
11	3,54	10,05
12	3,81	6,59
13	4,36	8,36
14	5,05	9,77
15	2,92	4,16
16	3,01	4,98
17	3,64	5,09
18	3,31	4,11
19	3,94	3,18
20	2,50	4,27
21	3,44	3,50
22	4,19	3,23
23	2,67	4,60

Характеристика проблеми та існуючі моделі дослідження надійності багатозонних ЕЕС:

- ✓ Забезпечення належного рівня надійності ЕЕС досягається через вирішення наступних завдань:
- ✓ Вибір відповідної конструкції ЕЕС, включаючи конфігурації схем електричних з'єднань та структури генеруючих потужностей.

- ✓ Резервування у всіх ланках схеми, таких як виробництво, передача та розподіл електроенергії, система управління, а також забезпечення запасів енергоресурсів.

- ✓ Вибір структури та параметрів засобів управління системою.

- ✓ Покращення організації експлуатації та управління ЕЕС.

Рішення цих завдань здійснюється на різних рівнях тимчасової ієрархії. Наприклад, вибір структури та визначення параметрів засобів управління, включаючи необхідний рівень обертового резерву потужності, а також покращення організації функціонування системи вирішуються безпосередньо при експлуатації ЕЕС, з періодом завчасності до 1-2 років. Інші завдання мають більший період завчасності, що становить від 3-5 до 15-20 років.

Резервування є одним із основних способів забезпечення надійності ЕЕС. Воно спрямоване на часткову компенсацію всіх можливих чинників, що знижують надійність як під час експлуатації, так і в процесі управління розвитком ЕЕС. Необхідний обсяг резервів залежить від сукупності факторів, що впливають на надійність ЕЕС. Оскільки забезпечення абсолютної надійності неможливе та економічно недоцільне, проблема резервування в ЕЕС є економічною. Підвищення рівня надійності призведе до зростання витрат, особливо при високому рівні надійності ЕЕС.

Тому рішення щодо рівня резервування в ЕЕС має відповідати або мінімізації витрат (наведених чи дисконтованих), або досягненню необхідного нормативного рівня надійності.

В об'єднаній ЕЕС резервування генеруючої потужності досягається не лише за рахунок генеруючих агрегатів ОЗ ОДУ або РДУ, а й завдяки резервним агрегатам інших зон через наявність зв'язків. Таким чином, рівень надійності в ЕЕС залежить від розподілу резервної потужності між окремими зонами ОДУ (РДУ) та рівня ПССС. В умовах ринкових відносин ступінь резервування окремих ЕЕС об'єднання також залежить від договірних відносин між суб'єктами ринку щодо можливих рівнів взаємодопомоги під час тривалих дефіцитних режимів їх роботи.

Тому оптимальні значення оперативного резерву потужності окремих ОЗ ОДУ (РДУ) та ПССС об'єднання ЕЕС визначаються або шляхом мінімізації функціоналу наведених або дисконтованих витрат, або використанням нормативних показників. Це можливо тільки за умови створення ефективних моделей для визначення показників надійності, характеристика яких наведена нижче.

Математичні моделі, що використовуються в проектній практиці для визначення показників надійності ЕЕС, які включають багато зон (раніше використовувався термін "вузли") і зв'язки між ними, відрізняються підвищеною складністю в порівнянні з моделями концентрованої ЕЕС. Основні чинники, що ускладнюють процес визначення показників надійності багатозонних ЕЕС, включають:

- ✓ Обмеження пропускної спроможності міжзонових зв'язків, аварійні відмови ліній електропередачі, трансформаторів та іншого обладнання.
- ✓ Різноманітність проходження максимумів навантажень окремих зон та відмінності в їх характерних графіках.
- ✓ Взаємини між суб'єктами ринку в зонах об'єднання ЕЕС.
- ✓ Велика кількість елементів у розрахункових схемах надійності, що вимагає значних обчислювальних потужностей або збільшення часу рахунків.

На величини показників надійності багатозонних ЕЕС впливають переважно ті ж чинники та випадкові події, що і в концентрованих системах, зокрема:

- ✓ Наявні потужності окремих зон та запаси ПССС;
- ✓ Структура генеруючих потужностей;
- ✓ Планові ремонти обладнання;
- ✓ Графіки зміни навантажень територіальних зон протягом року та доби;
- ✓ Зниження генеруючої потужності зон та запасів ПССС через аварійні пошкодження агрегатів електростанцій і ліній електропередавання;

✓ Нерегулярні коливання навантаження та помилки прогнозування попиту споживачів.

При розробці математичних моделей оцінки показників надійності багатозонних ЕЕС як у нашій країні, так і за кордоном, використовуються аналітичні методи та методи статистичного моделювання.

Аналітичні моделі у дослідженні надійності ЕЕС

Аналітичні методи, зазвичай, базуються на послідовному перетворенні рядів ймовірностей надлишків та дефіцитів потужності з урахуванням запасів ПССС двох сусідніх вузлів (зон), починаючи від однієї вершини розрахункового графа мережі та закінчуючи іншою. Через це вони отримали назву "згортки". Послідовно поєднуючи ймовірності генеруючої потужності двох крайніх сусідніх вузлів, можна легко визначити результуючий ряд ймовірностей дефіцитів та надлишків потужності для всього об'єднання ЕЕС з урахуванням ПССС.

Використання аналітичних методів для визначення показників надійності в об'єднанні ЕЕС дозволяє підвищити обчислювальну ефективність моделей. Проте моделі, що базуються на методах «згортки», мають два суттєвих недоліки:

✓ Вони не дозволяють отримувати показники надійності для окремих зон.

✓ Їх використання обмежене лише радіально-магістральними схемами об'єднання ЕЕС.

3.4. Статистичний аналіз моделей у багатозонних ЕЕС

Енергосистеми (ЕЕС) почали застосовувати з 60-х років минулого століття переважно в СРСР, Франції та Італії, а з 90-х років – у Канаді та США. Ці методи орієнтовані на дослідження надійності ЕЕС складної структури з великою кількістю елементів і можуть використовуватися як при проектуванні, так і при експлуатації.

Визначення показників надійності може здійснюватися шляхом аналізу як випадкових подій, так і випадкових процесів. У першому випадку, послідовно для кожного обраного дискретного інтервалу часу, визначаються випадкові потужності стану обладнання системи та значення навантаження споживачів (якщо вона не задана незмінним графіком), на основі яких визначаються дефіцити потужності в цих інтервалах.

Багаторазове повторення цієї процедури дозволяє отримати необхідні показники надійності.

В другому випадку будується випадковий потік аварій обладнання системи протягом усього періоду. Потім, для окремих дискретних інтервалів періоду, вибираються випадкові значення навантаження споживачів (якщо вони не задані незмінним графіком) і визначаються дефіцити потужності в цих інтервалах. Багаторазове повторення цієї процедури дозволяє обчислити необхідні показники надійності.

Другий підхід зазвичай базується на аналізі випадкових процесів лише у частині зміни стану обладнання системи, але без урахування значень навантажень. Статистичне моделювання процесу функціонування системи дозволяє враховувати політику диспетчера в різних випадкових ситуаціях, що найбільше відповідає реальним умовам експлуатації системи. Основною дослідною моделлю тут є модель "Потік".

Недоліком моделей, заснованих на методах статистичного моделювання, є їх невисока обчислювальна ефективність. Проте сучасний розвиток засобів обчислювальної техніки і, головне, можливість врахування різних чинників, зокрема введення ринкових відносин в електроенергетику, а також можливість отримання широкого спектра показників надійності роблять ці моделі і методи кращими для оцінки показників надійності багатозонних ЕЕС під час управління їх розвитком.

3.5. Аналіз надійності багатозонних ЕЕС в контексті ринкових відносин

Незалежно від принципів управління електроенергетичною галуззю (централізований чи ринковий), методика оцінки показників надійності ЕЕС повинна базуватися на формуванні випадкових станів, викликаних аварійними виходами основного генеруючого та мережевого обладнання системи, та оцінці цих станів з погляду можливого обмеження споживачів.

В розробленому комплексі розрахунковий період часу T_p поділявся на інтервали часу T_t , протягом яких структура генеруючої потужності та системоутворювальних зв'язків, балансові перетікання потужності, а також навантаження залишалися незмінними.

Визначення показників надійності проводилося послідовно для кожного виділеного t -го інтервалу. Потім, з урахуванням ймовірності існування цього інтервалу, ці показники підсумовувалися. При цьому врахування ринкових відносин не додає змін до методики оцінки показників надійності.

На рисунку 3.9 представлено фрагмент блок-схеми визначення показників надійності комплексу для виділеного t -го тимчасового інтервалу. На цьому етапі необхідно внести суттєві зміни, які б адекватно відображали ринкові умови у моделі формування випадкових станів генеруючої потужності та навантаження окремих територіальних зон, а також їх оцінку з позицій визначення дефіциту потужності та ймовірності його виникнення.



Рисунок 3.9. - Фрагмент укрупненої блок-схеми моделі оцінки показників надійності ЕЕС

Введення ринкових відносин в електроенергетиці призводить до збільшення максимальної розмірності задачі оцінки показників надійності ОЕС з 15-20 зон (концентрованих ЕЕС) і 20-30 зв'язків до 50-80 зон і 80-120 зв'язків. Таке

дроблення ОЕС, безумовно, вплине як на формування ймовірнісних функцій зміни потужностей ОЗ ОДУ та ЗСПМ, спричинених аварійними виходами генеруючого обладнання, так і на створення випадкових станів за допомогою методів статистичного моделювання (рис. 3.9).

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3:

В даному розділі «Алгоритми і методи моделювання балансової надійності» було розглянуто різні методи та підходи до моделювання надійності електроенергетичних систем (ЕЕС). Аналіз проведених досліджень дозволяє зробити такі висновки:

Використання мережевих коефіцієнтів для моделювання надійності дозволяє точно враховувати взаємодії між різними компонентами системи. Це забезпечує можливість більш реалістичної оцінки надійності та ідентифікації критичних елементів, які потребують додаткової уваги та ресурсів.

На прикладі IEEE 14 вузлів було продемонстровано ефективність застосування різних методів для оцінки надійності інформаційно-вимірювальних систем. Результати показали, що навіть при рівних умовах точності та незалежності вимірів, топологічна складність та неоднорідність параметрів значно впливають на надійність системи.

Використання штучних нейронних мереж для прогнозування активного та реактивного навантаження показало високу ефективність у порівнянні з традиційними методами. Нейронні мережі дозволяють враховувати складні нелінійні залежності та динаміку змін, що сприяє підвищенню точності прогнозів.

Статистичні моделі є потужним інструментом для аналізу надійності багатозонних ЕЕС, оскільки вони дозволяють враховувати випадкові події та процеси, що впливають на роботу системи. Однак, їх застосування вимагає значних обчислювальних ресурсів, що може бути обмежуючим фактором.

В умовах ринкових відносин важливо враховувати зміни в структурі та операційних умовах ЕЕС. Методики, що базуються на поєднанні аналітичних і статистичних підходів, дозволяють ефективно оцінювати надійність систем з урахуванням ринкових факторів та взаємодії між суб'єктами ринку.

Підсумовуючи, застосування комплексного підходу до моделювання надійності, що включає аналітичні та статистичні методи, а також сучасні

технології, такі як нейронні мережі, є ключовим для забезпечення стабільної та надійної роботи ЕЕС в умовах сучасного ринку електроенергії.

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ:

В розділі «Вимірювання та оцінка балансової надійності у енергосистемах» проведено ґрунтовний аналіз балансової надійності електроенергетичних систем. Розглянуто різні види надійності, що є критичними для стабільного функціонування енергетичних систем, включаючи безвідмовність, довговічність, відновлюваність та збереження. Висвітлено, як кожен з цих видів надійності впливає на загальну ефективність та надійність енергетичної системи.

Окрему увагу приділено показникам балансової надійності, які є ключовими для визначення рівня надійності електроенергетичних систем. Було детально розглянуто, як ці показники можуть використовуватися для оцінки та підвищення надійності систем, а також для прийняття обґрунтованих управлінських рішень.

Також було досліджено методи розрахунку показників балансової надійності. Викладено різні підходи та алгоритми, що використовуються для визначення цих показників, а також переваги та недоліки кожного з методів. Було підкреслено, що вибір відповідного методу залежить від специфіки конкретної системи та умов її експлуатації.

В підсумку, результати аналізу дозволяють зробити висновок, що забезпечення високого рівня балансової надійності є необхідним для надійного та безперебійного функціонування електроенергетичних систем. Комплексний підхід до оцінки та підвищення балансової надійності сприятиме оптимізації роботи енергосистем і підвищенню їх стійкості до різних видів відмов.

В розділі «Розрахункові підходи до оцінки показників балансової надійності електроенергетичних систем» було досліджено та проаналізовано підходи до оцінки показників балансової надійності електроенергетичних систем (ЕЕС), зокрема розглянуто алгоритми визначення балансової надійності, класифікацію та оптимізацію резервів потужності, а також підходи до нормування резерву потужності в ЕЕС.

Проведений аналіз алгоритмів визначення балансової надійності дозволив виявити їх ключові характеристики, зокрема здатність враховувати випадкові

фактори, які впливають на стабільність роботи ЕЕС. Було показано, що ефективність алгоритмів може бути покращена завдяки застосуванню сучасних обчислювальних методів та технічних засобів.

Дослідження в цій області підтвердили, що ефективне управління резервами потужності є ключовим фактором для забезпечення надійності ЕЕС. Було розроблено класифікацію резервів за їх призначенням та методи оптимізації, що дозволяють мінімізувати витрати на їх створення і підтримку. Зокрема, було розглянуто ремонтний, оперативний та стратегічний резерви потужності.

Було виявлено, що нормування резерву потужності в ЕЕС є складним техніко-економічним завданням, яке вимагає врахування багатьох факторів, включаючи соціальну значущість безперебійного електропостачання. Розрахунок резерву потужності здійснюється на основі мінімізації сумарних витрат на створення резервної потужності та компенсації збитків від дефіциту. Було підкреслено важливість використання імовірнісних методів при нормуванні резервів для забезпечення точності оцінок.

Загалом, результати досліджень, представлені у цьому розділі, надають важливу інформацію для подальшого вдосконалення методів оцінки та управління балансовою надійністю електроенергетичних систем. Вони підкреслюють необхідність розробки нових підходів та інструментів, що враховують сучасні технічні можливості і потреби.

В даному розділі «Алгоритми і методи моделювання балансової надійності» було розглянуто різні методи та підходи до моделювання надійності електроенергетичних систем (ЕЕС). Аналіз проведених досліджень дозволяє зробити такі висновки:

Використання мережевих коефіцієнтів для моделювання надійності дозволяє точно враховувати взаємодії між різними компонентами системи. Це забезпечує можливість більш реалістичної оцінки надійності та ідентифікації критичних елементів, які потребують додаткової уваги та ресурсів.

На прикладі IEEE 14 вузлів було продемонстровано ефективність застосування різних методів для оцінки надійності інформаційно-

вимірювальних систем. Результати показали, що навіть при рівних умовах точності та незалежності вимірів, топологічна складність та неоднорідність параметрів значно впливають на надійність системи.

Використання штучних нейронних мереж для прогнозування активного та реактивного навантаження показало високу ефективність у порівнянні з традиційними методами. Нейронні мережі дозволяють враховувати складні нелінійні залежності та динаміку змін, що сприяє підвищенню точності прогнозів.

Статистичні моделі є потужним інструментом для аналізу надійності багатозонних ЕЕС, оскільки вони дозволяють враховувати випадкові події та процеси, що впливають на роботу системи. Однак, їх застосування вимагає значних обчислювальних ресурсів, що може бути обмежуючим фактором.

В умовах ринкових відносин важливо враховувати зміни в структурі та операційних умовах ЕЕС. Методики, що базуються на поєднанні аналітичних і статистичних підходів, дозволяють ефективно оцінювати надійність систем з урахуванням ринкових факторів та взаємодії між суб'єктами ринку.

Підсумовуючи, застосування комплексного підходу до моделювання надійності, що включає аналітичні та статистичні методи, а також сучасні технології, такі як нейронні мережі, є ключовим для забезпечення стабільної та надійної роботи ЕЕС в умовах сучасного ринку електроенергії.

СПИСОК ПОСИЛАНЬ:

1. Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America. NERC, 2008, 1010 p.
2. J. Paska, J. Bargiel, W. Goc, A. Momot, E. Nowakowska, P. Sowa P. Reliability assessment in electric power system planning and management. 7th International Conference «Electrical Power Quality and Utilization – EPQU’03». Cracow–Poland, September 17–19, 2003.
3. J. Paska. Methodologies and Tools for Electric Power System Reliability Assessment on HL I and HL II Levels. Institute of Electrical Power Engineering Warsaw University of Technology Warsaw, Poland, 9th international conference Electrical Power Quality and Utilization, Barselona, 9 – 11 October, 2007
4. Журахівський А. В., Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Пастух О. Р. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. – Київ. КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с.
5. ГНД 34.09.453-2003 Розрахунок показників надійності для електростанцій, теплових мереж та енергокомпаній. Методика. Затв. Наказом Мінпаливенерго України від 23.12.2003 р. № 782. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ», 2004. – 42 с
6. Кириленко О. В. Аналіз надійності функціонування електроенергетичних об’єктів : монографія / О. В. Кириленко, Б. М. Кінаш, В. І. Гудим – Київ., 2008.– 224 с. – ISBN 966-95419-2-1.
7. Лозинський О.Ю., Марущак Я.Ю., Костробій П.П. Розрахунок надійності електроприводів: Підручник. – Львів, вид-во ДУ „Львівська політехніка”, 1996. – 234 с.
8. Кучерук В.Ю. Елементи теорії побудови систем технічного діагностування електромоторів. Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМВінниця, 2003. – 195 с.
9. ДСТУ 3440-96. Системи енергетичні. Терміни та визначення: Видання офіційне. – Київ: Держстандарт України, 1997. – 46 с. 15. ДСТУ 2860-94.

Надійність техніки. Терміни та визначення: Видання офіційне. – Київ: Держстандарт України, 1995. – 92 с.

10. ДСТУ 2862-94. Методи розрахунку показників надійності техніки. Загальні вимоги: Видання офіційне. – Київ: Держстандарт України, 1995. – 38 с.

11. ДСТУ 2864-94. Надійність техніки. Експериментальне оцінювання та контроль надійності : Видання офіційне. – Київ: Держстандарт України, 1995. – 31 с.

12. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Затв. Наказом Міненерговугілля України від 04.08.2014 р. № 543. – Київ: НТЦЕ НЕК «Укренерго», 2014. – 64 с.