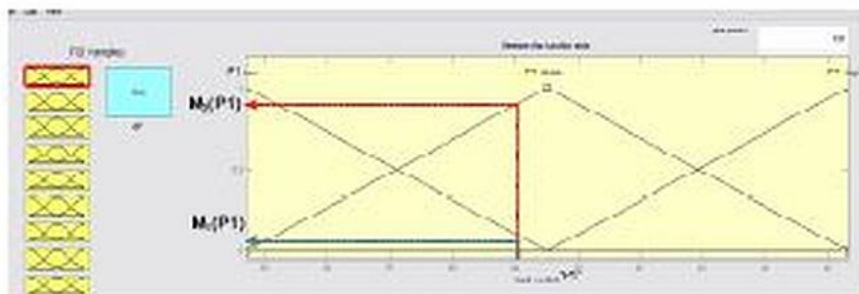


П. Д. Лежнюк, О. О. Рубаненко

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ  
НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ  
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ  
КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ З  
ЗАСТОСУВАННЯМ НЕЙРОНЕЧІТКОГО  
МОДЕЛЮВАННЯ

$$\Delta P_{\text{план}} = \sum_{i=1}^m \sum_{j \geq 1}^m A_{ij} P_i P_j + \sum_{i=1}^m B_i P_i + C$$

$$\pi_i = \beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \cdot \mu_b$$



Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України  
Вінницький національний технічний університет

**П. Д. Лежнюк, О. О. Рубаненко**

**ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ  
НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ  
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ  
КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ  
З ЗАСТОСУВАННЯМ  
НЕЙРОНЕЧІТКОГО МОДЕЛЮВАННЯ**

**Монографія**

Вінниця  
ВНТУ  
2012

УДК 621.316.11  
ББК 31.279  
Л 40

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України (протокол № 4 від 24.11.2011 р.)

Рецензенти:

**Ю. О. Варецький**, доктор технічних наук, професор;

**В. М. Кутін**, доктор технічних наук, професор

**Лежнюк, П. Д.**

Л 40      Оптимальне керування нормальними режимами електроенергетичних систем критеріальним методом з застосуванням нейронечіткого моделювання / П. Д. Лежнюк, О. О. Рубаненко. – Вінниця, ВНТУ, 2012. – 136 с.

ISBN 978–966–641–468-0

У монографії наведено нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення ефективності оптимального керування параметрами нормального режиму ЕЕС критеріальним методом із застосуванням нейронечіткого моделювання в умовах неповноти вихідних даних, що полягає у вдосконаленні математичних моделей та методів визначення планового значення технічних втрат потужності і коефіцієнта якості функціонування РПН-трансформаторів. Монографія розрахована на інженерно-технічних працівників енергопостачальних компаній, а також може бути корисною студентам і аспірантам.

**УДК 621. 311**  
**ББК 31.279**

**ISBN 978-966-641-468-0**

© П. Лежнюк, О. Рубаненко, 2012

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....	6
ВСТУП .....	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ЕЕС .....	11
1.1. Проблеми керування режимами ЕЕС в сучасних умовах .....	12
1.2. Аналіз методів нормування технологічних втрат електроенергії в ЕЕС.....	13
1.3. Застосування критеріального методу в оптимальному керуванні нормальними режимами ЕЕС .....	19
1.4. Аналіз видів невизначеності інформації, характерних для процесу керування ЕЕС .....	22
1.5. Аналіз застосування методів нечіткого моделювання в електроенергетиці .....	26
1.6. Висновки та задачі подальших досліджень.....	30
РОЗДІЛ 2. КРИТЕРІАЛЬНЕ МОДЕЛЮВАННЯ В ОПТИМАЛЬНОМУ КЕРУВАННІ НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ ЕЕС З ВИКОРИСТАННЯМ ТЕОРІЇ НЕЧІТКИХ МНОЖИН .....	31
2.1. Формування задачі оптимального керування НР ЕЕС в умовах невизначеності.....	31
2.1.1. Критеріальне програмування для розв'язання задач оптимального керування режимами ЕЕС .....	32
2.1.2. Розв'язання задач великої міри складності КП за допомогою методів нейронечіткого моделювання .....	40
2.1.2.1. Подання критеріїв подібності у вигляді функції належності.....	40
2.1.2.2. Розв'язання задач великої міри складності критеріальним методом з допомогою нечітких критеріїв подібності .....	43
2.1.2.3. Розв'язання задач великої міри складності поданням критеріїв подібності у вигляді нечітких множин.....	44

2.2. Розрахунок оптимального базисного режиму і визначення критеріїв подібності з застосуванням нейронечіткого моделювання.	45
2.3. Розрахунок нормативної характеристики технічних втрат .....	48
2.3.1. Математичне моделювання нормативної характеристики технічних втрат.....	49
2.3.1.1. Спрощена модель нормативної характеристики технічних втрат.....	49
2.3.1.2. Модель нормативної характеристики технічних втрат з врахуванням взаємовпливу впливних факторів .....	56
2.3.2. Модель нормативної характеристики технічних втрат з врахуванням коефіцієнта конфігурації схеми .....	60
2.4. Висновки .....	61
<b>РОЗДІЛ 3. АЛГОРИТМИ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ ЕЕС В УМОВАХ НЕПОВНОТИ ВИХІДНИХ ДАНИХ З ВРАХУВАННЯМ КОЕФІЦІЄНТІВ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РПН ТРАНСФОРМАТОРІВ.....</b>	<b>63</b>
3.1. Алгоритми розрахунку параметрів НР ЕЕС в умовах неповноти вихідних даних .....	64
3.1.1. Алгоритми розв'язання задач великої міри складності КП за допомогою методів нейронечіткого моделювання.....	64
3.1.2. Алгоритми розрахунку параметрів базисного режиму критеріальним методом із застосуванням нейронечіткого моделювання.....	68
3.1.3. Алгоритм розрахунку ПЗТВП .....	69
3.2. Ранжування регулюючих пристроїв за коефіцієнтом якості функціонування .....	72
3.2.1. Трансформатори з РПН в оптимальному керуванні режимами ЕЕС.....	72
3.2.2. Моделювання коефіцієнта якості функціонування РПН трансформатора .....	75

3.2.3. Визначення коефіцієнта ресурсу РПН трансформатора з використанням засобів нейронечіткого моделювання .....	77
3.3. Алгоритм визначення параметрів режиму ЕЕС в умовах неповноти вихідних даних .....	78
3.4. Висновки .....	83
4. РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ СТРУКТУРИ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ ЕЕС .....	84
4.1. Програмно-апаратний комплекс АСК ЕЕС .....	85
4.2. Пристрій діагностування РПН .....	89
4.3. Визначення керуючих впливів критеріальним методом з урахуванням коефіцієнта якості функціонування РП .....	92
4.4. Визначення нормативного значення технічних втрат електроенергії .....	99
4.5. Висновки .....	107
ПІДСУМКИ .....	108
Додаток А. Адаптивний програмно-апаратний комплекс АСК ЕЕС .....	110
Додаток Б. Передня і задня панель приладу, схеми випробувань пристрою оперативного діагностування РПН трансформатора і результати експериментальних досліджень .....	118
Додаток В. Фрагмент вибірок початкових даних для навчання мережі .....	120
ЛІТЕРАТУРА .....	124

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АСДК – автоматизована система диспетчерського керування;  
АРМ ЧП – автоматизоване робоче місце чергового підстанції;  
АСК ТП – автоматизована система керування технологічним процесом;  
АСК П – автоматизована система керування підприємством;  
ЕЕС – електроенергетична система;  
е.р.с. – електрорушійна сила;  
КП – критеріальне програмування;  
ЛЕП – лінія електропередач;  
ЛМЗ – лінія міжсистемного зв'язку;  
НР – нормальний режим;  
ПЗТВП – планове значення технічних втрат потужності;  
НХТВП – нормативна характеристика технічних втрат потужності;  
РП – регулюючий пристрій;  
РПН – регулятор під напругою;  
ANFIS – Adaptive Neuro-Fuzzy Inteference System (Адаптивна Система нейронечіткого висновку).

## ВСТУП

Процес виробництва та передавання електроенергії є динамічним і постійно знаходиться під збурювальними впливами. Тому надійне і якісне його функціонування потребує автоматизованого, а краще автоматичного керування. Такі його особливості, як однаковість в кожний момент часу генерованої і випадково змінюваної потрібної потужності навантаження, висока швидкість електромагнітних і електро-механічних перехідних процесів, зумовили розвиток технічних засобів автоматичного керування ще в початковий період становлення електроенергетики. На сучасному етапі здійснюється автоматичне керування окремими електроенергетичними об'єктами і взаємодіючими їх сукупностями. Керування процесом виробництва і передачі електроенергії в цілому в Україні поки що здійснюється за участі оперативного втручання людини – диспетчера електроенергетичної системи (ЕЕС). Воно реалізовується автоматизованою системою диспетчерського керування (АСДК) [1–3]. Автоматичне керування здійснюється на основі обробки інформації про їх властивості, стани і режими роботи, характеризується вимірюваними параметрами (вектором спостережень) та адаптованими до подальшої обробки параметрами стану контрольного режиму ЕЕС (вектором станів).

В наш час відбувається заміна існуючої багато років структури енергетичної галузі та перехід на інший рівень функціонування, пов'язаний з інтелектуалізацією ЕЕС [4, 5]. Це викликало нові та загострило існуючі проблеми транспортування та розподілу електроенергії. Існуючі тенденції привели не лише до розвитку і ускладнення структури електричних мереж, а й обумовили їхнє перетворення в єдину технологічну систему із забезпечення транспортування та необхідних перетворень параметрів електроенергії. Електричні мережі набули характерних рис штучних систем кібернетичного типу. Їх особливостями стали постійна зміна в певних межах їх існування, складність внутрішніх і зовнішніх зв'язків, наявність адаптивних властивостей, нарощування SMART-технології та ін.

Властивістю сучасних ЕЕС, яка ускладнює процес керування і значно зменшує ефективність керувальних впливів, є зростання частки обладнання, яке відпрацювало нормативний термін. В разі необхідності продовження його експлуатації актуальною стає проблема



визначення поточного стану та залишкового ресурсу. В багатьох країнах світу, а серед них і в Україні, частка обладнання, яке відпрацювало свій паспортний ресурс, перевищила половину [6]. Тому ознакою сьогодення є підвищення вимог із забезпечення безпечної і безаварійної експлуатації такого обладнання. Це викликано спадом темпів створення нового обладнання, зростанням потужності енергооб'єктів і підсиленням конкуренції між енергокомпаніями, викликаного переходом до ринку електроенергії.

До інших факторів, які ускладнюють керування нормальними режимами ЕЕС, відносяться: великі масштаби загального виробництва електроенергії джерелами (в тому числі альтернативними), розподіленими на значних територіях, але об'єднаними спільним режимом та оперативним керуванням; жорсткий взаємозв'язок у часі процесу виробництва, транспортування та споживання електроенергії; необхідність впровадження нових засобів керування та інші. Для цих умов були розроблені і отримали широке розповсюдження традиційні методи розрахунку і оптимізації нормальних режимів (НР) ЕЕС, але в сучасних умовах існує загальна потреба в розробці нових методів оптимізації режимів ЕЕС. Значний вклад у вирішення цієї задачі внесли вчені Інституту електродинаміки НАН України, Національного університету «Львівська політехніка», Національного технічного університету «Київська політехніка», ДП «ДонОРГРЕС», Московського енергетичного інституту (технічний університет) та інші.

В задачах оптимального керування важливу роль відіграє оцінювання стану ЕЕС. Актуальність цієї задачі підтверджується багатьма публікаціями. Це зумовлено тим, що через похибки вимірювань та дефіцит контрольованих параметрів режиму ЕЕС [6, 7] система рівнянь розрахунку параметрів режиму може бути недовизначена і тому може мати множину розв'язків. В такому випадку задача розрахунку параметрів режиму розглядається як оптимізаційна. Реалізувати режим, оптимальний з точки зору традиційної постановки задачі, в сучасній ЕЕС неможливо, оскільки спостерігаються значні варіації параметрів. Існують похибки в телевимірюваннях, фіксуються дані із значними похибками, виникають випадкові похибки, з'являються неспостережені райони. За таких умов виникає задача дорахування потрібних даних. Основним елементом організаційної задачі підвищення якості розрахунку оптимальних параметрів нормального режиму є за-

безпечення безперервного надходження необхідної для розрахунків інформації.

Перспективним напрямком зменшення втрат електроенергії є впровадження сучасних автоматичних і автоматизованих систем керування ЕЕС з метою забезпечення оптимальних режимів її роботи. Ефективність їх роботи визначається точністю, адекватністю математичних моделей і алгоритмів, закладених в основу їх роботи. Математичні моделі процесу автоматизації оптимального управління динамічними системами загалом характеризуються частковими підходами. Відтворення повної картини модельованого явища дозволяє досягти достатньої узагальненості результатів досліджень і поширити останні на низку подібних явищ.

Для підвищення ефективності оптимального керування доцільно використовувати одну методологічну базу і системний підхід на всіх етапах розв'язку задач оптимального керування ЕЕС, починаючи з формування математичної моделі і закінчуючи практичною реалізацією оптимальних рішень. Достатньо продуктивним в цьому плані є використання узагальнюючих методів теорії подібності і моделювання на всіх рівнях вирішення цієї проблеми. Добре пристосованим для розв'язку оптимізаційних задач і аналізу отриманих результатів є критеріальний метод, як комплекс прийомів і принципів для отримання наукових і практичних результатів. Але поки що залишається не повністю вирішеною проблема оптимального керування з використанням теорії подібності та її методів, зокрема критеріального методу в умовах неповноти вихідних даних [8, 9]. Це пов'язано з тим, що розв'язання задач великої міри складності, до яких відноситься задача оптимального керування НР ЕЕС, потребує значної кількості високо-точної інформації, яка не завжди є. Також виникає проблема забезпечення потрібної точності в умовах неповноти даних на етапі розв'язку критеріальним методом задач керування, з урахуванням реального технічного стану і можливостей регулюючих пристроїв (РП) [10–16]. Тому необхідно детально проаналізувати аспекти цієї проблеми, узагальнити алгоритми рішення і розробити засоби критеріального моделювання для оптимального керування параметрами нормального режиму.

Критеріальне програмування (КП) становить частину критеріального методу. Оскільки КП використовується при розв'язуванні широ-

кого кола складних задач оптимального керування НР ЕЕС, то в окремих випадках воно потребує подальшого удосконалення, зокрема шляхом поєднання КП з методами нейронечіткого моделювання.

Книга складається з чотирьох розділів. У *першому розділі* досліджуються можливі джерела невизначеності вихідних даних для розрахунку керуючих впливів і їх вплив на процес оптимального керування параметрами НР ЕЕС. Аналізуються як результати застосування методів нечіткого моделювання з метою покращення якості алгоритмів керування параметрів НР, так і можливості застосування критеріального методу для розрахунку параметрів НР. Розглядаються проблеми керування режимами ЕЕС та методи нормування втрат електроенергії.

У *другому розділі* запропоновано алгоритм визначення оптимальних керуючих впливів на режим ЕЕС в умовах неадекватної інформації, який дозволяє отримувати надійні розв'язки в широкому діапазоні зміни коефіцієнтів вихідної математичної моделі. У *третьому розділі* розроблено алгоритми розв'язання задач великої міри складності КП і алгоритми розрахунку параметрів базисного режиму ЕЕС критеріальним методом із застосуванням нейронечіткого моделювання. Для ранжування трансформаторів, які приймають участь в оптимальному керуванні з врахуванням їх технічного стану і впливу на втрати потужності, розроблено модель і алгоритм визначення коефіцієнта якості функціонування РПН трансформатора. Також в цьому розділі розроблено алгоритм відновлення даних з застосуванням ННМ і критеріального методу з метою зменшення їх неадекватності. У *четвертому розділі* на прикладі реальних ЕЕС показана працездатність, ефективність і адекватність алгоритмів, запропонованих у попередніх розділах. Відповідно до розроблених в попередніх розділах математичних моделей визначення планового значення технічних втрат потужності розроблені алгоритми і програми. Ефективність використання запропонованих методів, моделей і алгоритмів показана на прикладі розрахунку ПЗТВП і коефіцієнта якості функціонування для схеми ІЕЕЕ на 14 вузлів і фрагмента мережі ПЗЕС.

## **1 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ЕЕС**

В наш час керування параметрами НР ЕЕС здійснюється з метою безпечної і надійної експлуатації обладнання, забезпечення нормативних показників якості електроенергії та з метою досягнення оптимальних економічних показників роботи як окремого обладнання, так і електроенергетичного підприємства в цілому. Однак проблеми такого керування полягають в необхідності використання застарілого, але вартісного обладнання, паспортний ресурс якого давно вичерпаний, в недостатньому оснащенні електричних мереж сучасними приладами контролю параметрів НР та параметрів стану обладнання в темпі процесу, у відсутності методів і математичних моделей, які б більш точно враховували поточний стан електричного обладнання та параметри НР з метою більш ефективного керування ними, поєднуючи як організаційні, так і технічні заходи [4–7].

Організаційні заходи передбачають нормування втрат електроенергії [17] як одного з показників, який характеризує технічну й економічну сторону функціонування ЕЕС. Впровадження дієвих заходів з наближення до значення нормативу втрат спонукає підприємство до зменшення різниці між фактичними втратами і цим показником за рахунок оптимального керування параметрами НР, використання засобів автоматичного або автоматизованого керування цими параметрами, засобів контролю параметрів режиму та обліку електроенергії, оптимізації алгоритмів керування параметрами НР та математичних методів і моделей, покладених в їх основу, і т. ін. [17, 18]. Недостатньо обґрунтоване або неточне визначення нормованого значення втрат призводить до неефективного використання існуючих засобів керування, до невиправданих витрат, пов'язаних з неправильним використанням як нового, так і існуючого електричного обладнання під час керування параметрами НР. Тому актуальним є аналіз існуючих методів нормування втрат електроенергії [17, 18].

Оптимізація алгоритмів оптимального керування параметрами режимів передбачає вдосконалення покладених в їх основу методів і математичних моделей. З метою їх вдосконалення можна використати методи теорії подібності, зокрема критеріальний метод, який пристосований до пошуку оптимальних рішень та аналізу їх на чутливість до

зміни експлуатаційних умов [19–26]. Однак, щодо критеріального методу, то якість результатів, отриманих з його застосуванням, погіршується в умовах невизначеності вихідних даних.

Тому в цьому розділі досліджуються можливі джерела невизначеності вихідних даних для розрахунку керуючих впливів і їх вплив на процес оптимального керування параметрами НР ЕЕС. Аналізуються як результати застосування методів нечіткого моделювання з метою покращення якості алгоритмів керування параметрів НР, так і можливості застосування критеріального методу для розрахунку параметрів НР. Розглядаються проблеми керування режимами ЕЕС та методи нормування втрат електроенергії.

### **1.1. Проблеми керування режимами ЕЕС в сучасних умовах**

Головні причини складності керування режимами сучасних ЕЕС подані на рис. 1.1. [4–7].

В електроенергетиці України більше 60 % енергоблоків теплових електростанцій, 40 % повітряних ліній, 70 % трансформаторних підстанцій вичерпали свій граничний технічний ресурс, не менше 60 % засобів релейного захисту і автоматики також відпрацювали нормативні терміни, системи телемеханіки і зв'язку, що в переважній більшості є аналоговим, морально та фізично застаріли [4]. На багатьох ПС (підстанціях) комутаційні апарати, системи релейного захисту, протиаварійної автоматики і оперативно-диспетчерського керування потребують заміни або капітального ремонту. Обладнання підстанції 220–750 кВ на 68 % відпрацювало свій паспортний ресурс [7].

В сучасних ЕЕС, які характеризуються великою протяжністю і наявністю декількох ступенів трансформації, можна виділити такі основні засоби оптимізації режиму:

- регулювання напруг трансформаторів і автотрансформаторів;
- регулювання навантаження компенсуювальних пристроїв, які генерують або споживають реактивну потужність;
- встановлення установок поздовжньої компенсації;
- комбіноване використання пристроїв різних типів та інші.



Рисунок 1.1 – Причини, що ускладнюють керування режимами сучасних ЕЕС

Втрати, які обумовлені неоптимальними режимами роботи ЕЕС, похибками системи обліку електроенергії, відмовами обладнання, недоліками енергозбуту та іншими причинами, відносяться до прямих збитків енергопостачальних компаній і повинні знижуватись. Тому встановлення обґрунтованих значень нормативів втрат електроенергії дасть змогу вибрати оптимальні шляхи зниження понаднормативних втрат.

## 1.2. Аналіз методів нормування технологічних втрат електроенергії в ЕЕС

В загальному вигляді під нормативом розуміють розрахункові затрати матеріальних ресурсів, які застосовуються для планування і керування господарською діяльністю підприємств [17]. Нормативи поділяють на перспективні і поточні. Для практичного визначення нормативу використовуються три методи наведені на рис. 1.2.

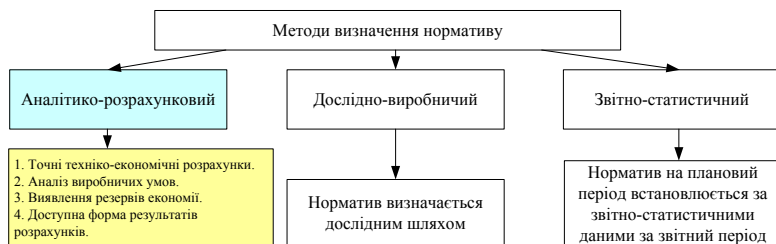


Рисунок 1.2 – Методи визначення нормативу і їх особливості

Для нормування втрат електроенергії найкраще себе зарекомендував аналітико-розрахунковий метод, як найбільш прогресивний і науково-обґрунтований.

Нормуванням втрат електроенергії займалися такі провідні вчені, як Ю. С. Железко, В. Е. Воротницький, О. В. Данилюк, О. А. Потребич та інші. Ю. С. Железко нормування втрат електроенергії визначає як встановлення задовільного за економічними критеріями рівня втрат електроенергії, який враховується в тарифах на електроенергію [17]. За В. Е. Воротницьким, норматив втрат електроенергії в електричних мережах – це економічно обґрунтовані і документально підтверджені технологічні витрати електроенергії під час її транспортування, що відносяться до ресурсів, які обкладаються податком і направлені на отримання доходу енергопостачальною організацією [18].

З метою підвищення точності визначення нормативу втрат електроенергії в електричних мережах він повинен бути розділений на чотири рівня напруги: ВН (110–750 кВ); СН1 (35 кВ); СН2 (20–1 кВ); НН (0,38 кВ і нижче). Точність визначення нормативу втрат впливає на точність оцінки понаднормативних втрат і відповідно на ефективність заходів щодо їх зниження [18].

Нормативне значення технологічних витрат електроенергії за розрахунковий період розраховується за виразом

$$\Delta W_{\text{НЗТВЕ}} = \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{ВП}} + \Delta W_{\text{ПО}}, \quad (1.1)$$

де  $\Delta W_{\text{ТР}}$  – сумарні технічні втрати електроенергії в елементах ЕЕС;  $\Delta W_{\text{ВП}}$  – сумарні нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій;  $\Delta W_{\text{ПО}}$  – розрахункові витрати електроенергії на плавлення ожеледі в ЕЕС.

При нормуванні технологічних витрат електроенергії в магістральних та міждержавних електричних мережах враховуються технічні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП і трансформаторах, які при застосуванні методів оперативних розрахунків обчислюються для інтервалу часу, менше 1 години, а при застосуванні аналітичних методів – для розрахункового місяця.

У виразі (1.1) технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах магістральних і міждержавних електричних мереж визначаються за виразом:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{ЛЕП}i} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{ТР}3i} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{ТР}пi} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{\text{Ін}i},$$

де  $\Delta W_{\text{ЛЕП}i}$  – сумарні змінні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП  $i$ -го ступеня напруги;  $\Delta W_{\text{ТР}3i}$  – сумарні змінні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах  $i$ -го ступеня напруги;  $\Delta W_{\text{ТР}пi}$  – сумарні умовно-постійні втрати електроенергії в трансформаторах  $i$ -го ступеня напруги;  $\Delta W_{\text{Ін}i}$  – сумарні розрахункові втрати електроенергії в інших елементах (шунтових реакторах, синхронних компенсаторах, вентилях розрядників, обмежувачах перенапруги, в трансформаторах струму і напруги, батареях статичних конденсаторів та ін.)  $i$ -го ступеня напруги.

Залежно від початкової інформації для визначення нормативного значення навантажувальних втрат електроенергії пропонується використовувати такі методи: середніх навантажень і дисперсій, характерних режимів, домінуючих гармонік, поелементного розрахунку. Перші два методи використовуються для електричних мереж напругою до 150 кВ. Метод домінуючих гармонік підходить для будь-яких електричних мереж, але для отримання потрібної точності потрібно враховувати гармоніки, номери яких перевищують домінуючі. Найбільш точне значення нормативу втрат можна отримати методом поелементного розрахунку.

Із всіх складових втрат найбільш складною для розрахунку і представлення в формі, зручній і зрозумілій для використання, є технічні



втрати, особливо їх навантажувальна складова. Для спрощення розрахунку навантажувальних втрат електроенергії в [17] пропонується використовувати нормативну характеристику технічних втрат – залежність задовільного рівня втрат електроенергії від факторів, які відображені в офіційній звітності. Для визначення коефіцієнтів нормативної характеристики технічних втрат електроенергії потрібно знати технічні втрати потужності.

Нормативна характеристика технічних втрат потужності записується у вигляді

$$\Delta P_{\text{план}} = \sum_{i=1}^m \sum_{j \geq 1}^m A_{ij} P_i P_j + \sum_{i=1}^m B_i P_j + C, \quad (1.2)$$

де  $A_{ij}$  і  $B_i$  – коефіцієнти нормативної характеристики технічних втрат потужності;  $P_i$  і  $P_j$  – значення впливних факторів;  $C$  – втрати холостого ходу.

Вираз для нормативної характеристики технічних втрат електроенергії має вигляд:

$$\Delta W_{\text{норм}} = \sum_{i=1}^m \sum_{j \geq 1}^m A_{Eij} \frac{W_i W_j}{D} + \sum_{i=1}^m B_{Ei} W_j + CD + \Delta W_M$$

де  $A_{Eij} = \frac{A_{ij}}{24} k_{\phi}^2$  і  $B_{Ei} = B_i$  – коефіцієнти нормативної характеристики технічних втрат електроенергії;  $k_{\phi}$  – коефіцієнт форми графіка;  $W_{i(j)}$  – впливні фактори;  $C$  – постійна складова втрат потужності холостого ходу в обладнанні;  $D$  – тривалість розрахункового періоду;  $\Delta W_M$  – сума відносного недообліку електроенергії, кліматичних втрат, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій.

Коефіцієнти нормативної характеристики технічних втрат потужності розраховуються за допомогою регресійного аналізу шляхом апроксимації залежності навантажувальних втрат від впливних факторів квадратичним поліномом.

Для визначення нормативного значення втрат електроенергії використовуються результати розрахунку параметрів НР ЕЕС [27–29]:

- рівнів напруг в усіх вузлах ЕЕС, крім опорного за напругою;
- поточкорозподілу потужностей по всіх ділянках схеми мережі;
- втрат потужності в усіх елементах схеми заміщення мережі.

Таким чином, для оперативного відслідковування і аналізу втрат потужності можливо використовувати наступні програми: КОСМОС, ГРАФСКАНЕР, ВТРАТИ, АЧП, РАП-ОС/95 та інші [1, 2, 17, 18, 26]. Також існують програми, в яких передбачений розрахунок параметрів НР ЕЕС з різною неповнотою вихідної інформації, наприклад, ВТРАТИ [29].

Проведений аналіз основних методів розрахунку усталених режимів ЕЕС [27, 28, 30–34] дозволив виявити їх переваги і недоліки з точки зору використання їх для оперативного відслідковування втрат потужності.

Метод Гауса-Зейделя, який широко використовується для розв'язання систем рівнянь струморозподілу, має повільну збіжність розрахункового процесу, але характеризується простотою алгоритму і зменшенням кількості обчислень на кожній ітерації.

Метод Ньютона, який в різних модифікаціях найчастіше використовується в програмах розрахунку параметрів НР ЕЕС і втрат потужності, характеризується високою чутливістю до першого наближення.

Градiєнтні методи хоч легко програмуються і не потребують значних комп'ютерних ресурсів, мають обмежену область застосування, зумовлену пологістю оптимізаційної функції. Порівняльний аналіз методів розрахунку НР ЕЕС наведений в табл. 1.1.

Отже, можна зробити висновок, що для оперативного відслідковування втрат потужності в ЕЕС доцільно застосовувати програми, що використовують метод Ньютона.

На практиці для розрахунку планового значення технічних втрат потужності (ПЗТВП) використовуються методи регресійного аналізу. Використання методів регресійного аналізу для визначення коефіцієнтів нормативної характеристики технічних втрат потужності дає похибку, яка сягає 5–7% і більше [17]. Тому в роботі для визначення ПЗТВП доцільно розглянуто можливості інших методів, зокрема кри-

теріального методу, який має здатність до узагальнення і оцінки у відносних одиницях [24].

Таблиця 1.1 – Аналіз найчастіше використовуваних відомих методів розрахунку НР ЕЕС

Назва методу	Переваги	Недоліки
Метод з простою ітерацією та ітерацією Зейделя на основі оберненої матриці вузлових провідностей	Швидкість розрахунку така ж, як в методі простої ітерації	Суттєвим недоліком методу є те, що матриця $\mathbf{Y}^{-1} = \mathbf{Z}$ заповнена – всі її елементи ненульові
Метод з ітерацією Ньютона на основі алгоритму Гауса	Метод Ньютона висуває менш жорсткі вимоги до умов забезпечення збіжності, ніж метод простої ітерації або ітерації Зейделя	У випадку присутності в ЕЕС великих ємностей, а також при граничних навантаженнях систем метод Ньютона часто не забезпечує збіжності обчислень
Метод з ітерацією Ньютона другого порядку	Метод має переваги методу першого порядку, але за рахунок більш точної апроксимації вихідної системи рівнянь має більш швидку і надійну збіжність	Збільшення кількості обчислень на кожному кроці ітераційного процесу
Метод з ітерацією на основі методу найшвидшого спуску	Для опуклих функцій метод найшвидшого спуску абсолютно збіжний	1. Швидкість збіжності невисока та значно вповільнюється при наближенні до вектора кореня 2. Погана збіжність при малоопуклих функціях

### 1.3. Застосування критеріального методу в оптимальному керуванні нормальними режимами ЕЕС

Критеріальний метод (рис. 1.3) як такий, що базується на теорії подібності, може використовуватись при розв'язуванні нелінійних оптимізаційних задач великої розмірності, які виникають в складних динамічних системах типу електроенергетичних. Застосування критеріального методу для розв'язування енергетичних задач наведено в [19–26].



Рисунок 1.3 – Класифікація критеріального методу

Застосування методів теорії подібності і моделювання дозволяє вирішувати завдання АСДК з єдиних методологічних позицій, на єдиній концептуальній базі і забезпечують системний підхід [26]. Характерна особливість цього напрямку охоплює всі етапи вирішення завдань оптимального керування НР. Моделі процесу оптимізації формуються на основі теорем про подібність і додаткових положень до них, розрахунок параметрів оптимального режиму виконується КП, керуючі впливи визначаються за допомогою критеріальних моделей, аналіз оптимальних рішень ведеться на базі критеріального методу – критеріальним аналізом.

Однією із задач оптимального керування НР ЕЕС, яка може бути розв'язана за допомогою критеріального методу, є зменшення втрат електроенергії при її транспортуванні в ЕЕС шляхом перерозподілу природних потоків потужності і примусового наближення їх до поточкорозподілу, який відповідає однорідній ЕЕС. Це завдання може бути віднесене до класу завдань теорії керування динамічними системами з квадратичним критерієм оптимальності (наприклад, втрати активної потужності, планове значення технічних втрат потужності) [26]:

Мінімізувати

$$F(u) = \int_{t_0}^{t_1} [\mathbf{x}^T(t) \mathbf{L} \mathbf{x}(t) + \mathbf{u}^T(t) \mathbf{M} \mathbf{u}(t)] dt \quad (1.3)$$

у просторі станів

$$\left. \begin{aligned} \frac{dx}{dt} &= \mathbf{A} \mathbf{x}(t) + \mathbf{B} \mathbf{u}(t); \quad \mathbf{x}(t_0) = \mathbf{x}_0; \\ \mathbf{y}(t) &= \mathbf{C} \mathbf{x}(t) + \mathbf{D} \mathbf{u}(t), \end{aligned} \right\} \quad (1.4)$$

де  $\mathbf{x}(t)$ ,  $\mathbf{u}(t)$ ,  $\mathbf{y}(t)$  – відповідно вектори стану, керування і спостереження;  $\mathbf{L}$ ,  $\mathbf{M}$ ,  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{B}$ ,  $\mathbf{C}$ ,  $\mathbf{D}$  – матриці постійних коефіцієнтів;  $t_0$ ,  $t_k$  – початок і кінець інтервалу часу;  $\mathbf{x}_0$  – початкове значення вектора стану.

У моделі (1.4)

$$\mathbf{x}(t) = \begin{bmatrix} \mathbf{J}(t) \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta}(t) \\ \dot{\mathbf{U}}_{\delta} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{u}(t) = (\mathbf{k}(t)); \quad \mathbf{y}(t) = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{S}}_B(t) \\ \dot{\mathbf{I}}_B(t) \\ \dot{\mathbf{U}}(t) \end{bmatrix},$$

де  $\mathbf{J}(t) = \dot{\mathbf{U}}_D^{-1}(t) \cdot \dot{\mathbf{S}}(t)$  – вектор струмів у вузлах ЕЕС;  $\dot{\mathbf{U}}_D^{-1}(t)$  – діагональна матриця вузлових напруг;  $\dot{\mathbf{S}}(t)$  – вектор потужностей у вузлах;  $\mathbf{k}(t)$  – вектор комплексних коефіцієнтів трансформації трансформаторів;  $\dot{\mathbf{S}}_B(t)$ ,  $\dot{\mathbf{I}}_B(t)$  – вектори потужностей і струмів в вітках ЕЕС, де здійснюються телевимірювання;  $\dot{\mathbf{U}}(t)$  – вектор напруг у вузлах;  $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}(t)$  – вектор напруг у вузлах відносно базисного;  $\dot{\mathbf{U}}_{\delta}$  – напруга базисного вузла.

Перше рівняння в (1.4) є рівнянням стану системи, розв'язок якого задовольняє початкову умову  $\mathbf{x}_0 = \mathbf{x}(t_0)$  і дає вектор стану  $\mathbf{x}(t) = \psi[\mathbf{x}(t_0), \mathbf{u}(t)]$ . Друге рівняння в (1.4) визначає початкові параметри залежно від  $\mathbf{x}(t)$  і  $\mathbf{u}(t)$ .

Завдання оптимального керування потоками потужності в ЕЕС полягає в тому, щоб підтримувати значення  $F$  у заданій зоні нечутли-

вості  $\delta F$ . Для цього при виході з неї здійснюються керуючі дії за допомогою регульованих трансформаторів, а також джерел реактивної потужності. Для підвищення ефективності керування потоками потужності в ЕЕС з метою зменшення втрат потужності необхідно виявляти реальні можливості трансформаторів з РПН, оцінюючи чутливість втрат потужності до змін коефіцієнтів трансформації. Для підвищення ефективності використання трансформаторів з РПН в ЕЕС при формуванні керуючих дій необхідно також враховувати їх технічний стан і залишковий ресурс. В задачі оптимізації режимів ЕЕС може бути встановлений такий критерій оптимальності [22, 26]:

$$F = f(\Delta P, \Delta P_{\text{план}}, P(\delta U), P(\omega), \sum_{i=1}^q \text{Ш}_{Ti}), \quad (1.5)$$

де  $\Delta P$  – сумарні втрати активної потужності в ЕЕС;  $P(\delta U)$  – потужність, еквівалентна збитку споживачів, обумовленому низькою якістю напруги;  $P(\omega)$  – потужність, еквівалентна збитку внаслідок недовідпуску електроенергії, викликаному відмовами трансформаторів, зокрема відмовами пристроїв РПН;  $\text{Ш}_{Ti}$  – штрафна функція, яка вводиться для обліку ресурсу трансформаторів, зокрема перемикачів пристроїв РПН;  $q$  – кількість регульованих трансформаторів.

У розглянутій постановці задачі оптимального керування керуючими змінними є е.р.с., які необхідно ввести за допомогою коефіцієнтів трансформації трансформаторів з РПН і вольто-додаткових трансформаторів у всі замкнуті контури для реалізації оптимального струморозподілу, і потужності джерел реактивної потужності. Оптимальне значення втрат в ЕЕС досягається при відносних значеннях е.р.с., які визначаються за формулами [26]

$$\mathbf{E}_{* \text{ зр а}}^E(t) = \boldsymbol{\pi}_a^E \mathbf{J}_{* \text{ р}}^E(t), \quad \mathbf{E}_{* \text{ зр р}}^E(t) = \boldsymbol{\pi}_p^E \mathbf{J}_{* \text{ а}}^E(t), \quad (1.6)$$

де  $\mathbf{E}_{* \text{ зр а}}^E(t)$ ,  $\mathbf{E}_{* \text{ зр р}}^E(t)$  – вектори активних і реактивних складових від-

носних значень зрівняльних е.р.с.;  $\mathbf{J}_{* \text{ а}}^E(t)$ ,  $\mathbf{J}_{* \text{ р}}^E(t)$  – вектори активних і

реактивних складових відносних значень струмів у вузлах;  $\pi_a^E, \pi_p^E$  – матриці критеріїв подібності оптимальних контурних е.р.с.

Матриці критеріїв подібності визначаються за формулами:

$$\pi_a^E = -[E_{зр\ a}^{(6)}]_д^{-1} v_{в} M_{\alpha}^{-1} [J_p^{\delta}]_д; \quad \pi_p^E = -[E_{зр\ p}^{(6)}]_д^{-1} v_{в} M_{\alpha}^{-1} [J_a^{\delta}]_д \quad (1.7)$$

де  $v = N_{\alpha} x_{ва} r_{ва}^{-1} - x_{к} r_{к}^{-1} N_{\alpha}$  – матриця системних показників неоднорідності ЕЕС;  $r_{в}, x_{в}$  – діагональні матриці опорів віток;  $r_{к}, x_{к}$  – діагональні матриці опорів контурів;  $M_{\alpha}, N_{\alpha}$  – матриці з'єднань віток у вузлах і контурах дерева схеми;  $[E_{зр\ a}^{(6)}]_д, [E_{зр\ p}^{(6)}]_д$  – діагональні матриці активних і реактивних складових відносних значень зрівняльних е.р.с.

Ортонормована система рівнянь в КП, записана до (1.3)–(1.4), має розв'язок лише за нульової міри складності, інакше виникає множина розв'язків, потужність якої зростає при зростанні ступенз складності. Це вносить нечіткість в розв'язок щодо здійснення тих або інших керувальних впливів і потребує додаткових обґрунтувань і досліджень.

#### **1.4. Аналіз видів невизначеності інформації, характерних для процесу керування ЕЕС**

Управління режимом ЕЕС може здійснюватись і в умовах неповної інформації, що додає системі керування деякої невпорядкованості і потребує поліпшення якості її функціонування. Можна виділити такі основні причини виникнення невизначеності [35]:

1. *Багатокритеріальність оптимізаційних задач.* В складних оптимізаційних задачах наслідки вибору рішення в багатьох випадках неможливо оцінити за допомогою одного показника. Це пояснюється тим, що ці наслідки якісно різні і пов'язані з затратаю різних ресурсів – фінансових, матеріальних, трудових. Невідомо якому саме критерію надасться перевага в конкретних експлуатаційних умовах. Ця невизначеність обумовлює багатокритеріальність оптимізаційних задач;

2. *Неповнота інформації щодо майбутніх станів ЕЕС.* В загальному випадку ускладнені умови експлуатації сучасних ЕЕС призводять до необхідності врахування в процесі контролю і керування таких видів невизначеності [35]:

Шановний читачу!

Умови придбання надрукованих примірників монографії наведені на сайті видавництва <http://publish.vntu.edu.ua/get/?isbn=978-966-641-468-0>

Уважаемый читатель!

Условия приобретения печатных экземпляров монографии приведены на сайте издательства <http://publish.vntu.edu.ua/get/?isbn=978-966-641-468-0>

Dear reader!

You may order this monograph at the Web page <http://publish.vntu.edu.ua/get/?isbn=978-966-641-468-0>



**Лежнюк Петро Дем'янович**  
**Рубаненко Олена Олександрівна**

**ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ  
РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ  
КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ З ЗАСТОСУВАННЯМ  
НЕЙРОНЕЧІТКОГО МОДЕЛЮВАННЯ**

Монографія

Редактор С. Малішевська

Оригінал-макет підготовлено О. Рубаненко

Підписано до друку 24.05.2012 р.  
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.  
Гарнітура Times New Roman.  
Друк різнографічний. Ум. др. Арк. 7,74  
Наклад 100 прим. Зам № 2012-074

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

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