

1

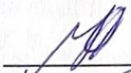
1

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електроенергетика та електротехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.


«17» 03 2024р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Шебанову Даниїлу Андрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Особливості забезпечення надійності під час планування режимів електричних мереж і систем

керівник роботи Матвієнко Сергій Валерійович, к.т.н.

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року №80

2. Строк подання студентом роботи 08 червня 2024 року

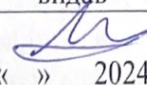
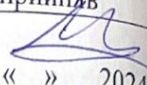
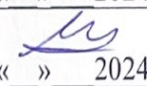
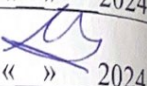
Вихідні дані: 1. Бардик Є.І. Електрична частина електростанцій та підстанцій. Синхронні генератори / Є.І. Бардик, М.П. Лукаш – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 87 с., іл. – Бібліогр.: с.84 – 85. – 100 пр. – ISBN 978-966-622-301-5. 2. Методичні рекомендації до розділу «Охорона праці» в дипломних роботах (для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Укл. – Бондаренко Є.А. – Вінниця 3.ДСНП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

3. Графічна частина: Функціональна схема задачі комплексного аналізу надійності; Загальна структурна схема алгоритму аналізу надійності; Загальна структурна схема алгоритму аналізу надійності.

4. Короткий зміст: Вступ. 1.Задачі надійності електроенергетичних систем. 2. Структура енергосистеми і її моделювання 3. Особливості планування електричних режимів 4.Охорона праці. Висновки. Список використання джерел. Додатки

Індивідуальний навчальний план студ. Мількевич Віталій Олегович
гр. ЕСС-23м, з/м № 03-22-354, спец. "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" Електричні станції
1 семестр/триместр
№ _____
1. Склад проблеми курсової роботи
2. Методика та умови виконання

5. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Матвієнко С.В., к.т.н., доцент каф. ЕСС	 « » 2024	 « » 2024
Охорона праці	Матвієнко С.В., к.т.н., доцент каф. ЕСС	 « » 2024	 « » 2024

6. Дата видачі завдання «16» січня 2024 р.

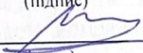
7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Формування та затвердження теми бакалаврської дипломної роботи (БДР)	16.01.2024	
2	Вступ. Огляд літературних джерел	21.03.2024	
3	Виконання теоритичної частини БДР.	30.03.2024	
4	Формування висновків по роботі	11.04.2024	
5	Оформлення пояснювальної записки	13.05.2024	
6	Виконання графічної частини та оформлення презентації	17.05.2024	
7	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	08.06.2024	

Студент

Керівник роботи


(підпис)


(підпис)

Шебанов Д.А.

(прізвище та ініціали)

Матвієнко С.В.

(прізвище та ініціали)

Анотація

Бакалаврська дипломна робота на тему " Особливості забезпечення надійності під час планування режимів електричних мереж і систем " складається з пояснювальної записки та графічного матеріалу.

Пояснювальна записка виконана на 61 аркуші друкованого тексту і містить 5 таблицю, 9 рисунків, 14 джерел. Вона складається з вступу, 4 розділів, висновку, списку літератури.

В роботі проаналізовано математичні моделі надійності системи, які використовуються під час розв'язання задач планування електричних режимів. Виконано аналіз основних показники надійності і ефективності генерувальних систем.

Ключові слова: надійність, усталений режим, дефіцит потужності, збитки.

Abstract

The bachelor's thesis on the topic " Peculiarities of ensuring reliability during the planning of modes of electrical networks and systems " consists of an explanatory note and graphic material.

The explanatory note is made on 61 sheets of printed text and contains 5 tables, 9 figures, 14 sources. It consists of an introduction, 4 chapters, a conclusion, and a list of references.

The paper analyzes the mathematical models of system reliability that are used when solving the problems of planning electrical modes. Analysis of the main indicators of reliability and efficiency of generating systems was performed.

Key words: reliability, steady state, power deficit, losses.

Зміст

Вступ	6
1 Задачі надійності електроенергетичних систем	7
1.1 Інформаційна забезпеченість	8
1.1.1 Характеристики збитків і методи їх визначення	13
2 Структура енергосистеми і її моделювання	25
2.1 Структура системи з позицій надійності і засобу її забезпечення	25
2.1.1 Генеруюча підсистема	25
2.1.2 Системоутворююча частина ЕЕС	26
2.1.3 Розподільна електрична мережа	28
2.2 Моделі надійності обладнання системи	30
2.3 Моделі надійності структури системи	40
2.3.1 Модель структури розподільної електричної мережі	40
2.3.2 Модель структури системоутворюючої частини ЕЕС	48
3 Особливості планування електричних режимів	50
3.1 Особливості моделювання і корекції усталених електричних режимів під дослідження надійності ЕЕС	50
4 Охорона праці	55
4.1 Мікроклімат	55
4.2 Склад повітря робочої зони	56
4.3 Виробниче освітлення	56
4.4 Виробничий шум	57
4.5 Виробнича вібрація	58
Висновок	60
Список використаних джерел	61
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	63
Додаток Б. Ілюстративна частина	64

ВСТУП

В практичній діяльності спеціалісту-електроенергетику приходится постійно приймати різні рішення: вибрати проектний варіант системи або її частини, назначати режими функціонуючій системі і т.д. В складних сучасних системах на вибір рішень впливає велика кількість факторів. Одні із них піддаються кількісному аналізу, розрахунку, в результаті чого з'являється можливість звужити область варіантів рішень, другі не мають по тим чи іншим причинам достатньої теоретичної ясності для кількісного описування. Це створює невпевненість в виборі рішень. Тим не менш спеціалісти змушені їх приймати, доповнюючи кількісні розрахунки практичними знаннями, інтуїцією і якісним аналізом завдань. При цьому з'являється ризик вибору неправильних, неоптимальних рішень. Чим більше факторів, не піддаючих кількісному аналізу, тим більша імовірність неправильних рішень і їх негативних наслідків. Серед всіх факторів надійність займає особливе місце. Практично важко назвати рішення, при прийнятті якого не требувалось би враховувати надійність. При рішенні задач надійності ЕЕС широко використовуються такі методи визначення надійності, як розрахунки і експерименти, які припускають моделювання надійних властивостей обладнання. Можливі наслідки від ненадійності стають такими істотними, що потребують постійного вдосконалення методів проектування, будівництва і експлуатації електроенергетичних систем, що дозволяють повністю враховувати надійність і найбільш економно використовувати виділені на її забезпечення кошти.

1 ЗАДАЧІ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Загальну задачу забезпечення надійного енергопостачання споживачів відповідно до системного підходу слід розглядати як ієрархічно зв'язаний комплекс підзадач. Принципом такого розділення задач може служити ієрархія системи, в першу чергу функціональна, територіальна і тимчасова.

Функціональна ЕЕС звичайно підрозділяється на генеруючу, мережеву і управляючу еквівалентні підсистеми. Розгляд генеруючої підсистеми показує, що якщо мережева підсистема не накладає ніяких обмежень на використання генерувального обладнання в будь-якій точці системи, то з позицій надійності ці дві підсистеми можуть досліджуватися незалежно (рис. 1.1) Звичайно модель такої системи по відношенню до генеруючої частини називається концентрованою. В тих випадках, коли умова концентрованості не виконується, причиною чого звичайно є недостатня пропускна спроможність мережі, то з позицій надійності вже не представляється можливим чисте виділення генеруючої і мережевої підсистем.

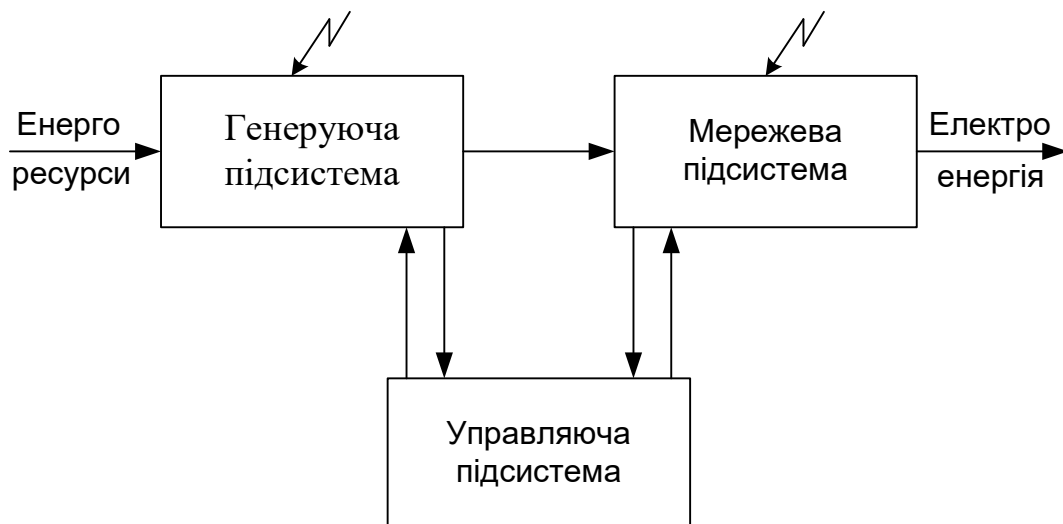


Рисунок 1.1– Електроенергетична система

Відповідно до функціональної ієрархії системи загальну задачу доцільно підрозділяти на задачу забезпечення надійності генеруючої частини системи

(якщо допустимо представлення її як концентрованої) і задачу забезпечення надійності розподільної електричної мережі.

За територіальною ієрархією смисловий зміст задач для підсистем, розташованих на одному ієрархічному рівні, не міняється. Тут є лише кількісні відмінності.

Тимчасова ієрархія розділення задачі витікає з можливості рішення її поетапно послідовно в часі. Перш за все слід виділити три взаємозв'язані етапи:

- 1) управління розвитком, включаючого прогнозування, розробку, проектування і планування ЕЕС;
- 2) реалізації проекту і плану, що включає виготовлення, будівництво, монтаж, наладку системи і її елементів;
- 3) управління діючою системою.

На першому етапі закладаються основи надійності майбутньої системи, на другому і третьому реалізуються закладені можливості. Кожний виділений етап рішення задач у свою чергу, як правило, підрозділяється на підетапи.

Загальні задачі на етапі функціонування (експлуатації) звичайно підрозділяються на задачі довго- і короткочасного планування, оперативного і автоматичного управління [8].

Розглянуте розділення задач відповідає розділенню ЕЕС на частини і етапи розвитку. Природно, що при вивченні взаємозв'язаних частин і етапів слід з'ясовувати допустимість такого підрозділу і рамки, в межах яких кожен задачу можна вирішувати незалежно від інших.

1.1 Інформаційна забезпеченість

З позицій вивчення системи інформацію підрозділяють по вигляду на зовнішню і внутрішню.

Джерелами зовнішньої інформації є ухвалені рішення в ієрархічних вищестоящих системах, що граничать з ЕЕС, природно-кліматичні умови, прогноз науково-технічного прогресу. Джерелами внутрішньої інформації є ухвалені рішення по ієрархічних нижчестоящих підсистемах, а також досвід їх

функціонування. Природно, що певним чином синтезована інформація може включати як зовнішню, так і внутрішню.

Із зовнішньої інформації найбільш істотна інформація про потребу і режими споживання (графіка навантаження) електроенергії навантаженнями системи, характеристиках збитків споживачів, показниках надійності нового обладнання.

З внутрішньої інформації найбільш істотна інформація про надійність функціонуючого обладнання ЕЕС, а також інформація про надійність і режими взаємодії підсистем, склад якої визначається тим розбиттям системи на підсистеми і елементи, який був прийнятий при дослідженні надійності ЕЕС. Крім того, перетікання інформації походить з одного етапу розгляду системи в іншій.

Зі всього переліку інформації розглянемо більш детально інформацію про склад показників режиму електроспоживання, склад і методи отримання характеристик збитків і показники надійності обладнання ЕЕС, є основною початковою інформацією.

Показники режиму енергоспоживання (графіка навантаження). Ці показники характеризують зв'язок ЕЕС з іншими підсистемами народного господарства. Для споживачів електроенергії істотно забезпечення не тільки об'єму необхідної енергії за якийсь період, але і режиму її видачі, графіка споживання. Саме забезпечення заданого графіка споживання енергії – одна з основних задач надійності ЕЕС. Найбільш споживані графіки календарні і за тривалістю, які у свою чергу підрозділяються на добові, тижневі, річні.

Добовий календарний графік навантаження представляє собою значення споживаної потужності в кожний момент доби (рис. 1.2), зображений у вигляді двох складових: регулярної (середньої) і нерегулярної. Основні параметри, що характеризують добовий режим, наступні: добове споживання енергії $E_{\text{доб}}$; регулярний максимум навантаження $W_{\text{нmax}}$; регулярний мінімум навантаження $W_{\text{нmin}}$; Відношення $\beta_{\text{min}} = W_{\text{нmin}}/W_{\text{нmax}}$.

Густина графіка навантаження:

$$\beta = E_{\text{доб}} / (24 \cdot W_{\text{Hmax}}) \quad (1.1)$$

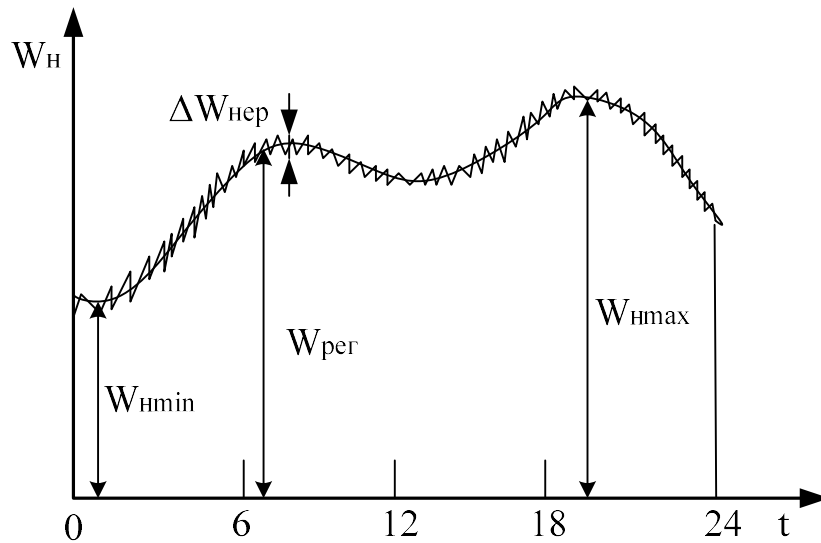


Рисунок 1.2– Добовий графік навантаження

Нерегулярна складова навантаження – випадкова величина. Для навантажень енергосистем і великих енерговузлів ця складова підкоряється нормальному розподілу з нульовим математичним очікуванням і середньоквадратичним відхиленням (МВт) [9]

$$\sigma_{нep} = 0,05 \cdot W_H + 0,63\sqrt{W_H} \quad (1.2)$$

де W_H – навантаження даної системи, енерговузла, МВт.

Річний календарний графік навантаження, що є залежністю місячних максимумів навантаження від пори року, приведений на рис. 1.3. Штриховою лінією показаний так званий статичний графік, тобто графік, побудований в припущенні, що склад споживачів протягом року не міняється, а суцільною лінією – динамічний графік, побудований в припущенні, що протягом року з'являються нові споживачі. Основним параметром річного графіка навантаження є річний максимум навантаження W_{Hmax} . Для характеристики

річного режиму застосовується параметр – число годин використання річного максимуму T_m .

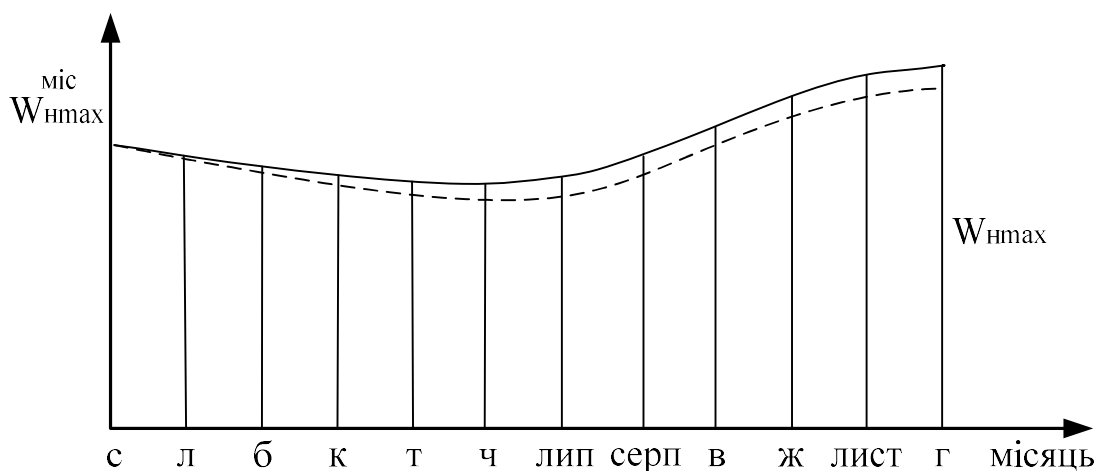


Рисунок 1.3– Річний графік навантаження

Графіки за тривалістю також підрозділяються на добові, тижневі, місячні, річні і показують сумарну тривалість в даному періоді навантажень, рівних даних і більшій. Характерний графік навантаження за тривалістю представлений на рис. 1.4. Практично графік будується, наприклад, по середньочасовим навантаженням, при цьому він має східчастий вигляд (штрихова лінія). Ордината верхньої сходинки відповідає максимальному навантаженню даного періоду, а довжина сходинки – сумарної тривалості максимального навантаження протягом всього періоду, ордината другої сходинки показує наступне найбільше навантаження після максимального, а довжина ступеньки – її сумарну тривалість і т.д. Основні параметри графіка за тривалістю – ті ж, що і у календарного (але віднесені відповідно до тих періодів, для яких побудовані графіки за тривалістю).

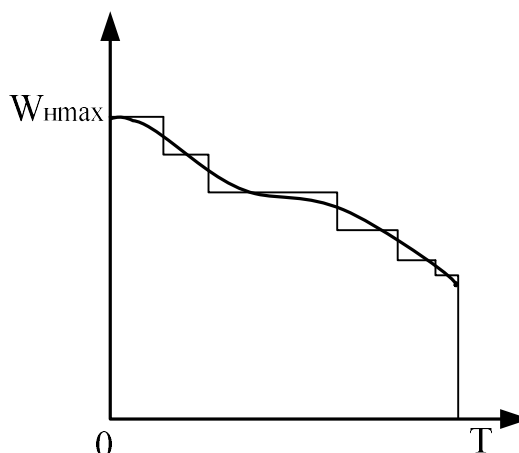


Рисунок 1.4– Графік навантаження за тривалістю

Інформація про показники надійності обладнання ЕЕС є синтезом зовнішньої і внутрішньої інформації в співвідношенні, залежному від тимчасового ієрархічного рівня вирішуваних задач.

Для задач перспективного проектування необхідно інформацію про діюче обладнання екстраполювати на майбутнє, а показники нового обладнання прогнозувати на основі очікуваного науково-технічного прогресу у відповідних галузях народного господарства. Експертно оцінюваний довірчий інтервал показників надійності, що приводяться, складає $\pm 30\%$.

З великою довірчою вірогідністю показники надійності існуючого обладнання можуть бути використані і для вирішення задач перспективного розвитку (на 5–10 років). Так, якщо темпи зростання енергетики будуть такі, що енергетична база в країні зростає удвічі приблизно протягом 10 років, то через 10 років система буде складатися на 50 % з існуючих елементів. Унаслідок великої інерції в змінах ремонтно-експлуатаційного обслуговування системи, кліматичних і інших умов, що впливають на показники надійності, навряд чи слід чекати істотної зміни цих показників; маловірогідно також поява у великій кількості принципово нового обладнання з істотно відмінними показниками надійності. Таким чином, значна частина обладнання системи матиме показники надійності, близькі до показників існуючого обладнання.

Проте дослідження тенденцій в змінах показників, впливаючих чинників з метою більш точного прогнозування необхідних параметрів повинні широко проводитися з використанням ретроспективних методів і методів прогнозування. Показники принципово новою обладнання можуть і повинні прогнозуватися і розраховуватися з використанням вірогідності.

На закінчення слід зазначити, що достовірність початкової інформації для вирішення задач надійності ЕЕС грає істотну роль. В той же час така інформація, як характеристики збитків, показники надійності обладнання, має досить великий діапазон невизначеності, внаслідок чого одержуваний інтегральний показник надійності у вигляді сумарного річного збитку має теж велику невизначеність (оцінний +40 %). Проте цей результат не повинен викликати сумнів в доцільності розрахунків надійності. По-перше, більшість задач надійності є оптимізаційною, в яких відбувається зіставлення різних варіантів системи, формованих з одних і тих же елементів. Тому якщо абсолютні оцінки варіантів по надійності дійсно мають великі довірчі інтервали, то відносні – істотно нижче. По-друге, часто дослідження тільки структур моделей надійності систем, що вивчаються, дозволяє навіть без особливої достовірності інформації виявити «вузькі місця» систем, глибше зрозуміти або розкрити закономірності їх функціонування.

1.1.1 Характеристики збитків і методи їх визначення

На відміну від параметрів, що описують режим енергоспоживання, характеристики збитків використовуються практично тільки при рішенні задач надійності. Хоча ця інформація і є зовнішньою, проте, як правило, енергетики самі знаходять її, використовуючи більш доступну: склад і характер споживачів. У зв'язку з цим представляється необхідним розкриття поняття збитку, його характеристик і методів їх визначення.

Поняття «збиток» виникло для оптимізації резервів в ЕЕС; в більш загальному вигляді воно є вартісним виразом реакції зв'язків даної системи енергетики з суміжними підсистемами народного господарства при порушенні

функціональних режимів цих зв'язків. При аналізі цього поняття можна відзначити два суперечливі тлумачення. Збиток можна розуміти як плановані витрати на компенсацію прогнозованого, очікуваного потоку відмов ЕЕС і як наслідки стихійної, неочікуваної події. Очевидно, що значення збитків в цих випадках будуть різними. Оскільки «збиток» використовується для обґрунтування резервів в енергопостачанні, то було б слід виходити з першого тлумачення збитку. Але характер вірогідності потоку аварій і тривалість простоїв не дозволяє повністю виходити з такої передумови, оскільки можливі випадкові і в загальному випадку непередбачені викиди за межі планованих величин.

Таким чином, методологія оцінки збитків повинна поєднувати принципи плановості (детермінізму) і випадковостей. Крім того, очевидно, що збиток повинен відображати загальні народногосподарські наслідки аварійних обмежень споживачів в енергії. На жаль, поки що немає визначення поняття збитку, який зафіксований в якому-небудь термінологічному документі. Тому далі під збитком розумітимемо показник зниження ефективності функціонування всього народного господарства при порушеннях енергопостачання, кількісно оцінюваний в загальному випадку зміною національного доходу. Такого розуміння збитку дотримується більшість фахівців, що займаються його вивченням.

Визначити збиток можна двома шляхами: при першому потрібне моделювання ланцюжка технологічних процесів, які порушуються при перерві електропостачання — це шлях мікромоделювання; при другому споживачі представляються на рівні «чорно-сірих ящиків» і на основі деяких апріорних, але достатньо очевидних положень вивчаються реакції на обурення між вхідними і вихідними функціями споживачів в загальній системі народного господарства — це шлях макромоделювання, що дозволяє достатньо просто отримати деякі граничні оцінки збитків. Обидва шляхи доповнюють один одного.

В методології, що розглядається далі, оцінки збитку передбачається, що всю народногосподарську систему можна представити тією, що складається з найпростіших ланок або елементарних підприємств.

Збиток методично доцільно представити двома складовими, основним збитком – через простий елементарного підприємства, його обладнання, робочої сили з відповідним недовиробітком продукції, збитком раптовості – через раптовість відключення (коли можлива поломка обладнання, псування сировини, готової продукції і т.д.). Друга складова залежить від технологічних особливостей кожного виробництва, її оцінка в загальному вигляді на рівні макромоделювання неможлива.

Виключаючи практичну можливість точного визначення основного збитку, оцінимо його залежно від найістотніших і визначаючих чинників. Одним з таких чинників є недодана споживачу енергія. При існуючому ступені енергоозброєні більшості процесів є достатньо жорсткий і однозначний зв'язок між випуском продукції (Π) і споживаною енергією E , а також між їх змінами

$$\Pi = k \cdot E, \quad \Delta \Pi = k \cdot \Delta E, \quad (1.3)$$

Найістотнішими чинниками також є наявність резервів в різних ланках народного господарства і сила технологічних зв'язків між ними (взаємозамінність сировини матеріалів, продуктів і т.д.).

Реальна система народного господарства має більшу здібність до адаптації обумовлену можливістю взаємозамінності продукції оперативного коректування продукції, що випускається, кінцевими швидкостями її руху і можливістю перерозподілу швидкостей і т.д. Очевидно, максимальне значення збитку буде в тому разі коли на даному підприємстві, що відключається, немає резервів. На інших же підприємствах можливі резерви, необхідні для різних потреб. Тому при малих ΔE можуть бути використані і ці резерви без їх витрачання в цілому (а тільки деякого перерозподілу) з подальшим відновленням оптимальних пропорцій. В результаті адаптації системи народного господарства

відбуватиметься переорієнтація в роботі всіх її ланок з метою зміни взаємопоставок всіх видів матеріальних ресурсів і скорочення вироблення тих матеріальних ресурсів, які поступали до і-го підприємства, і в тих розмірах, в яких вони не використовувалися під час його простою.

Позначимо описану модель народного господарства індексом 1. Унаслідок замкнутості системи народного господарства і умови матеріального балансування її недовиробіток і-ю ланкою продукції супроводитиметься недовиробітком всією рештою ланок системи народною господарства матеріальних ресурсів для цієї ж ланки. Отже, народне господарство недоотримає продукцію у вартісному виразі рівну повній вартості не довипущеної продукції і-ї ланки $\Delta\Pi$. Таким чином національний дохід зменшиться на значення повної вартості продукції

$$\Delta D_{\Sigma} = \Delta C_i = C_i \Delta \Pi_i / \Pi_i, \quad (1.4)$$

З врахуванням (1.3) максимальне значення питомого збитку

$$Z_{6i(1)} = \Delta D_{\Sigma} / \Delta E_i = C_i / E_i, \quad (1.5)$$

де C_i і E — річні вартості продукції і споживання енергії і-м підприємством.

Разом з тим є деяка межа, за якою понизити наслідки простою підприємства адаптацією системи за рахунок зменшення поставки сировини, матеріалів і інших видів матеріальних ресурсів для простоюючого підприємства в принципі неможливо. Це перш за все торкається енергоємних добувних підприємств або підприємств, близько до них розташованих по ланцюжку руху продукції (первинна переробка сировини). Для таких підприємств сировина в малому ступені, що поступає, залежить від роботи інших ланок народного господарства.

Оцінити нижню межу максимального значення збитку підприємства (коли на підприємстві немає резервів) можна виходячи з слідуєщої моделі (модель з

індексом 2). При розвитку народного господарства кожна додаткова одиниця продукції системи енергетики розподіляється між галузями і підприємствами народного господарства, в яких створюються відповідні цій одиниці продукції виробничі потужності, передбачаються оборотні фонди, робоча сила і т.д. В результаті споживання даної одиниці продукції системи енергетики в ланках господарської системи при її функціонуванні створюється у відповідному об'ємі національний дохід. При недоотриманні запланованої електроенергії всіма ланками системи у вказаних оптимальних пропорціях простоюється відповідне виробниче обладнання, оборотні кошти, робоча сила, а отже, не буде отримано відповідне значення національного доходу. Таким чином, якщо б було можливе кожну недодану одиницю продукції системи енергетики розподілити в оптимальних пропорціях між всіма споживачами системи, то збиток при малих ΔE визначався б як

$$\Delta D_{\Sigma} = (dD_{\Sigma} / dE_{\Sigma}) \Delta E, \quad (1.6)$$

а максимальне значення питомого збитку повинне бути не менше

$$Z_{6i(2)} = \Delta D_{\Sigma} / \Delta E = dD_{\Sigma} / dE_{\Sigma}, \quad (1.7)$$

де $dD_{\Sigma} / dE_{\Sigma}$ – сумарні прирости національного доходу і вироблення енергії в країні відповідно за певний період.

Практично цю величину можна оцінити по фактичних і планованих змінах національного доходу і вироблення енергії, вважаючи, що цим змінам відповідають і оптимальні зміни продукції всієї решти ланок народного господарства.

Дотепер моделювання і аналіз системи народного господарства проводилися в припущенні, що які-небудь резерви в і-й ланці, що розглядається, відсутні. Разом з тим можуть бути умови, коли доцільно створювати резерви у

вигляді виробничих потужностей або готової продукції в i -й ланці. При отриманих значеннях цих резервів простій підприємства може не відобразитися або відобразитися в малому ступені на подальших ланках системи. В той же час, якщо витрати на ці резерви будуть менше збитку при їх відсутності, то з'являться передумови для зниження збитку за рахунок створення резервів.

Розглянемо основні співвідношення, припустимо, при резервуванні енергопостачання якого-небудь елементарного підприємства. Спочатку припустимо, що потік аварій в системі енергетики регулярний, тобто тривалість простою при кожній аварії t_v одна і та ж, і рівна середній тривалості реального потоку аварій t_v . Аварії настають регулярно і через один і той же час, рівний середньому часу між аваріями реального потоку t_0 . При абсолютній надійності електропостачання елементарне підприємство ($t_0=0$) за календарний час $T_{\text{кал}}$ (наприклад, рік) знаходиться в роботі $T_0 \leq T_{\text{кал}}$, що може бути обумовлено змінністю, плановими і аварійними ремонтами обладнання, перебоями в подачі сировини і т.д.

Поняття «виробнича потужність підприємства» або просто «потужність підприємства» в даний час не має достатньо строгого і однозначного визначення. В даному випадку під потужністю підприємства розумітимемо максимально можливий випуск продукції в одиницю часу при заданих об'ємах основних фондів і оптимальних режимах роботи підприємства, розмірах оборотних фондів, і чисельності персоналу. Цим формулюванням спеціально підкреслюється, що потужність підприємства визначається не тільки встановленим обладнанням, але і режимом його використання, чисельністю персоналу і іншими чинниками. Така залежність потужності від багатьох чинників дає можливість достатньо гнучко і з невеликою інерцією управляти в певних межах потужністю, що розташовується, за рахунок зміни будь-яких впливаючих компонентів.

Оскільки продукція підприємства чисельно рівна виробленню потужності підприємства на час його роботи, то при заданому об'ємі продукції, зміна часу

роботи (через аварійні простої) приводить до необхідності зміни потужності підприємства

$$\Delta N_i = N_i q, \quad (1.8)$$

де q — відносна тривалість аварійного простою:

$$q = t_B / (t_B + t_0),$$

Аналогічно, недовідпуск енергії підприємству складе

$$\Delta E_i = q E_i, \quad (1.9)$$

Мінімальне значення питомого збитку

$$z_{\min} = \frac{z(\Delta_i)}{\Delta E_i} = \frac{q z(N_i)}{q E_i} = \frac{z(N_i)}{E_i}, \quad (1.10)$$

Тут $z(N_i)$ – приведені річні витрати на створення виробничої потужності підприємства (включаючи обслуговуючий персонал), споживаючого річну енергію E_i :

$$z(N_i) = E_H K_i + B_i + \chi C_i, \quad (1.11)$$

де K_i – вартість основних і оборотних фондів; B_i – постійна складова річних витрат; χ – коефіцієнт, що враховує використання робочої сили при простої; C_i – річна зарплата.

Значення питомого збитку є нижньою оцінкою його. Воно відображає витрати на створення того мінімуму резервів, який необхідний тільки в одному суміжному підприємстві при регулярному характері аварій, і не враховує витрат

на створення складського господарства, а також заморожування резервної продукції. Реальне ж значення збитку унаслідок вказаних чинників завжди буде більше. Визначення цього збільшення вимагає додаткової інформації у вигляді законів розподілу часу між аваріями і часу простою, а також обліку резервів в народному господарстві, обумовлених іншими, не енергетичними чинниками.

Оцінити вплив природи вірогідності аварій на питомий збиток можна таким чином. Якщо на даному підприємстві не створені ніякі резерви, то аварія в системі енергетики тривалістю t_v викликатиме народногосподарський збиток

$$Z_{bi} = k_y Z_{bi \max} t_v, \quad (1.12)$$

де $Z_{bi \max}$ – збиток однієї з прийнятих моделей (1 або 2); k_y – коефіцієнт пропорційності збитку.

Збиток від аварійного недовідпуску електроенергії комунально-побутовому споживачу – сама важка визначувана величина, тому деякі фахівці відмовляються від обліку її в грошовому виразі. Грошова оцінка збитків в комунально-побутовому секторі потрібна не для компенсації заподіяного морального, психологічного або іншого збитку тій або іншій особі грошима. Мета оцінки збитків – обґрунтувати ті або інші заходи щодо підвищення надійності енергопостачання. Те, що перерви в енергопостачанні були, є і будуть, ні у кого не викликає сумніву, і до них все морально, психологічно і будь-яким іншим способом підготовлені. Обговорюється лише частота і тривалість перерв.

Песимістичні погляди на гносеологічну неприступність кількісної оцінки соціальних категорій останнім часом все більше піддаються критиці. Більш того, у ряді робіт затверджується і на великому фактичному матеріалі показується, що така оцінка не тільки можлива, але і необхідна для вирішення задачі визначення ефективності і вибору варіанту соціальних програм шляхом зіставлення все зростаючих витрат на реалізацію їх з ефектом від підвищення суспільного

виробництва. Звичайно, рішення такої задачі вимагає розробки різних наукових методів кваліметрії соціальних заходів, їх моделювання, дослідження і т.д. Застосоване ж до даної задачі пряме використання такого підходу вельми громіздке, і маловірогідне, що може бути найближчим часом реалізовано. Проте принципово шуканий збиток можна оцінити на основі висловленої загальної методології визначення збитків, якщо врахувати, що відшукуються не абсолютні величини, а лише зміни (зміни збитку залежно від зміни надійності, недовідпущеної енергії).

Перша з перерахованих передумов має на увазі наступне: збиток є різницею тих ефектів, які можна отримати від комунально-побутового обслуговування при різних якостях і значеннях переданої споживачу енергії. Природно, що отримання абсолютних значень ефектів в грошовому виразі проблематично. Проте якщо шукати не абсолютні величини, а різницю у функції від зміни якості і рівня енергопостачання і враховувати, що ці зміни відносно невеликі (допустима лінеаризація), то задача несумірно спрощується (відпадає необхідність оцінки значної постійної частини ефекту) і різко підвищується точність рішення (виключається погрішність визначення різниці великих і близьких чисел).

Абстрагуючись від істини явищ і процесів, що протікають у сфері комунально-побутового і соціального обслуговування населення, відрекомендуємо його як підсистему суспільства («чорний ящик»), виконуючу певну функцію. Основна вихідна функція цієї підсистеми по відношенню до решти підсистем суспільства – забезпечення їх робочою силою в певному розмірі і якості (номенклатура спеціальностей, кваліфікація працівників і т. д.). Переходячи до економічних категорій, оцінимо продукцію цієї підсистеми вартістю робочої сили або робочим часом. В результаті відключення споживачів комунально-побутової сфери або відбувається втрата часу населенням, або знижується продуктивність праці («погіршується якість робочої сили»), або одночасно втрачається час і знижується продуктивність. Дійсно, перерив в електроживленні міського транспорту, видовищних закладів і інших приводить

до втрати часу населенням; перерви в електропостачанні магазинів, столових і т. д. – до створення або збільшення черг, що також пов'язано з втратою часу; перерви в електроживленні побутових холодильників – до погіршення якості продуктів, зниженню калорійності, поживності, а отже, і до зниження продуктивності праці населення. Цей перелік прикладів можна продовжити, переглянувши всі енергоприймачі, і виявити ті ж підсумкові результати.

При оптимальному співвідношенні між робочим і неробочим часом ефективність (вартість) одиниці як того, так і іншого повинна бути однаковою для суспільства (принцип оптимальності).

Збиток раптовості пов'язаний із створенням резервів сировини, матеріалів, інструменту, робочої сили і т. д., необхідних для компенсації наслідків раптового відключення підприємства і можливого розладу технологічного процесу, браку продукції, псування сировини, матеріалів, скорочення терміну служби інструменту, обладнання, погіршення техніко-економічних показників процесу виробництва, збільшення витрат матеріалів, праці і енергії на одиницю продукції, що випускається. В загальному випадку ця величина залежить від часу перерви в електроспоживанні. Для зручності розрахунків, а також можливості використання характеристик збитків підприємств-аналогів доцільно користуватися не повним значенням збитку раптовості, а питомим, віднесеним до значення потужності, що відключається.

Збиток раптовості комплексного підприємства, що складається з окремих цехів і установок, відключення якого можливо не повністю, а частково і притому вибірково (наприклад, автоматичним частотним розвантаженням і т. д.), залежить вже і від глибини обмеження по потужності. Дослідження показують, що ця залежність (рис. 1.5) може бути апроксимована функцією

$$Z_{\text{бр}} = Z_{\text{бр max}} (t_{\text{в}})(\Delta W_{\text{H}}^*)^{\lambda}, \quad (1.13)$$

де $Z_{\text{брmax}}$ – збиток раптовості при повному відключенні; ΔW_H^* – відносне значення потужності, що відключається, λ – показник, визначуваний характером підприємства.

Для отримання кількісних значень характеристик збитку раптовості потрібен аналіз технологічних процесів підприємства.

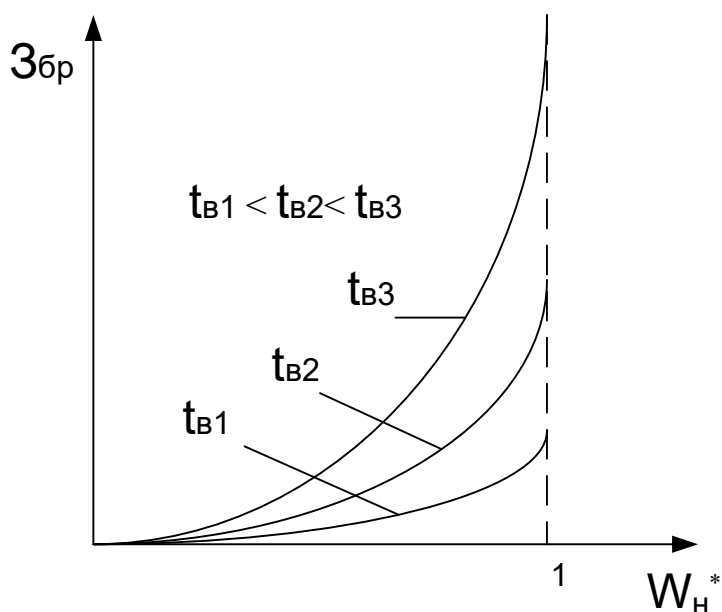


Рисунок 1.5– Збиток раптовості комплексного підприємства

При розгляді питань надійності ЕЕС часто доводиться оперувати не окремими споживачами, а їх сукупностями, що живляться від вузлів системи. Звичайно відключення повного навантаження – украй рідкісна подія. При частковому ж обмеженні виникає задача оцінки характеристик збитку частини навантаження, що відключається. Шукані характеристики, очевидно, залежать від черговості відключення споживачів, яка, у свою чергу, визначається рядом факторів. Один з істотних факторів – співвідношення характеристик збитків споживачів, що відключаються. Споживачі, що мають менший питомий збиток, повинні відключатися в першу чергу. В загальному випадку ця задача оптимізаційна і може бути вирішена на основі мінімізації виразу

$$3_{\Sigma} = t_b \sum_{i=1}^n 3_{0i} \Delta W_i + \sum_{i=1}^n 3_{\text{бpi}} \Delta W_i \rightarrow \min, \quad (1.14)$$

при виконанні умови

$$\sum_{i=1}^n \Delta W_i = \Delta W_3, \quad (1.15)$$

де W_3 – задана потужність обмеження навантаження вузла.

Чинниками, також впливаючими на черговість відключення, є технічні можливості, засоби здійснення виборчого відключення навантажень. Існують два види технічних засобів автоматичного виборчого відключення навантажень: автоматичне частотне розвантаження (АЧР) і спеціальна автоматика відключення навантаження (САВН). За допомогою АЧР відключаються навантаження у разі виникнення дефіциту потужності в системі, що приводить до зниження частоти.

Черговість відключення споживачів зв'язується з глибиною зниження частоти в системі. Дана автоматика дозволяє достатньо просто здійснити практично будь-яку необхідну черговість відключення споживачів.

За допомогою САВН відключаються споживачі у разі виникнення місцевих дефіцитів потужності, що здійснюється за допомогою організації спеціальних каналів телевідключення споживачів. Можливості САВН до вибіркової споживачів значно менші, оскільки технічна реалізація телеканалів відключення і їх вартість знижують ефект від більш точної оранжировки споживачів, що відключаються. Дослідження показують, що для більшості крупних вузлів системи, що містять значне число різних споживачів, характеристики збитків цих вузлів виявляються достатньо близькими.

2 СТРУКТУРА ЕНЕРГОСИСТЕМИ І ЇЇ МОДЕЛЮВАННЯ

Відповідно до системного підходу вимагається виявити внутрішню структуру системи, склад її елементів і побудувати ієрархію реальної системи, а потім провести еквівалентування і моделювання.

2.1 Структура системи з позицій надійності і засобу її забезпечення

Структура ЕЕС функціонально може бути представлена системоутворюючою частиною і розподільною електричною мережею. Перша у свою чергу за певних умов може розглядатися як та, що складається з відносно незалежної генеруючої підсистеми (концентрована система) і системоутворюючою електричної мережі.

2.1.1 Генеруюча підсистема

Виділення зі всієї ЕЕС генеруючої частини і розгляд її як самостійної підсистеми, щодо незалежної від електричних мереж, має певні межі. Звичайно це допустимо, якщо ЕЕС може бути представлена як концентрована. Під концентрованою системою розуміється така система, в якій електрична мережа не накладає ніяких обмежень на використання генеруючого обладнання в будь-якій точці системи. Таким чином, модель системи в загальному вигляді повинна включати моделі генеруючих агрегатів, узагальненого навантаження енергосистеми і системи управління.

Основні засоби забезпечення надійності даної частини ЕЕС – створення і підтримка резервів (структурне резервування) генеруючої потужності, здійснення технічного обслуговування і ремонту, а також створення і здійснення функціонування системи управління, перш за все протиаварійного.

Загальний резерв генеруючої потужності по своєму призначенню підрозділяється на народногосподарський і технічний.

Народногосподарський резерв $R_{НГ}$ передбачається при проектуванні і плануванні розвитку ЕЕС для компенсації порушення балансу, що виник унаслідок випереджаючого розвитку суміжних галузей народного господарства.

Технічний резерв R_{TX} призначається для компенсації порушення балансу, викликаного технологічними особливостями, властивими ЕЕС. Технічний резерв підрозділяється за цільовим призначенням на аварійний, навантажувальний і ремонтний.

Аварійний резерв R_A предзначений для компенсації зниженої потужності системи, яка викликана відмовами і аварійними простоями генеруючого обладнання. Резерв навантаження (іноді званий частотним) R_H передбачається для покриття випадкових нерегулярних коливань і непередбачених перевищень навантаження над розрахунковим значенням, викликаних неточністю прогнозу. Ремонтний резерв R_P призначається для компенсації енергетичних небалансів при проведенні планових (поточних і капітальних) ремонтів і реконструкції основного обладнання електростанцій. Аварійний і навантажувальний резерви в сукупності об'єднуються поняттям оперативного резерву $R_O = R_A + R_H$

По ступеню мобільності резерв диференціюють на включений $R_{вкл}$ і невключений $R_{нвкл}$.

З погляду енергетичної забезпеченості розрізняється резерв потужності і енергії (повноцінний резерв). Резерв потужності дозволяє відновлювати порушений енергобаланс і підтримувати його тільки протягом відносно нетривалого часу, проте він не забезпечений енергоресурсами (наприклад, резерв на ГЕС); резерв енергії забезпечує вироблення електроенергії в повному об'ємі, але не розвиває потужність, еквівалентну потужності небаланса.

В умовах експлуатації системи використовується ще поняття експлуатаційний резерв, що є різницею між робочою потужністю системи і її навантаженням в даний момент часу. Під робочою потужністю при цьому розуміється потужність системи, зменшена на значення потужності її агрегатів, що знаходяться в станах планового і аварійного ремонтів.

2.1.2 Системоутворююча частина ЕЕС

Під системоутворюючою частиною розуміється сукупність генеруючих джерел і системоутворюючі електричні мережі (іноді також званої основної).

Системоутворююча електрична мережа – частина мережі, функціонально призначена, для передачі потужності і енергії з одних районів в інші і реалізації міжсистемних ефектів (взаєморезервування генеруючих потужностей, зниження максимуму сумарного навантаження об'єднання, концентрації і ефективного використання капітальних вкладень в генеруючі джерела, підвищення одиничних потужностей обладнання і здешевлення витрат на виробництво енергії, підвищення економічності роботи станцій об'єднання, поліпшення структури генеруючих потужностей і т.д.). Необхідність сумісного вивчення роботи генеруючих джерел і електричної мережі виникає при рішенні задач надійності в складних енергооб'єднаннях.

Один з основних засобів забезпечення надійності в даній системі – створення резервів генеруючої потужності у вузлах, так само як і при забезпеченні надійності в концентрованій системі. Разом з тим наявність ліній зв'язку між вузлами дозволяє підвищити надійність при тих же резервах у вузлах за рахунок взаємодопомоги між вузлами. Проте ця можливість з'являється тільки за наявності певних запасів (резервів) в пропускних спроможностях ліній зв'язку. Таким чином, підвищення пропускної спроможності зв'язків між вузлами – засіб забезпечення надійності.

Відмінна особливість енергооб'єднань в порівнянні з концентрованими системами і розподільними мережами з погляду надійності – висунення на перший план такої властивості, як стійкість. Недостатня стійкість (електромеханічна) системи є причиною розвитку аварій. Так, наприклад, якщо в результаті відмови якогось одного елемента між вузлами лінія зв'язку перейшла в новий стан, в якому пропускна спроможність її стала менше передуючого перетікання потужності, то це за відсутності спеціальної автоматики розвантаження лінії приводить до порушення стійкої роботи по даній лінії, асинхронному ходу і втраті всієї лінії зв'язку. Збільшене таким чином збурення в системі може служити причиною подальшого розвитку аварії (втрати стійкості по інших лініях і т.д.).

Інший основний засіб забезпечення надійності – створення і забезпечення роботи системи автоматичного управління, що обмежує перетікання потужності по лінії до допустимого і що проводить розвантаження передачі при зниженні із тих або інших причин її пропускної спроможності.

Отже, резервування, обслуговування, ремонт в основному компенсують прості (часто незалежні) відмови окремих елементів, а управління запобігає ланцюговому розвитку відмов. З цих позицій прості відмови елементів системоутворюючої частини системи приводять лише до зниження потужності, що працює на загальну мережу. За відсутності резерву генерувальної потужності або неможливості, збільшення потужності, передаваної з однієї частини ЕЕС в іншу, через обмежену пропускну спроможність системоутворюючих зв'язків доводиться вдаватися до зниження частоти, обмеженню споживачів. Значення цих обмежень складають одиниці відсотків від загального навантаження ЕЕС, оскільки вірогідність одночасного простою великого числа агрегатів в якій-небудь одній частині ЕЕС мала, а пропускні спроможності системоутворюючих зв'язків, як правило, не перевищують 10–20 % від потужності будь-якої із зв'язуваних частин ЕЕС. Переважне число таких обмежень споживачів здійснюється з їх попереднім повідомленням. Раптові обмеження можуть виникати лише у тому випадку, коли проста відмова елемента настає при проходженні максимуму добового навантаження, а всі можливі джерела резервування вже використані. Поєднання таких умов зустрічається рідко. При цьому унаслідок невеликої глибини обмеження найвідповідальніші споживачі при простих відмовах на верхньому рівні можуть не обмежуватися взагалі.

2.1.3 Розподільна електрична мережа

Під розподільною електричною мережею розуміється частина електричної мережі ЕЕС, що зв'язує електричні станції і вузлові підстанції системоутворюючих мереж із споживачами електричної енергії. Відмови в таких мережах не пов'язані із зменшенням генеруючої потужності системи, що

розташовується, а можуть приводити до відключення окремих споживачів електроенергії.

Електрична мережа забезпечує електропостачання великої кількості різних споживачів (різних по значенню споживаної потужності, важливості з народногосподарських позицій і т.д.), розташованих в різних частинах системи. У зв'язку з цим електрична мережа є багатофункціональним об'єктом, що не дозволяє оцінювати надійність її в загальному випадку тільки одним набором показників по відношенню до функціонального призначення. Тому під показниками надійності мережі розуміється сукупність груп показників надійності відносно заданих її вузлів. Надійність розподільних електричних мереж обумовлюється надійністю і параметрами електромережного обладнання (ЛЕП, трансформаторів, вимикачів і т. д.), схемою його з'єднання і режимами завантаження, а також системою технічного обслуговування і управління (релейним захистом і автоматикою). Основним засобом забезпечення надійності є структурне резервування, релейний захист, протиаварійна автоматика (АПВ і ін.) і автоматика регулювання нормальних режимів (автоматичне регулювання збудження генераторів і синхронних компенсаторів – АРЗ, автоматичне регулювання напруги трансформаторів і т. д.).

При простих відмовах елементів розподільних мереж шини вторинної напруги центрів живлення практично залишаються незалежними джерелами для розподільних мереж електропостачання споживачів. І лише у разі розвитку аварій можуть втратити живлення одночасно дві і більше підстанцій, які є джерелами мережі електропостачання споживачів. Особливістю цього функціонального рівня системи є можливість забезпечення практично будь-якого рівня надійності центрів живлення навантаження при простих відмовах шляхом вибору відповідної схеми мережі (рівня резервування живлення вузлів навантаження). Можливо виборче обмеження споживачів в потужності і енергії, але з обмеженого їх набору. Прості відмови елементів розподільних мереж споживачів (підприємств, міст і т. д.) приводять в несприятливі умови, до

обмежень або відключень тих споживачів, які забезпечувалися елементами, що відмовили.

Отже, якщо відвернутися від аварій, що розвиваються, надійність електропостачання будь-якого споживача визначається надійністю схеми його електропостачання, центру (або центрів) живлення, до якого (або до яких) він приєднаний, і лише в деяких випадках надійністю верхнього рівня ЕЕС (якщо даний споживач відноситься до категорії обмежуваних при дефіцитах потужності). При тих, що розвиваються або так званих системних аваріях практично будь-який споживач може втратити живлення повністю або частково.

2.2 Моделі надійності обладнання системи

При рішенні задач надійності ЕЕС широко використовуються такі методи визначення надійності, як розрахунки і експерименти, які припускають моделювання надійних властивостей обладнання. У зв'язку з цим нижче розглядаються моделі обладнання, які в тому або іншому вигляді можуть використовуватися при рішенні проектних і експлуатаційних задач.

Під силовим обладнанням розуміється обладнання, включене безпосередньо в ланцюзі передачі потоків потужності і енергії.

Повітряні і кабельні ЛЕП є відновлюваними об'єктами, які можуть знаходитися в працездатному стані, відмовляти, переходити в непрацездатний стан, ремонтуватися і після відновлення знову переходити в працездатний стан. Під відмовою тут розуміється всяка подія, що відбулася на лінії, яке приводить до необхідності її відключення. Крім того, ці об'єкти в окремі моменти оперативно відключаються і переходять в неробочий стан, пов'язаний з проведенням профілактичних ремонтів (капітальних, поточних). Таким чином, ЛЕП може моделюватися елементом, який має три стани: працездатний, непрацездатний аварійний (надалі просто непрацездатний або аварійний), непрацездатний плановий (в подальшому – плановий ремонт).

Для ЛЕП характерно два види відмов: стійкі, що приводять до необхідності її відключення і проведення аварійно-відновних робіт, і нестійкі,

які ліквідовуються відключенням лінії і її повторним включенням без проведення аварійно-відновних робіт. Час перерви в останньому випадку залежить від способу повторного включення лінії. При автоматичному повторному включенні цей час складає від десятих часток секунди до декількох секунд, а при включенні оперативним персоналом – до декількох хвилин. У зв'язку з висловленим основними параметрами такого елемента є: частота стійких ω_c і нестійких ω_n відмов, відмова/рік; середня тривалість аварійного ремонту (після стійкої відмови) t_v , рік/відмова; середня тривалість планового ремонту t_p , рік/відкл.; частота планових відключень ω_p відкл/рік. У ряді задач можлива деталізація тривалості планових ремонтів і їх частот на капітальні і поточні. Частоти відмов ЛЕП звичайно залежать від довжини лінії. В більшості випадків, як показує статистика відмов, ця залежність лінійна. Тому, коли узагальнюються показники надійності ліній певного класу, зручно користуватися показниками питомої частоти відмов, відносячи повну частоту відповідних відмов до довжини лінії. Інші показники (t_v , t_p , ω_p) в малому ступені залежать від довжини лінії, що обумовлюється прийнятими формами організації ремонтно-експлуатаційного обслуговування електричних мереж. Тому в практичних розрахунках можна ці показники вважати незалежними від довжини лінії.

Важливим параметром лінії, істотно впливаючим на надійність мережі, є її пропускна спроможність. В даній моделі лінії передбачалося, що відмови приводять до повної втрати її пропускної спроможності (повному відключенню лінії). В окремих випадках відмова якихось елементів лінії може приводити не до повного відключення її, а тільки, наприклад, до відключення однієї фази. Якщо при цьому допустима робота лінії в неповнофазному режимі, то, як правило, знижується її пропускна спроможність. Модель лінії в цьому випадку повинна передбачати ще часткову відмову і частковий непрацездатний стан з відповідними показниками надійності. Слід зазначити також, що для окремих ліній такі показники, як частота відмов, можуть істотно залежати ще від сезонів року і годинника доби.

Вище розглядалася модель одноланцюгової лінії. Якщо лінія багатоланцюгова, тобто окремі ланцюги конструктивно розміщені на одних опорах і тим самим зв'язані між собою механічно, електричною міцністю, то модель такої лінії може бути побудована двома способами: або як модель об'єкту з багатьма частковими відмовами, кожній з яких разом з тим станом, в який переходить об'єкт після відмови, характеризується сукупністю показників, аналогічних розглянутим показникам одноланцюгових ліній; або як сукупність моделей одноланцюгових ліній, але вже не незалежних об'єктів, а залежних. В другому випадку до показників надійності окремих ланцюгів додаються показники надійності сумісних відмов і простоїв.

Трансформатор (автотрансформатор) є відновлюваним об'єктом, який може знаходитися в працездатному стані, відмовляти і переходити в непрацездатний аварійний стан, відновлюватися і знову переходити в працездатний стан. Окрім цього, в певні моменти він оперативно відключається для профілактичних ремонтів або висновку в резерв. Під відмовою тут розуміється всяке пошкодження в трансформаторі, що приводить до необхідності його відключення. Таким чином, трансформатор може, так само як і лінія, моделюватися елементом, що має три стани: працездатне, непрацездатне і планового ремонту. Основними параметрами такого елемента є: частота відмов ω , відмова/рік; середня тривалість аварійного ремонту t_v рік/відмова; середня тривалість планового ремонту $t_{\text{п}}$ рік/відкл.; частота планових відключень $\omega_{\text{н}}$, відкл./рік. Тут, так само як і для ліній, у ряді задач можлива деталізація планових ремонтів на капітальні і поточні.

Показники надійності трансформаторів мало залежать від тих чинників, які впливають на показники надійності ліній. Можна відзначити, що для всіх трифазних трансформаторів відмови приводять до повного відключення об'єкту. Для трансформаторів, що складаються з групи однофазних (якщо допустимий неповнофазний режим), відмова може бути частковою.

Вимикач є одним з складних об'єктів електричної мережі. Так само як ЛЕП і трансформатор, вимикач – відновлюваний об'єкт, який може знаходитися

в трьох станах: працездатному, непрацездатному і в плановому ремонті. Вимикач має багатоманітні види відмов, які можуть приводити до різних наслідків в системі.

Розглянемо докладніше можливі пошкодження у вимикачі і їх наслідки (рис. 2.1). Пошкодження типу 1 (наприклад, пробій ізоляції лівої колонки) може супроводитися локалізацією їх справа (з одного боку) вимикачем або суміжними комутаційними апаратами. Зліва ж ці пошкодження локалізуються тільки суміжними комутаційними апаратами. Таким чином, дані пошкодження типу 1 можуть викликати відмови двох видів:

- що приводять до необхідності роботи всіх суміжних комутаційних апаратів тільки з одного боку (лівої) вимикача (відмова вигляду 1);
- що приводять до необхідності роботи всіх суміжних комутаційних апаратів з обох боків вимикача (відмова вигляду 3).

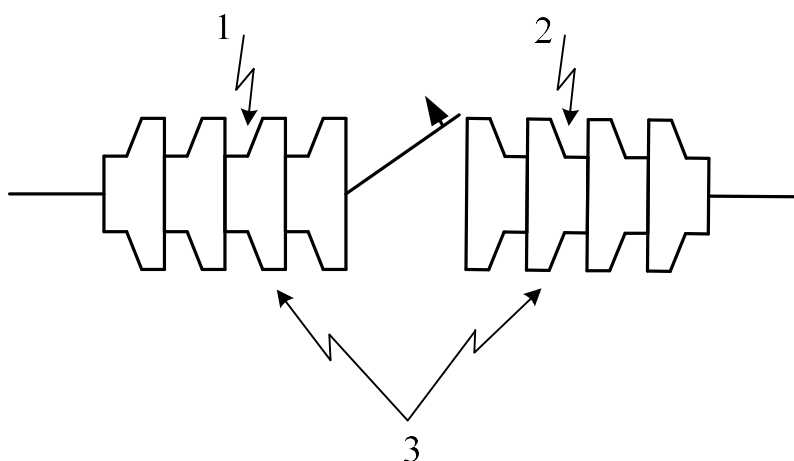


Рисунок 2.1— Пошкодження у вимикачі

Пошкодження типу 2 аналогічні по своїх наслідках пошкодженням типу 1, міняється тільки сторона (відмова вигляду 2).

Пошкодження типу 3 (наприклад, падіння вимикача, перекриття відключаючої камери) приводить до відмови, в результаті якої необхідна робота всіх суміжних комутаційних апаратів (відмова вигляду 3).

Крім того, зустрічаються випадки, коли в результаті якихось неполадок відбувається мимовільне відключення вимикача (розривши ланцюги), що не

супроводиться відключенням суміжних комутаційних апаратів, так зване помилкове спрацювання (відмова вигляду 4).

Розглянуті види відмов звичайно є незалежними і за природою своїй аналогічні відмовам ЛЕП і трансформаторам. Разом з цим у вимикачів є відмови спрацювання при появі вимоги як на відключення (відмова вигляду 5), так і на включення (відмова вигляду 6), наприклад, при автоматичному введенні резерву (АВР). Якщо перші види відмов незалежні, то останні обумовлюються вже виникаючими вимогами, які звичайно пов'язані з відмовами інших елементів мережі, що робить їх залежними.

У зв'язку з висловленим основними показниками надійності вимикача є: частота відмов вигляду 1, 2, 3 і 4, що позначається відповідно $\omega_{(1)}$, $\omega_{(2)}$, $\omega_{(3)}$ і $\omega_{(4)}$, відмова/рік; вірогідність відмови спрацювання на вимогу (відносна частота відмов) відключення $\rho_{\text{відкл}}$ і включення $\rho_{\text{вкл}}$; середня тривалість аварійного ремонту $t_{\text{в}}$, рік/відмова; середня тривалість планового ремонту $t_{\text{п}}$ рік/відкл.; частота планових відключень $\omega_{\text{п}}$, відкл/рік; частота оперативних перемикачів $\omega_{\text{оп}}$, перем/рік. Показник надійності — вірогідність спрацювання на вимогу відключення $\rho_{\text{відкл}}$ у свою чергу, може підрозділятися на вірогідність відмови при аварійних відключеннях (надструмів) і при оперативних перемиканнях.

Розглянута модель 1 вимикача — якнайповніша. В практичних розрахунках окремі показники можуть бути неістотними і ними можна нехтувати. Модель, що часто вживається, 2 вимикача включає лише два показники відмов: частоту відмов вигляду 3 — $\omega_{(3)}$ (частоту відмов в статичному стані) і вірогідність відмови спрацювання на вимогу відключення надструмів. При цьому $\omega_{(3)}$ включає і відмови, що виникають при оперативних перемиканнях, враховані виходячи з середніх частот перемикачів. Найгрубішою є модель 3, представляюча вимикач тільки одним видом відмов, по наслідках співпадаючих з відмовою вигляду 3. Показник частоти відмов при цьому включає усереднені всі відмови з такими наслідками.

Відокремлювач функціонально з позицій надійності виконує в мережі таку ж роль, як і вимикач, тому може моделюватися так само, як і вимикач.

Роз'єднувач відіграє в мережі самотійну роль комутаційного апарату, має модель, аналогічну моделі вимикача, але у якого $\rho_{\text{відкл}} = 1$

Шини розподільних пристроїв мають модель, аналогічну моделі лінії.

Система управління включає оперативне обслуговування, пристрої релейного захисту (РЗ) і протиаварійної автоматики (ПА). Вплив оперативного обслуговування в основному позначається на показниках надійності комутаційних елементів (вимикачів, відокремлювачів, роз'єднувачів) і в окремих випадках на показниках трансформатора.

Більшість видів відмов вимикача приводить до необхідності відключення суміжних вимикачів. Якщо пошкоджений вимикач не від'єднувати від мережі, то тривалість відмови стану визначатиметься часом відновного ремонту. При цьому знеструмлюються споживачі, одержуючи живлення через суміжні відключення, але не через пошкоджені вимикачі. Якщо ж пошкоджений вимикач від'єднати від мережі (для чого звичайно кожний вимикач забезпечується з двох сторін роз'єднувачами), то є можливість включити відключені суміжні вимикачі і відновити живлення відповідних споживачів або підвищити надійність мережі.

Час проведення вказаних перемикачів звичайно значно менше часу ремонту вимикача. У зв'язку з висловленим показники надійності вимикача доповнюються показником – середній час оперативних перемикачів з метою локалізації пошкодженого вимикача – t_y , рік/відмова.

Стосовно моделі надійності трансформаторів оперативне обслуговування може вплинути на неї тільки за наявності резервних фаз трансформаторів. В цьому випадку пошкоджений трансформатор замінюється резервним, що значно знижує час перерви живлення. У зв'язку з висловленим показники надійності трансформатора доповнюються показником – середній час заміни резервними трансформаторами або фазою трансформатора (якщо вони є) – $t_{\text{зам}}$.

Пристрої РЗ і ПА – могутні засоби підвищення надійності електричної мережі. Їх функціонування в більшості випадків може бути відображено в моделях надійності силових елементів мережі або введенням додаткових

показників, або коректуванням тих, які є. Таким же чином може бути врахована і надійність пристроїв РЗ і ПА, що є іноді причиною відмов в електричній мережі. Найістотнішими показниками надійності РЗ і ПА є: частота помилкових спрацьовувань ω^a , спрац/рік; вірогідність зайвого спрацьовування на вимогу, яка не відносилася до даного пристрою РЗ або ПА $\rho^a_{\text{зайв}}$ спрац/вимог. поза зоною; вірогідність відмови (відносна частота відмов) ρ^a , відмова/вимог.

Перший вид відмов обумовлений мимовільним спрацьовуванням РЗ або ПА (наприклад, неправильні дії оперативного або ремонтного персоналу при перевірці РЗ і ПА). Другий вид відмов обумовлений зайвим спрацьовуванням РЗ і ПА при деяких збуреннях в системі, при яких даний пристрій РЗ або ПА не повинен був би працювати (наприклад, неселективна робота РЗ). Третій вид відмов пов'язаний з непрацездатним станом пристрою РЗ або ПА в той момент, коли потрібна його робота.

Звичайно всі дії РЗ і ПА зосереджуються на вимикачах. Тому модель надійності вимикача змінюється слідуочим чином. Наявність пристроїв РЗ і ПА робить роботу і відмови вимикачів залежними від відмов іншого обладнання. Так, пошкодження на ЛЕП або в трансформаторі приводить через РЗ в роботу відповідний вимикач, який разом з успішною роботою може і відмовити при успішній роботі РЗ. Наявність на даному комплексі обладнання автоматики повторного включення (АПВ) призводить до того, що на одне пошкодження обладнання (лінії, трансформатора), що захищається, виникає декілька вимог спрацьовування вимикача, що збільшує вірогідність (відносну частоту) відмови спрацьовування (по відношенню до кількості пошкоджень). Це збільшення можна визначити таким чином. При пошкодженні об'єкту, що захищається, вимикач, відключаючи об'єкт з вірогідністю $\rho_{\text{відкл}}$ відмовляє і з вірогідністю $(1 - \rho_{\text{відкл}})$ не відмовляє (вимикає). При успішному відключенні і наявності АПВ вимикач знову включається. Якщо на об'єкті, що захищається, наприклад лінії, пошкодження стійке, то виникає повторна необхідність у відключенні того ж пошкодження об'єкту. При цьому з вірогідністю $(1 - \rho_{\text{відкл}})$ $(1 - \rho_{\text{вкл}})$ $\rho_{\text{відкл}}$ вимикач відмовляє, а з вірогідністю $(1 - \rho_{\text{відкл}})^2(1 - \rho_{\text{вкл}})$ не відмовляє. В загальному

випадку при $k_{АПВ}$ -му повторному відключенні того ж пошкодження вимикач з вірогідністю $[(1 - \rho_{вкл})(1 - \rho_{відкл})]^{k_{АПВ}} \rho_{відкл}$ відмовить. Отже, повна вірогідність відмови вимикача при одному стійкому пошкодженні об'єкту, що захищається, і за наявності $k_{АПВ}$ -кратного автоматичного повторного включення складе:

$$\rho_{відкл.розр} \approx \rho_{відкл} (1 + k_{АПВ}) \quad (2.1)$$

При реальних значеннях $\rho_{відкл} (\rho_{відкл} < 0,1)$ і $k_{АПВ} (k_{АПВ} = 1 \div 2)$

$$\rho_{відкл.розр} \approx \rho_{відкл} (1 + k_{АПВ}) \quad (2.2)$$

Якщо врахувати ще відмови пристроїв РЗ і ПА, то це додатково збільшить вірогідність відмови. Оскільки вірогідність відмов мала, то:

$$\rho_{відкл\Sigma} \approx \rho_{відкл.розр} + \rho^a \quad (2.3)$$

Помилкову роботу пристроїв РЗ і ПА можна врахувати збільшенням частоти помилкових відмов вимикача (відмова вигляду 4) на частоту помилкових спрацьовувань РЗ і ПА.

$$\omega_{(4\Sigma)} = \omega_{(4)} + \omega^a \quad (2.4)$$

Зайві спрацьовування РЗ і ПА вимагають додавання до моделі вимикача ще одного показника – вірогідності зайвого спрацьовування пристроїв РЗ і ПА – $\rho^a_{зайв}$.

Основним елементом генеруючої підсистеми є генеруючий агрегат, в якості якого можуть виступати турбіна, електричний генератор, як по окремо, так і в певній сукупності.

Генеруючий агрегат може знаходитися в працездатному стані, відмовляти, переходити в непрацездатний стан, ремонтуватися і переходити знову в працездатний стан. Під відмовою тут розуміється всяке виникле в агрегаті пошкодження, що вимагає його відключення від системи. Для генеруючих агрегатів характерно наявність великої частки поступових відмов. Поступовість виявляється в тому, що часто виникаючі пошкодження не вимагають моментального зняття з нього навантаження і відключення від системи, а дозволяють відкласти це до моменту, більш сприятливого для системи (наприклад, до часу зниження загального навантаження системи або на час пуску резервного агрегату). Крім того, агрегати можуть оперативно відключатися для проведення на них планових ремонтів або виводитися в резерв. Таким чином, генеруючі агрегати повинні моделюватися елементами, які можуть знаходитися в трьох станах: працездатному і двох непрацездатних (аварійному і ремонтному).

З позицій надійності важливо і така властивість агрегату, як час пуску і включення його в роботу і швидкість набору навантаження.

Основними показниками надійності є: частота всіх відмов ω , відмова/рік, у тому числі раптових ω_p , поступових $\omega_{\text{пост}}$; частота планових відключень в ремонт $\omega_{\text{п}}$, відкл/рік, у тому числі в капітальний $\omega_{\text{п.к}}$, в поточний $\omega_{\text{п.т}}$; середня тривалість аварійного ремонту $t_{\text{в}}$ рік/відмова; середня тривалість планових ремонтів $t_{\text{в}}$ рік/відмова, у тому числі капітальних $t_{\text{в.к}}$; поточних $t_{\text{в.п}}$, відносна тривалість знаходження агрегату в аварійному ремонті.

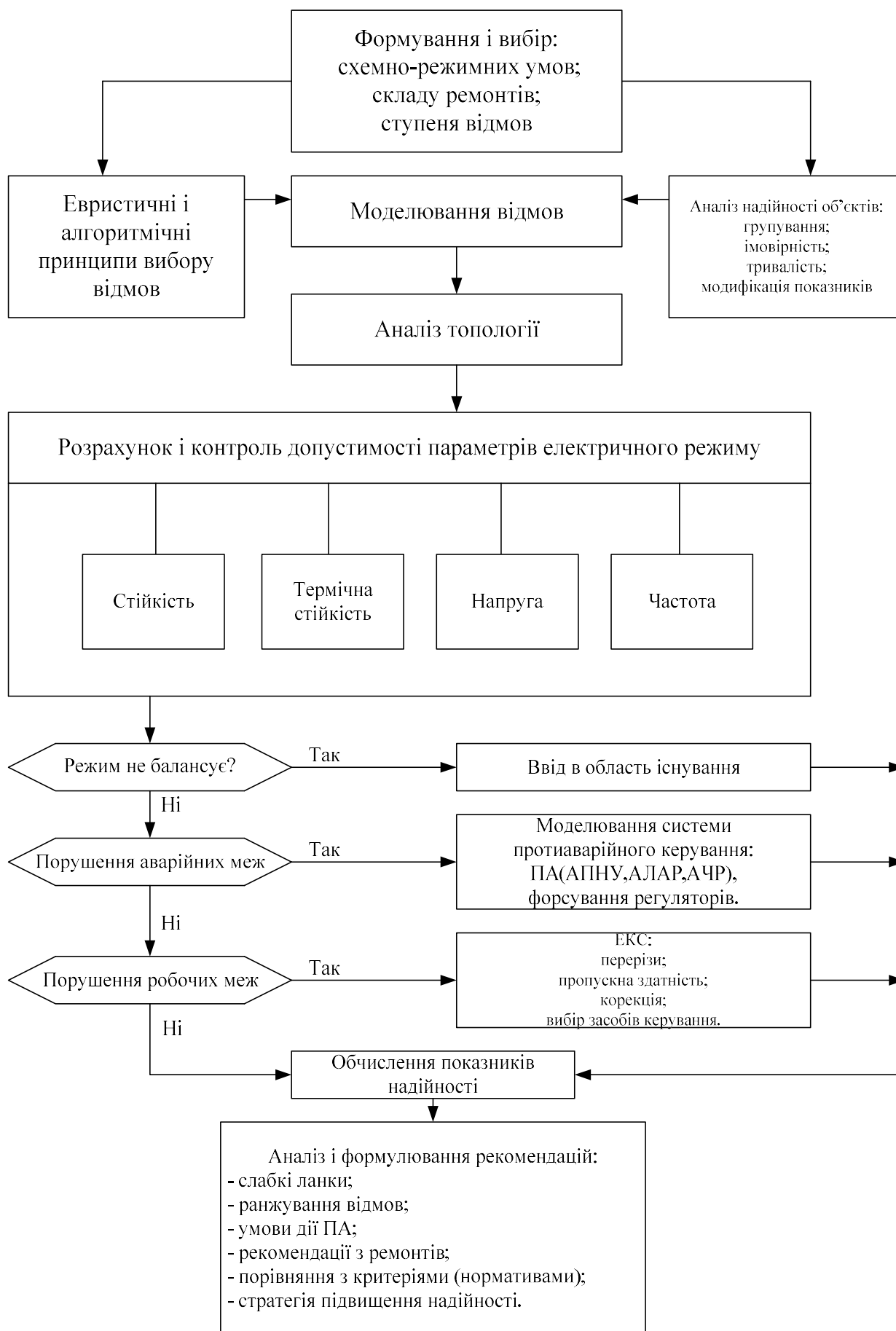


Рисунок 2.2 – Функціональна схема задачі комплексного аналізу надійності

Узагальнене навантаження є сукупністю всіх споживачів системи, які системою управління можуть вибірково відключатися. Під системою управління перш за все розуміється сукупність диспетчерських вказівок про відключення у випадках необхідності тих або інших споживачів, автоматичне частотне розвантаження (АЧР) і частотне автоматичне повторне включення (ЧАПВ) споживачів.

2.3 Моделі надійності структури системи

Під структурою системи розуміються склад її елементів, їх зв'язки і взаємодія. Модель структури системи є схемою (іноді звану схемою надійності), що складається з вузлів і віток з певними показниками надійності, які показують шляхи передачі енергії від джерел до споживачів, приєднаних у вузлах системи. Функціональна відмінність системоутворюючої частини ЕЕС і розподільної мережі приводить і до певних відмінностей в моделях їх структур. Методично доцільно спочатку розглянути модель другої підсистеми.

2.3.1 Модель структури розподільної електричної мережі

В загальному випадку вузли і вітки структурної схеми можуть знаходитися в різних станах (працездатному, непрацездатному, частково працездатному). Проте практично представляє інтерес така модель, в якій вузли і вітки можуть знаходитися тільки в двох станах: працездатному і непрацездатному (в загальному випадку підрозділяється на аварійне і планове), оскільки для такої моделі вже розроблені методи розрахунку надійності системи. Тому моделі обладнання бажано вибирати такі, які дозволяють звести всі стани об'єкту до двох. В більшості випадків це вдається зробити. При цьому з двох розглянутих моделей багатоланцюгової ЛЕП необхідно вибрати ту, яка представляє її у вигляді окремих залежних ланцюгів. Якщо вдається змодельовати таким чином всі об'єкти мережі, то звичайно модель надійності структури мережі виявляється подібній схемі електричних з'єднань обладнання.

Розглянемо далі, які реальні об'єкти моделюються вузлами і гілками. Тут можливі два варіанти 1) схема надійності повністю повторює схему електричних з'єднань. Вузли моделюють те обладнання, яке фізично об'єднує ланцюги (більше двох), наприклад шини розподільних пристроїв, 2) все обладнання, не розділене комутаційними апаратами, моделюється вузлом. Гілки моделюють тільки комутаційну апаратуру. При цьому в один вузол її обов'язково повинні сходитися більше двох віток. Наприклад, ЛЕП між двома підстанціями, забезпечена по кінцях вимикачами, моделюватиметься вузлом, до якого підходять всього дві вітки (вимикачі по її кінцях).

Після вибору варіанту моделі мережі слідує задача формування показників надійності вузлів і віток схеми з показників обладнання мережі. Показниками надійності вузлів є: частота стійкого погашення вузлів, внаслідок чого вони від'єднуються примикаючими вітками від мережі, $\omega_{\text{ст}}$, відмова/рік; те ж, але нестійкого $\omega_{\text{н}}$, відмова/рік, частота виводу вузла в плановий ремонт $\omega_{\text{п}}$, відкл/рік; середня тривалість аварійного відновлення $t_{\text{в}}$ рік/відмова; середня тривалість планового ремонту $t_{\text{п}}$, рік/відкл. Показниками надійності вітки являються: частота аварійного розриву вітки $\omega_{\text{а}}$, відмова/рік; частота планових відключень вітки $\omega_{\text{п}}$, відкл/рік; вірогідність відмови в розмиканні вітки при виникненні вимоги від k -го вузла $\rho_{\text{відкл}(k)}$; середня тривалість аварійного відновлення $t_{\text{в}}$ рік/відмова; середня тривалість планового ремонту $t_{\text{п}}$, рік/відкл.

В тих випадках, коли з'являються залежні відмови і стани окремих елементів, необхідні також показники, які характеризують ці відмови і стани (багатоланцюгові лінії, дія РЗ і ПА).

Для ілюстрації сформуємо показники надійності вузлів і віток схеми надійності при другому варіанті моделювання обладнання мережі (вітки – комутаційні апарати, вузли – вся решта обладнання, що знаходиться між комутаційними апаратами).

Частота відмови вузла складається з частоти відмов обладнання, модельованого даним вузлом (лінії, трансформатора, шин РУ і т. д.), і частоти відмов вигляду 1 або 2 вимикачів, приєднаних до даного обладнання:

$$\omega_i = \sum_k^{O_i} \omega_k + \sum_l^{B_i} \omega_{(1,2)l} ; \quad (2.5)$$

де O_i , — номер і кількість обладнання, яке моделюється (i -м вузлом; l і B_i — номер і кількість вимикачів, підключених до обладнання i -го вузла.

Частота виводу в плановий ремонт залежить від організації ремонтно-експлуатаційного обслуговування мережі. Виходячи з принципу максимального поєднання ремонтів різного обладнання, функціонально достатньо сильно зв'язаного між собою, шукана частота звичайно визначається частотою ремонту того об'єкту, що входить у вузол, для якого вона найбільша:

$$\omega_{\Pi i} = \max_k \{ \omega_{\Pi k} \} \quad (2.6)$$

Середня тривалість аварійного відновлення вузла визначається зважуванням середніх часів аварійного ремонту обладнання вузла і часів оперативних відключень пошкоджених вимикачів, приєднаних до даного обладнання:

$$t_{Bi} = \frac{1}{\omega_i} \left[\sum_{k=1}^{O_i} \omega_k t_{Bk} + \sum_{l=1}^{B_i} \omega_{(1,2)l} t_{yl} \right] \quad (2.7)$$

Середня тривалість планового ремонту вузла, так само як і частота, залежить від організації ремонтно-експлуатаційного обслуговування мережі. Якщо частоти планових ремонтів всього обладнання вузла співпадають, що, як правило, має місце, то середня тривалість планового ремонту вузла визначається середньою тривалістю того об'єкту вузла, для якого вона найбільша:

$$t_{\Pi i} = \max_k \{ t_{\Pi k} \} \quad (2.8)$$

Частота аварійного розриву вітки визначається частотою помилкових спрацьовувань вимикача, включаючи помилкову роботу РЗ і ПА, а також частотою зайвих його спрацьовувань при появі вимог в k-му вузлі:

$$\omega_{ij} = \omega_{(4)} + \omega^a + \sum_k \rho_{зайв(k)}^a \omega_{(k)} \quad (2.9)$$

Частота планових відключень вітки визначається частотою планових ремонтів вимикача:

$$\omega_{пij} = \omega_{п.викл} \quad (2.10)$$

Вірогідність відмови в розмиканні вітки при виникненні вимоги від k-го вузла визначається вірогідністю відмови вимикача з урахуванням зв'язку його РЗ і ПА з k-м вузлом і ненадійністю пристроїв РЗ і ПА:

$$\rho_{ij(k)} = \rho_{розр ij(k)} + \rho_{ij(k)}^a \quad (2.11)$$

Середня тривалість аварійного відновлення вітки визначається сумарним часом знаходження вимикача в ремонті, віднесеного до частоти ω_{ij} :

$$\begin{aligned} t_{vij} = \frac{1}{\omega_{ij}} & ((\omega_{(1)} + \omega_{(2)} + \omega_{(3)} + \sum_k \rho(1 + k_{АПВ})\omega_{yk} + \\ & + \sum_k \rho\omega_{пk})(t_v - t_y) + \omega_{(3)}t_v + (\omega^a + \sum_k \rho_{зайв(k)}^a \omega_{(k)} + \\ & + \sum_k \rho_{ij(k)}^a \omega_k)t_y) \end{aligned} \quad (2.12)$$

Середня тривалість планового ремонту вітки визначається середньою тривалістю планового ремонту вимикача:

$$t_{\pi ij} = t_{\pi \text{ викл}} \quad (2.13)$$

Крім показників надійності окремих елементів схеми надійності є ще залежні відмови суміжних вузлів при появі відмови вигляду 3 на вимикачі, що сполучає ці вузли:

$$\omega_{i-j} = \omega_{(3)}; t_{i-j} = t_y \quad (2.14)$$

Отримана модель надійності структури електричної мережі достатньо повна. В практичних розрахунках часто значною частиною становлячих показників надійності віток і вузлів при рішенні окремих задач можна нехтувати або через їх незначний вплив на результат, або через однаковий вплив на результат в зіставних ситуаціях.

В більш загальному випадку приведені показники надійності можуть бути ще функцією режимних параметрів, розподілу струмів короткого замикання по мережі і т.д.

Хоча приведена модель достатньо повна, проте і вона не завжди враховує деякі чинники або пристрої автоматики, які використовуються або використовуватимуться. Проте завжди можна підібрати зручний зв'язок між показниками схеми надійності і цими пристроями. Наприклад, в моделі не розглядалося віддзеркалення вимикачів, які нормально відключені, але на них впливає автоматика введення резерву (АВР). З позицій надійності такі вимикачі можна розглядати включеними і моделювати відповідними вітками. Відмови ж їх на вимоги включення моделювати як розриви віток.

Приклад 2.1. Вимагається скласти математичною модель структури мережі, представленої на рис. 2.2.

Рішення. Схему надійності мережі представимо сукупністю вузлів і віток, де вітки моделюють вимикачі і відокремлювачі, а вузли – вся решта об'єктів

мережі, включаючи і частину відмов вимикачів. При такому моделюванні схема надійності прийме вигляд, представлений на рис 2.3, де біля кожної вітки і вузла вказані ті мережні об'єкти, які відображають дану вітку і вузол. Цифри в дужках у вимикачів показують види відмов, які враховуються даним елементом схеми. Визначимо показники надійності елементів схеми. Ненадійністю джерел живлення (вузли 1' і 1'') знехтуємо, що дозволить об'єднати їх в один вузол (1). Нехтуватимемо також ненадійністю комутаційної апаратури і шин на напрузі 10 кВ. Передбачається, що всі вимикачі масляні, а частоти відмов виду 1 і 2 малі в порівнянні з іншими частотами.

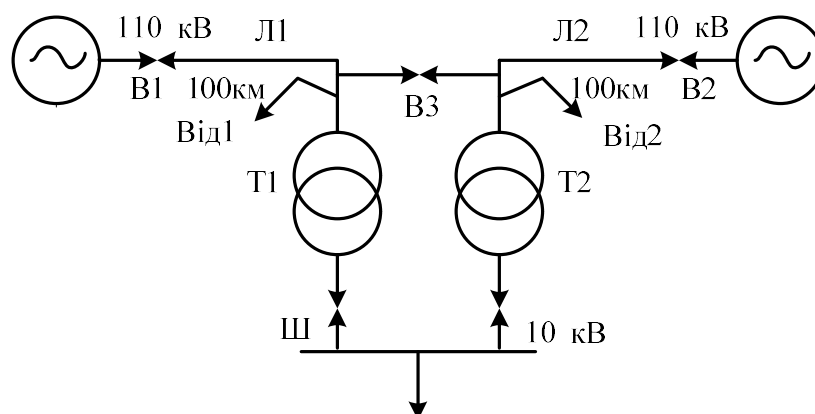


Рисунок 2.2– Схема електричної мережі

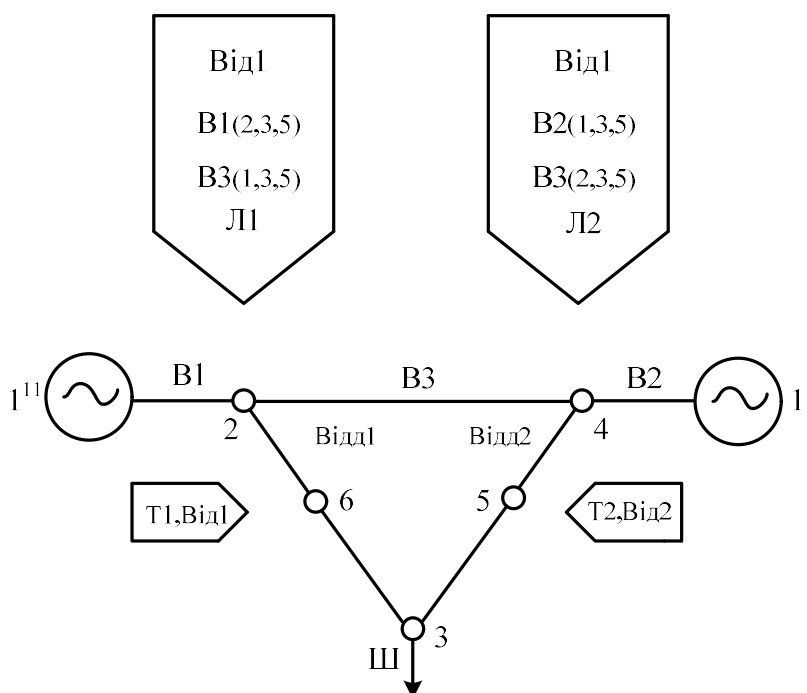


Рисунок 2.3– Схема надійності мережі

Вузли 2 і 4

частота стійких відмов $\omega_{ст2} = \omega_{ст4} = \omega_{ст0л}1 = 1,4 \cdot 10^{-2} \cdot 100 = 1,4$;

частота нестійких відмов $\omega_{н2} = \omega_{н4} = \omega_{н0л}1 = 3,2 \cdot 10^{-2} \cdot 100 = 3,2$;

середня тривалість відновлення $t_{в2} = t_{в4} = t_{в.л} = 0,5 \cdot 10^{-3}$;

частота і відносна тривалість планових ремонтів $\omega_{п2} = \omega_{п4} = 1$, $\tau_2 = \tau_4 = 0,5 \cdot 10^{-3}$;

вірогідність непрацездатного (аварійного) стану

$$q_2 = q_4 = \omega_{стт} \cdot t_{в2} = 1,4 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,7 \cdot 10^{-3}.$$

Вузли 5 і 6

частота стійких відмов $\omega_{ст5} = \omega_{ст6} = \omega_{ст.т} = 0,01$;

частота нестійких відмов $\omega_{н5} = \omega_{н6} = 0$;

середня тривалість відновлення $t_{в5} = t_{в6} = t_{в.т} = 60 \cdot 10^{-3}$;

частота і відносна тривалість планових ремонтів $\omega_{п5} = \omega_{п6} = 1$, $\tau_5 = \tau_6 = 7,5 \cdot 10^{-3}$;

вірогідність непрацездатного (аварійного) стану

$$q_5 = q_6 = \omega_{стт} \cdot t_{в5} = 0,01 \cdot 60 \cdot 10^{-3} = 0,6 \cdot 10^{-3}.$$

Вітки 1-2 і 1-4

частота аварійного розриву (прийнято, що на лініях встановлений дистанційний захист без високочастотного блокування – ПЗ-158);

вірогідність відмови в розмиканні при виникненні вимоги у вузлах 2 і 6 для вітки 1–2 і 4,5 для вітки 1–4

$$\rho_{ст14(45)} = \rho_{ст12(26)} = \rho(1 + k_{АПВ}) + \rho^a = 0,6 \cdot 10^{-2}(1 + 1) + 0,57 \cdot 10^{-2} = 1,77 \cdot 10^{-2};$$

$$\rho_{н14(45)} = \rho_{н12(26)} = \rho + \rho^a = 0,6 \cdot 10^{-2} + 0,57 \cdot 10^{-2} = 1,17 \cdot 10^{-2};$$

середня тривалість аварійного відновлення

$$\begin{aligned} t_{в14} = t_{в12} = & \frac{1}{\omega_{14}} ((\omega_{(3)} + \rho_{відкл14(4,5)}(1 + k_{АПВ})(\omega_{ст4} + \omega_{ст5}) + \\ & + \rho_{відкл14(24)})(\omega_4 + \omega_5))(t_{в} - t_y) + \omega_{(4)}t_{в} + (\omega^a + \rho_{зайв}^a(\omega_2 + \omega_6) + \\ & + \rho_{відкл}^a(\omega_{ст4} + \omega_{ст5} + \omega_{н4} + \omega_{н5}))t_y) = 4,9 \cdot 10^{-2} \end{aligned}$$

частота і відносна тривалість планового ремонту $\omega_{п12} = \omega_{п14} = 1$ відкл/рік;

$$\tau_{12} = \tau_{14} = 6,5 \cdot 10^{-3};$$

вірогідність аварійного стану віток

$$q_{14} = q_{12} = 2,45 \cdot 10^{-2} \cdot 4,9 \cdot 10^{-3} = 12 \cdot 10^{-5}.$$

Вітка 4-2.

частота аварійного розриву

$$\omega_{42} = \omega_{(4)} + \omega^a + \rho_{зайв}^a \cdot 0 = 1,67 \cdot 10^{-2};$$

вірогідність відмови в розмиканні вітки при вимогах у вузлах 2,4, 5 і 6

$$\rho_{ст 42(2\ 4\ 5\ 6)} = \rho(1 + k_{АПВ}) + \rho^a = 1,77 \cdot 10^{-2};$$

$$\rho_{н 42(2\ 4\ 5\ 6)} = \rho + \rho^a = 1,17 \cdot 10^{-2};$$

середня тривалість аварійного відновлення $t_{в42} \approx 4,9 \cdot 10^{-3};$

частота і відносна тривалість планового ремонту $\omega_{п42} = 1$, $\tau_{42} = 6,5 \cdot 10^{-3};$

вірогідність аварійного стану

$$q_{42} \approx \omega_{42} \cdot t_{в42} = 8,2 \cdot 10^{-5}.$$

Вітки 4-5 і 2-6 (комутаційні апарати відокремлювачі)

частота аварійного розриву $\omega_{45} = \omega_{26} = 0;$

вірогідність відмови на вимогу $\rho_{45} = \rho_{26} = 0$ (відокремлювачі передбачаються автоматичними, розмикаючи ланцюг, в безструмову паузу, забезпечувану всіма суміжними вимикачами);

середня тривалість аварійного відновлення

$$t_{в45} = t_{в26} = (t_{в}^{відд} - t_{ст}) = (0,40 - 0,03) = 0,37 \cdot 10^{-3};$$

планові ремонти відокремлювачів (віток) поєднуються з ремонтами трансформаторів (вузлів 5 і 6).

Частоти сумісного погашення вузлів 2-4 – 5- 6, 4-5, 2-6 відповідно

$$\omega_{2-4-5-6} = \omega_{(3)} + \rho^{оп} \omega_{викл}^{оп} = 0,3 \cdot 10^{-2} + 0,01 \cdot 15 \cdot 10^{-2} = 0,45 \cdot 10^{-2};$$

$$\omega_{4-5} = \omega^{відд} = 2 \cdot 10^{-2};$$

$$\omega_{2-6} = \omega^{відд} = 2 \cdot 10^{-2}.$$

Тривалість сумісного погашення тих же поєднань вузлів

$$t_{B2-4-5-6} = t_{B4-5} = t_{B2-6} = t_{CT} = 0,03 \cdot 10^{-3}.$$

Аналіз отриманих числових даних показує:

- а) хоча частота відмов ЛЕП значно більше трансформаторів (на декілька порядків), відносні тривалості аварійного відновлення (вірогідність застати в аварійному стані) цих об'єктів близькі один до одного;
- б) частоти і відносні тривалості розривів віток (моделюючи вимикачі) значно менше обичних для вузлів, що звичайно дозволяє без особливої погрішності нехтувати ними.

2.3.2 Модель структури системоутворюючої частини ЕЕС

З визначення даної підсистеми виходить, що елементами її є генерувальні агрегати, ЛЕП, комутаційні пункти, а також, можливо, і трансформатори зв'язку мереж різних класів напруги, тобто ті ж елементи, за винятком генерувальних агрегатів, які брали участь при формуванні моделі надійності розподільної електричної мережі. Таким чином, якщо до розглянутої моделі структури мережі додати у вузли генераторні елементи, то можна отримати модель структури системоутворюючої частини ЕЕС. Проте велика кількість агрегатів у вузлах різко ускладнить і зробить громіздкою схему. Крім того, модель вже не буде дворівневою і з'явиться необхідність введення і моделювання маси часткових відмов.

Тому з ускладненням системи закономірно виникає питання про подальшу агрегацію елементів, про еквівалентне укрупнення і підвищення їх узагальненості. З цих позицій часто зручно систему представити сукупністю окремих концентрованих вузлів і узагальнених ліній зв'язку між ними. В цьому випадку елементами є концентровані вузли системи і лінії зв'язку між ними. Такі елементи не можуть моделюватися двома і навіть трьома станами і відповідно цим станам показниками надійності. Спектр показників надійності узагальнених елементів визначається характером вирішуваних задачі і математичними

моделями системи, що використовуються. Найхарактернішими показниками концентрованих вузлів є: закон розподілу вірогідності аварійного зниження генеруючої потужності вузла $F^3_i (\Delta W_c)$, закон розподілу вірогідності дефіцитів потужності $F^D_i (D_i)$, характеристики частот їх і т.д. Характерними показниками надійності ліній зв'язку між вузлами є: показники, що характеризують надійність окремих станів ліній (вірогідність і частоти їх настання) і пропускні спроможності ліній в цих станах.

3 ОСОБЛИВОСТІ ПЛАНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ РЕЖИМІВ

3.1 Особливості моделювання і корекції усталених електричних режимів під дослідження надійності ЕЕС

Розрахунки усталених режимів під час оцінки надійності ЕЕС проводяться для перевірки здатності системи протистояти аварійним відмовам устаткування в нормальній і ремонтних схемах ЕЕС, а також для перевірки ефективності коригувальних за умовами надійності заходів.

Ці задачі містять у собі також: перевірку допустимості контрольованих параметрів післяаварійного усталеного режиму, завантаженню ліній, рівнів напруги навантажувальних вузлів (P , Q), генерації реактивної потужності генераторних вузлів (P , U), потужності базисного вузла й ін.; визначення ваги відмов; моделювання дії ПА.

За завантаженням ліній і трансформаторів розподільних електричних мереж обмеження приймаються з урахуванням умов термічної стійкості проводів; за рівнями напруги вони визначаються якістю електроенергії по відхиленню напруги й стійкістю навантаження; для основних мереж крім обмежень по термічній стійкості задається пропускна здатність ліній, виходячи з умов збереження необхідного запасу статичної стійкості.

Проблема застосування повних моделей і надійних методів їх рішення залишається. З розвитком обчислювальної техніки (особливо із застосуванням ПЕОМ) і створенням швидкодіючого інформаційного міжмашинного обміну в розроблювальних програмних комплексах, з'являється можливість застосування повних моделей усталеного режиму. Найбільше зручно для користувача, коли така програма перебуває на персональній ЕОМ, зв'язаній як з міні-ЕОМ ОІК, так і з універсальною ЕОМ обчислювального комплексу АСДУ.

Основні особливості розроблених моделей розрахунку усталеного режиму при дослідженні надійності ЕЕС такі.

1. Необхідність контролю й забезпечення допустимого рівня напруги в протяжних електричних мережах обумовлює застосування РУР у комплексній

формі.

2. Взаємозв'язок методу розрахунку усталеного режиму з алгоритмами автоматичного вибору й моделювання відмов в електричній мережі обумовлює для ефективної програмної реалізації застосування РУР з постійною матрицею параметрів схеми, а в ітераційній схемі – постійної матриці Якобі.

3. Забезпечення надійності роботи моделі при поділі системи (у результаті відмови або його розвитку) на незалежні частини, включаючи виділення пасивних вузлів, вимагає спеціальної модифікації методів розв'язання РУР.

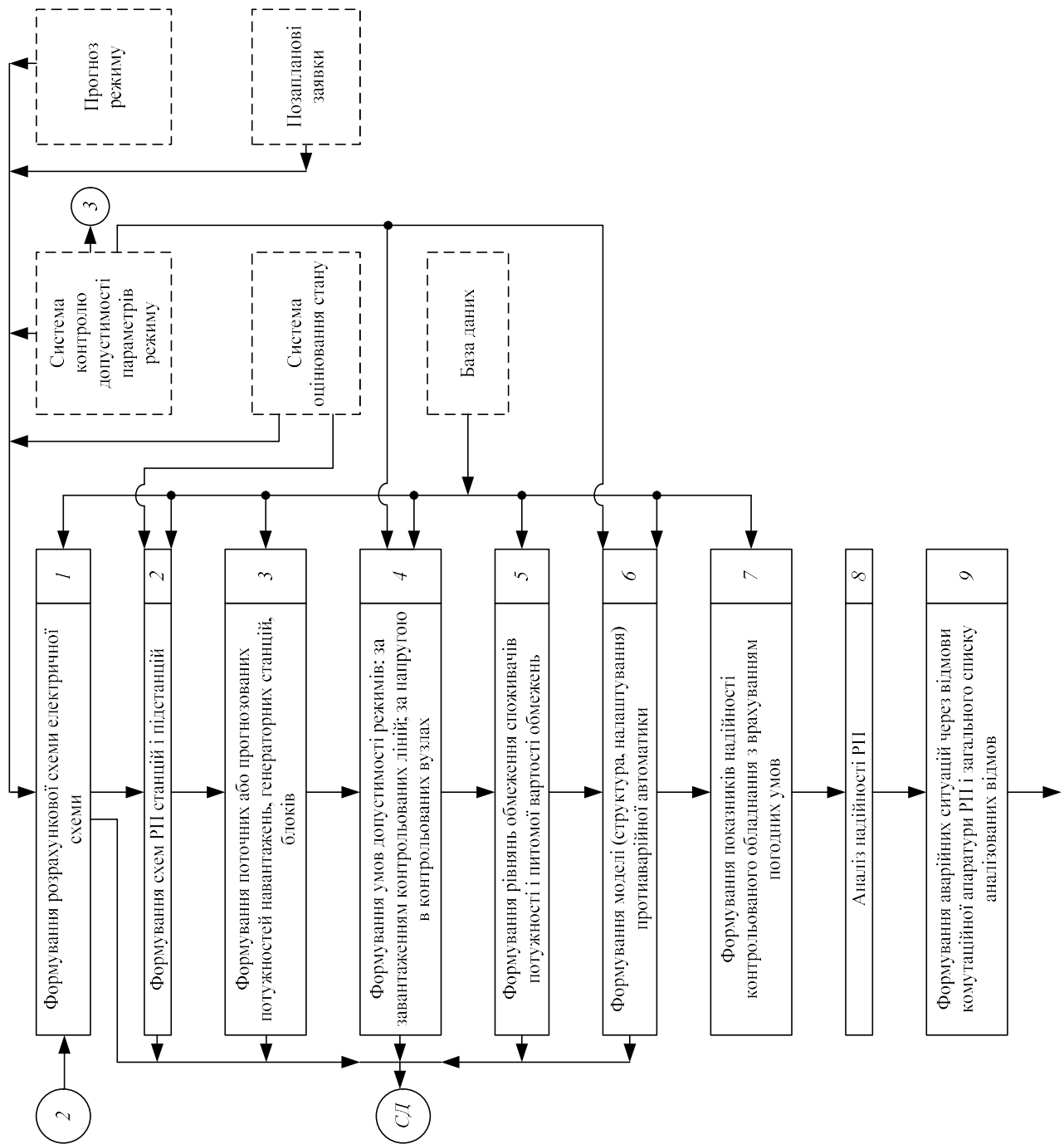
4. Можливість проведення за допомогою алгоритмів розрахунку усталеного режиму обчислень для принципових схем заміщення ЕЕС, що містять комутаційні схеми об'єктів.

5. Можливість виконання розрахунків при необхідності ітераційного процесу. Такі ситуації специфічні в розв'язуваній задачі, тому що всі аналізовані режими є післяаварійними й багато хто з них не просто обтяжені, але й неіснуючі, тобто, що не піддаються аналізу строгими ітераційними методами.

6. Застосовність повних моделей усталеного режиму для рішення задачі аналізу граничних режимів ЕЕС.

Проблема існування рішення і його адекватності реальним умовам у таких ситуаціях представляється надзвичайно серйозним і малодослідженим завданням. Установлення факту незбіжності ітераційного процесу, хоча і є важливою характеристикою стану системи при конкретному збурюванні, явно недостатньо при кількісному аналізі надійності.

Методи й програми розрахунку усталеного режиму повинні бути працездатні в умовах поділу схеми на незв'язані частини (у результаті відмови або його розвитку) з виділенням активних і пасивних підсхем і при необхідності ітераційного процесу у важких післяаварійних режимах при збереженні зв'язності схеми. У першому випадку необхідно здійснити автоматичну комплектацію підсхем із призначенням опорних генераторних вузлів (за принципом найбільшої зв'язності, найбільшої потужності, регульовального діапазону й ін.). моделюванням дії автоматичного частотного розвантаження



процесу й виключає залежність від ситуації, пов'язаних з відділенням навантажувальних вузлів. При необхідності ітераційного процесу можливими способами одержання наближеної оцінки режиму є обмеження числа ітерацій. перехід на лінійні моделі, мінімізація сумарного небалансу потужності.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Мікроклімат

Умови праці визначаються технологією виробництва, організацією трудового процесу, а також санітарно-гігієнічною обстановкою.

Допустимі показники температури, вологості і швидкості переміщення повітря в робочій зоні виробничих приміщень повинні відповідати значенням, вказаним в таблиці 4.1 для категорії робіт Іб.

Категорія робіт Іб – легкі фізичні роботи, що охоплюють види діяльності, при яких витрати енергії складають від 120 до 150 ккал/год (138-172 Дж/с). До цієї категорії відносяться роботи, що виконуються сидячи, стоячи чи пов'язані з ходінням і супроводжуються деяким фізичним навантаженням.

Таблиця 4.1 – Допустимі норми температури, вологості і швидкості повітря в робочій зоні виробничого приміщення

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху повітря, м/с
		не постійна на робочому місці	Допустима на постійних та непостійних робочих місцях	Допустима на постійних та непостійних робочих місцях
холодний	Іб	17-25	75	не більше 0,2
теплий	Іб	19-30	55 при 27 °С	0,1-0,3

Тому для покращення умов праці слід забезпечити:

- механізацію і автоматизацію важких і трудомістких робіт, виконання яких супроводжується надлишковим теплоутворенням в організмі;
- автоматизацію робіт в забруднених зонах і в зонах зі значним тепловим випромінюванням;
- використання раціональних систем вентиляції та кондиціонування приміщень;
- проведення робіт з використанням засобів індивідуального захисту.

Інтенсивність теплового випромінювання має бути згідно ГОСТу 12.1.005-88:

- 35 Вт/м² – при опроміненні 50% поверхні тіла;
- 70 Вт/м² – при опроміненні 25-50% поверхні тіла;
- 100 Вт/м² – при опроміненні 25% поверхні тіла.

Згідно ГОСТу 12.1.007-80 ступінь дії речовин на організм людини залежно від ГДК наведено в табл.4.2.

Таблиця 4.2 – Норми ГДК

Назва речовини	ГДК, мг/м ³	Клас безпеки
Пари лугів	0.5	II
Цинк	6	III
Свинець	0.01	I

4.2 Склад повітря робочої зони

Ефективним засобом нормалізації повітря у виробничому приміщенні є вентиляція. За видами переміщення повітря вона поділяється на природну і штучну (механічну). У приміщенні, що проектується може бути застосована штучна вентиляція.

Кондиціонування варто передбачати для забезпечення нормованої чистоти і метеорологічних умов у повітрі робочої зони приміщення.

4.3 Виробниче освітлення

Таблиця 4.3 – Норми освітленості

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкту розрізнення	Розділ зорової роботи	Підрозділ зорової роботи	Контраст об'єкту розрізнення з фоном	Освітленість, лк	
					Штучне освітлення	
					комбіноване	загальне
середньої точності	Вище 0,5 до 1	IV	a	малий	750	300

Для забезпечення нормального світлового режиму застосовують штучне загальне і місцеве освітлення. Бажано застосовувати для загального освітлення

чотирилампові люмінесцентні світильники. На робочих місцях встановлюються світильники місцевого освітлення з лампами розжарювання.

4.4 Виробничий шум

Під час експлуатації електрообладнання виникає шум, який є наслідком роботи потужного електрообладнання: турбогенераторів, турбіни.

Згідно до часових характеристик цей шум розглядається як постійний, рівень звуку за робочу зміну коливається в часі на рівні, меншому 5 дБ. Нормовані параметри шуму визначаються згідно до “Санітарних норм допустимих рівнів шуму на робочих місцях”. Нормування шуму здійснюється по граничному спектру шуму та по рівню звукового тиску.

Характеристикою постійного шуму на робочих місцях є рівні звукових тисків (дБ) в октавних смугах з середньо геометричними частотами. Для робочих зон у виробничих приміщеннях і на території підприємства ці допустимі рівні мають значення, наведені в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Допустимі рівні звукових тисків

Вид трудової діяльності, робоче місце	Рівні звукового тиску, дБ в октавних полосах із середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Праця з часто отримуваними вказівками та акустичними сигналами, робочі місця в приміщеннях диспетчерської служби, з мовним зв'язком, машинописне бюро	96	83	74	68	63	60	57	55	54

Зони з еквівалентним рівнем звуку, більшим 85 дБ, повинні бути позначені знаками безпеки (ГОСТ 12.4.026-74). Працюючих в цих зонах робітників забезпечують засобами індивідуального захисту згідно вимог ГОСТу 12.4.051-78.

Забороняється навіть короточасне перебування в зонах з активним рівнем звукового тиску, більшим 135 дБ, в довільній октановій смузі.

Для зниження рівня шуму використовуються наступні засоби:

- встановлення на шляху розповсюдження звукоізолюючих перегородок, штучних звукопоглиначів;
- використання багатошарових огорож з різними акустичними властивостями.

4.5 Виробнича вібрація

Вібрація являє собою процес поширення механічних коливань у твердому тілі. Коливання металічних тіл з частотою, меншою 20 Гц, сприймається організмом як вібрація, а коливання з частотою, вищою за 20 Гц, - одночасно і як вібрація, і як звук.

Джерелами вібрації є різні технологічні процеси, механізми, машини і робочі органи. Коливання, поширюючись в елементах конструкцій, прискорюють їх руйнування, впливаючи також і на працюючих.

Таблиця 4.5 – Допустимі рівні вібрації

Вид вібрації	Октавні полоси з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31.5	63	125	250	500	1000
Постійні роб.місця	1.3	0.45	0.22	0.2	0.2	0.2	-	-	-	-
	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-

Вібрації приводять тіло чи його окремі частини в коливальний рух. Розрізняють поперечні і повздовжні коливання. Залежно від впливу на людину вібрації поділяються на загальні та місцеві. Загальні викликають струс людини; місцеві – втягують в коливальні рухи лише окремі частини тіла. Джерелами вібрації в проектованому приміщенні є турбіна, турбогенератор, а також вентиляторні установки, що створюють загальну вібрацію.

Основними гігієнічними характеристиками вібрації є середньоквадратичне значення віброшвидкості (м/с) і її логарифмічні рівні (дБ) в октавних смугах частот.

Основні методи боротьби з вібрацією:

- відлаштування від режиму резонансу шляхом раціонального вибору маси твердості системи, що коливається;
- динамічне гасіння коливань – приєднання до об'єкта системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точці приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин і будівельних конструкцій;
- активний вітрозахист – введення додаткового джерела вібрації, що діє в протифазі.

ВИСНОВКИ

В даній бакалаврській роботі було розглянуто моделі структури енергосистеми. При рішенні задач надійності ЕЕС широко використовуються методи визначення надійності, які припускають моделювання надійних властивостей обладнання. У зв'язку з цим у даній роботі розглядалися моделі обладнання, які в тому або іншому вигляді можуть використовуватися при рішенні проектних і експлуатаційних задач. Крім цього, у бакалаврській роботі було складено математичну модель мережі і визначено показники її надійності. В результаті розрахунків даної мережі можна зробити висновки:

- а) хоча частота відмов ЛЕП значно більше трансформаторів (на декілька порядків), відносні тривалості аварійного відновлення (імовірність застати в аварійному стані) цих об'єктів близькі один до одного;
- б) частоти і відносні тривалості розривів віток значно менше обичних для вузлів, що звичайно дозволяє без особливої погрішності нехтувати ними.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навч. посібник / С.В. Казанський, Ю.П. Матеєнко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 216 с.
2. Журахівський А.В. Надійність електричних систем і мереж: [навч. посіб. для студ. вищих навч. закл. електротехн. спец.] / А.В. Журахівський, Б.М. Кінаш, О.Р. Пастух.; Національний університет «Львівська політехніка». – Львів : Вид. Львівської політехніки, 2012. – 280 с.
3. ПУЕ. Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). – Чинний від 2017-08-21. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017. – 617 с.
4. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
5. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
6. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
7. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=14283
8. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
9. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
10. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=82138

11. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=82139
12. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=65419
13. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-88>.
14. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Особливості забезпечення надійності під час планування режимів електричних мереж і систем

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота

(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 94,4 % Схожість 2,3 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи

(підпис)

Шебанов Д. А.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Матвієнко С. В.

(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

ІЛЮСТРАЦІЙНА ЧАСТНА

ОСОБЛИВОСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ПІД ЧАС ПЛАНУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І СИСТЕМ

Розробив студент гр. 1ЕЕ-206
Шебанов Даниїл Андрійович

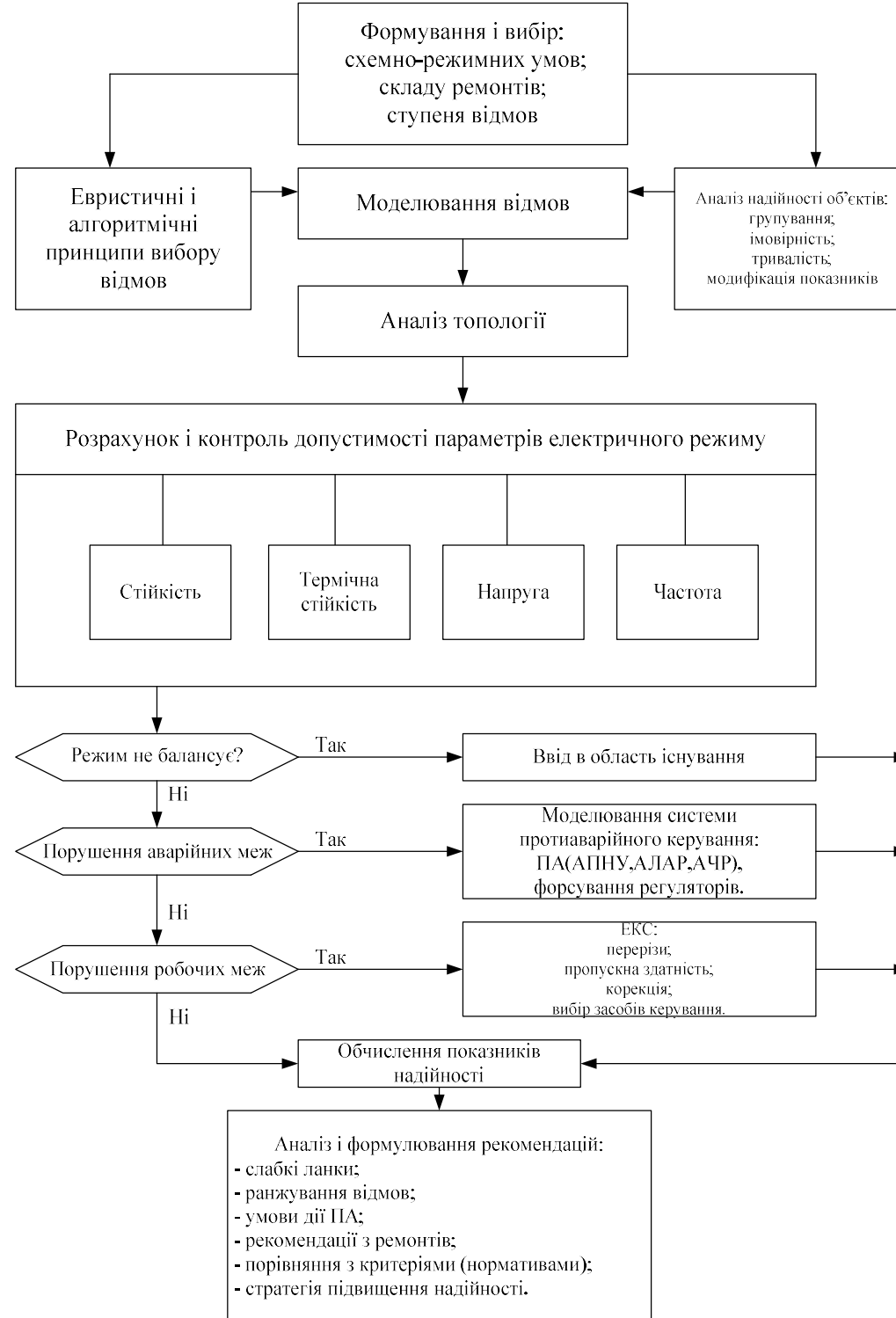


Рисунок 1.1 –Функціональна схема задачі комплексного аналізу надійності

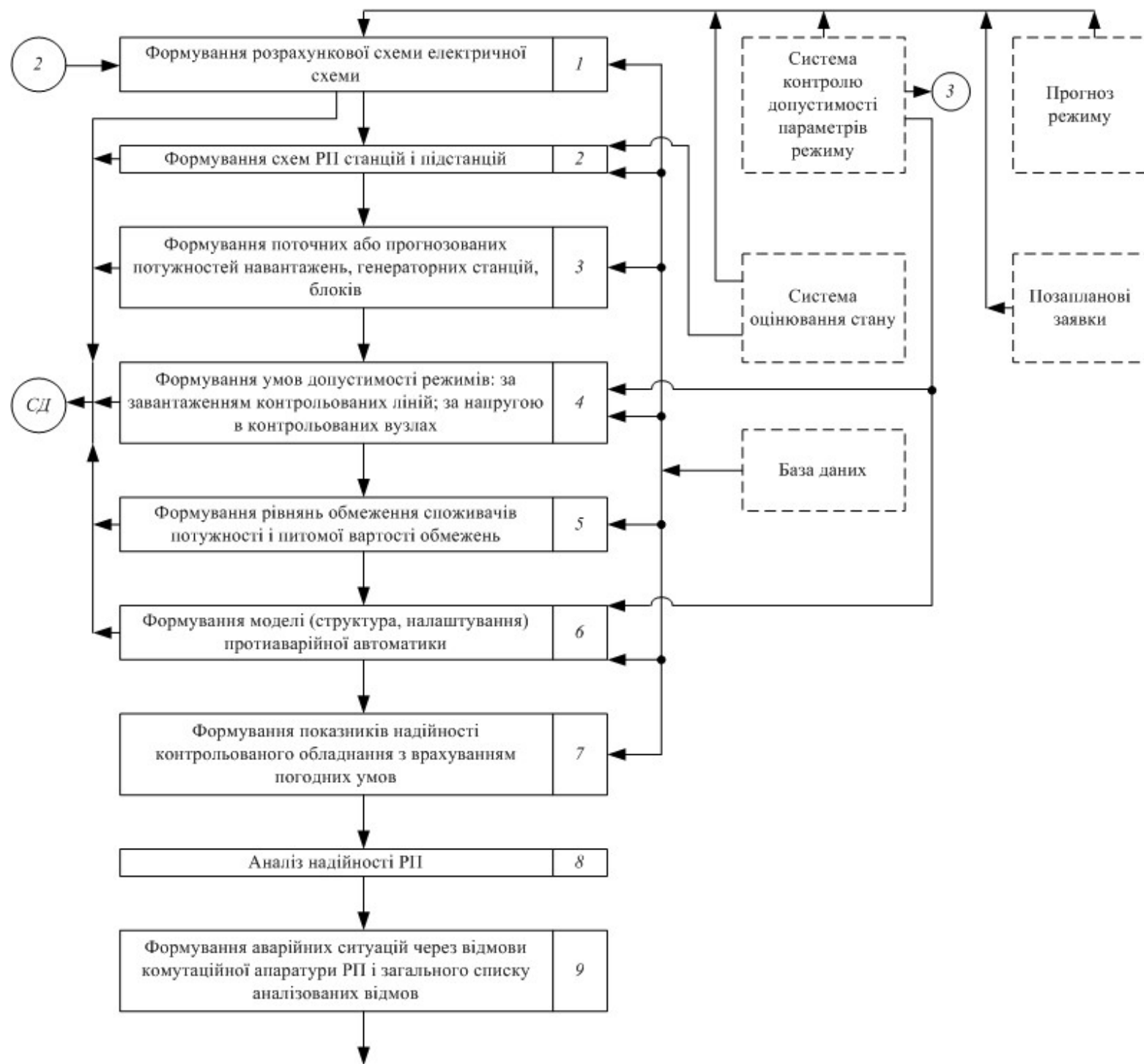


Рисунок 1.3 – Загальна структурна схема алгоритму аналізу надійності

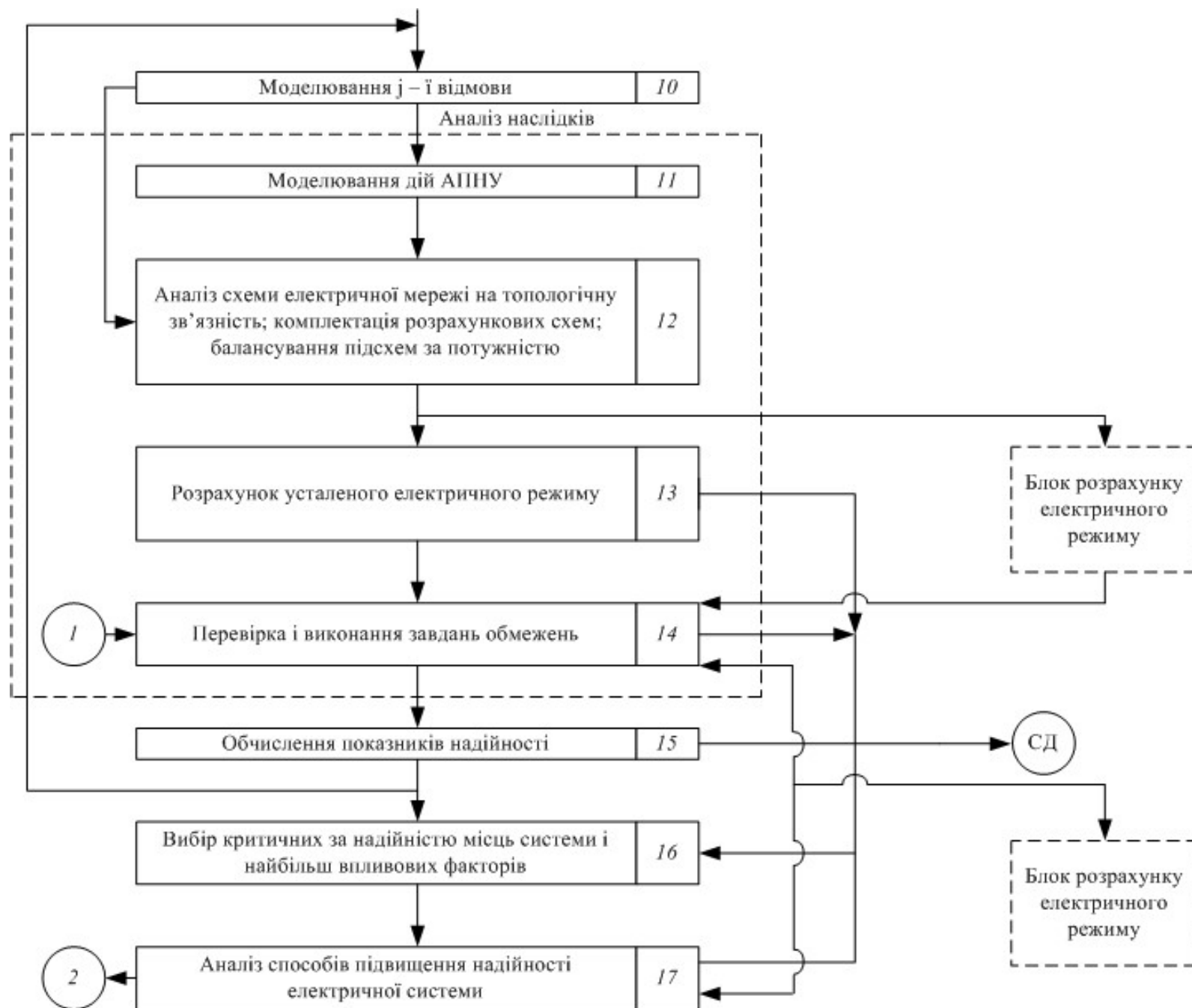


Рисунок 1.3 – Загальна структурна схема алгоритму аналізу надійності