

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

ТЕПТЯ ВІРА ВОЛОДИМИРІВНА

УДК 621.311.161

**МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРОБНИЦТВА І
ТРАНСПОРТУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗА ДИФЕРЕНЦІЙОВАНИХ КРИТЕРІЇВ
ОПТИМАЛЬНОСТІ**

Спеціальність 05.14.02 – Електричні станції, мережі і системи

Автореферат
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Вінниця – 2012

Дисертацією є рукопис

Робота виконана у Вінницькому національному технічному університеті,
Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України.

Науковий керівник: доктор технічних наук, професор
Лежнюк Петро Дем'янович,
Вінницький національний технічний університет,
завідувач кафедри електричних станцій та систем

Офіційні опоненти: доктор технічних наук, доцент
Вепрік Юрій Миколайович,
Національний технічний університет «Харківський політехнічний
інститут»,
професор кафедри передачі електричної енергії

кандидат технічних наук, доцент
Бардик Євгеній Іванович,
Національний технічний університет України «Київський політехнічний
інститут»,
завідувач кафедри електричних станцій

Захист відбудеться «16» листопада 2012 р. о 9.30 годині на засіданні спеціалізованої вченої ради К 05.052.05 у Вінницькому національному технічному університеті за адресою: 21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ГНК, ауд. 210.

З дисертацією можна ознайомитися у бібліотеці Вінницького національного технічного університету за адресою: 21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95.

Автореферат розісланий «15» жовтня 2012 р.

Учений секретар
спеціалізованої вченої ради

В. В. Кулик

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Останні десятиліття в Україні відбуваються реформи в енергетичному секторі з метою впровадження ринкових методів керування. Було засновано оптовий ринок електроенергії (ОРЕ), на якому здійснюються операції купівлі-продажу електричної енергії за участі конкуруючих енергогенерувальних компаній, системних операторів та незалежних постачальників електричної енергії.

Згідно з новою концепцією передбачено перехід від діючого ОРЕ до балансуючого ринку (БР) та електропостачання за двосторонніми договорами (ДД). Зазначені структурні перетворення повинні бути концептуально враховані у методичних та програмних засобах керування режимами електроенергетичних систем (ЕЕС). А це вимагає відповідного вдосконалення та адаптації математичних моделей та методів.

Планування режимів роботи повинне враховувати як технічні, так і економічні особливості функціонування суб'єктів енергосистеми. Враховуючи, що функціонування потужних компаній (виробників, постачальників та споживачів електроенергії) у конкурентних умовах призводить до конфлікту інтересів, необхідно замінювати постановку оптимізаційних задач, критерії оптимальності роботи ЕЕС і т. д. Оптимізацію функціонування джерел енергії вже не можна розглядати як задачу мінімізації витрат умовного палива. Тут доцільно розв'язувати комплекс задач забезпечення максимального прибутку від продажу електроенергії енергогенерувальною компанією у сукупності з мінімізацією витрат на транспортування енергії залежно від договірних умов.

Задачі вибору оптимального складу енергогенерувального обладнання займають важливе місце в забезпеченні якості функціонування ЕЕС. Вони мають розв'язуватися з урахуванням заявлених тарифів на електроенергію виробників, запланованих об'ємів її постачання, витрат на її транспортування, прогнозованих графіків електроспоживання, стану енергогенерувального обладнання та інших факторів. Тому для вдосконалення планування режимів ЕЕС та оперативного керування ними, де від адекватності вхідної інформації та швидкості розв'язання аналітичних та оптимізаційних задач залежить якість прийнятих рішень, необхідно розробляти відповідні методи й засоби.

Отже, враховуючи нагальність проблем організації взаємодії джерел електроенергії в нових ринкових умовах, розроблення методів та засобів підвищення ефективності виробництва і транспортування електроенергії за різних критеріїв оптимальності є актуальним.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертація виконана в плані наукових досліджень, проведених кафедрою електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету за держбюджетними темами: “Самооптимізація електроенергетичних систем на основі принципу найменшої дії” (№ держреєстрації 0104U000742); “Оптимізація функціонування електричних мереж енергосистем в умовах зростання навантаження споживачів та децентралізації їх живлення” (№ держреєстрації 0110U002161).

Мета і задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є підвищення ефективності виробництва і транспортування електричної енергії в електроенергетичній системі за рахунок впровадження нових і вдосконалення існуючих методів та алгоритмів оптимального розподілу навантаження між джерелами електроенергії з урахуванням сучасних економічних умов.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

- аналіз ефективності наявних методів оптимального керування нормальними режимами ЕЕС для розв'язання задач в умовах балансуючого ринку та електропостачання за двосторонніми договорами;
- дослідження та аналіз задач, пов'язаних з розподілом навантаження між електростанціями, в тому числі розосередженими джерелами електричної енергії;
- удосконалення методу розрахунку транзитних втрат потужності при

транспортуванні електроенергії за умови оптимального поточкорозподілу в електричній мережі з урахуванням електропостачання за двосторонніми договорами;

- математичне моделювання умов оптимального функціонування суб'єктів ринку електроенергії та моделювання процесу оптимального керування ними;
- розроблення, на підставі принципу найменшої дії, методу оптимального розподілу навантаження між джерелами енергії за диференційованих критеріїв оптимальності;
- розроблення алгоритму визначення оптимальних станів ЕЕС з урахуванням режимних особливостей джерел електричної енергії;
- аналіз чутливості оптимальних рішень до параметрів режиму ЕЕС в умовах їх експлуатації.

Об'єктом дослідження є нормальні режими електроенергетичних систем в умовах балансууючого ринку.

Предмет дослідження – методи оптимального розподілу навантаження між джерелами електроенергії в замкнених електричних мережах електроенергетичних систем.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використані узагальнювальні методи теорії подібності і математичного моделювання, методи лінійного та нелінійного програмування, варіаційного числення. Усталені режими моделюються і аналізуються на базі методу вузлових напруг із застосуванням методів Гаусса та Ньютона. Для отримання умов оптимальності функціонування суб'єктів ринку електричної енергії застосовано метод Лагранжа та принцип найменшої дії. Закони оптимального керування їх режимами формуються з використанням критеріального методу та методу радіальних еквівалентів електричних мереж. Для розроблення алгоритмів і програм аналізу взаємовпливу джерел електроенергії в електричних мережах ЕЕС та оптимальності їх режимів роботи використовувались матрична алгебра, теорія графів, декомпозиція та об'єктно-орієнтований аналіз.

Наукова новизна одержаних результатів. Основні результати, що становлять наукову новизну, такі:

- вперше розроблено математичні моделі оптимальних режимів ЕЕС за диференційованих критеріїв оптимальності в умовах балансууючого ринку та електропостачання за двосторонніми договорами, що дозволяє, використовуючи засоби аналізу чутливості, вдосконалити метод оптимального розподілу навантажень між джерелами електроенергії і забезпечити максимальну ефективність функціонування ринку електроенергії;

- отримав подальший розвиток метод комплексної оптимізації нормальних режимів електроенергетичних систем на основі принципу найменшої дії, в якому в математичній моделі враховуються особливості функціонування балансууючого ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми договорами, що дає змогу більш адекватно планувати режими генерування електроенергії та формувати оптимальні керуючі впливи;

- удосконалено, використовуючи метод радіальних еквівалентів електричних мереж, математичну модель та отримано умови оптимальності режимів роботи джерел електроенергії в ЕЕС, що проявляється у зменшенні кількості впливових параметрів і дозволяє адаптувати їх до використання в локальних системах автоматичного керування режимами ЕЕС.

Практичне значення одержаних результатів. Практична цінність роботи полягає в можливості використання розроблених алгоритмів та програмних засобів для підвищення ефективності планування нормальних режимів ЕЕС, оптимальних за активною потужністю, та оперативного керування джерелами електроенергії централізовано або за допомогою локальних систем автоматичного керування. Формування рішень на підставі запропонованих критеріїв оптимальності дозволяє диференціювати підхід до задачі відповідно до інтересів та умов функціонування суб'єктів ринку електроенергії.

В роботі запропоновано алгоритми та програмні модулі: оптимізації нормальних режимів ЕЕС за активною потужністю на підставі технічних та економічних критеріїв

оптимальності; оцінювання чутливості оптимальних рішень до параметрів режиму ЕЕС в сучасних умовах їх експлуатації; коригування цінових заявок електричних станцій з урахуванням двосторонніх договорів на постачання електроенергії; визначення налагоджувальних параметрів локальних систем керування розосередженими джерелами енергії в ЕЕС.

Практичні результати дисертаційної роботи впроваджено в навчальний процес на кафедрі «Електричні станції та системи» Вінницького національного технічного університету (акт впровадження від 26 квітня 2012 р.), а також передані для дослідної експлуатації у Південно-Західну електроенергетичну систему у вигляді вдосконаленого програмного комплексу аналізу чутливості та оптимізації втрат потужності в ЕЕС «АЧП» (довідка про впровадження від 15 травня 2012 р.).

Очікується, що використання в практиці оперативного керування вдосконаленого програмного комплексу «АЧП» дозволить підвищити ефективність функціонування суб'єктів енергоринку і додатково знизити сумарні витрати на закупівлю та транспортування електроенергії на 0,4-0,8%.

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

У роботах, опублікованих у співавторстві, автору належать: [1] – розроблення методики коригування тарифів на електроенергію з урахуванням чутливості критерію оптимальності; [2, 6] – формування критерію оптимальності розподілу активного навантаження між електростанціями в умовах оптового ринку електроенергії; [3] – удосконалення математичної моделі умов оптимальності режимів роботи електростанцій, використовуючи засоби аналізу чутливості (отримано вираз коефіцієнтів чутливості втрат потужності, які дозволяють формалізувати вплив генерування електричних станцій у аналітичних умовах оптимальності розподілу навантаження між ними); [4] – удосконалення методу комплексної оптимізації нормальних режимів електроенергетичних систем (запропоновано математичну модель та критерій оптимальності в умовах балансуєчого ринку); [5, 7] – вдосконалення методу визначення матриці коефіцієнтів чутливості оптимальних коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку ЕЕС до потужностей вузлів заступної схеми.

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [1–7], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів дисертації. Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких науково-технічних конференціях: на XI міжнародній науково-технічній конференції “Електромеханічні системи, методи моделювання та оптимізації”, (м. Кременчук, 2009); на міжнародній науково-технічній конференції “Проблеми сучасної електротехніки ПСЕ-2010” (м. Київ, 2010); на III міжнародній науково-технічній конференції “Підвищення рівня ефективності енергозбереження в електротехнічних пристроях і системах” (м. Луцьк, 2010); на IX, X міжнародних науково-технічних конференціях “Контроль і управління в складних системах” (м. Вінниця, 2008, 2010); на I міжнародній науково-технічній конференції “Оптимальне керування електроустановками” (м. Вінниця, 2011).

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 5 статей у фахових наукових виданнях, а також 2 статті у збірнику матеріалів міжнародних конференцій.

Структура й обсяг роботи. Дисертаційна робота складається з вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (103 найменування) і 3 додатків. Основний зміст викладений на 139 сторінках друкованого тексту, містить 38 рисунків, 14 таблиць. Загальний обсяг роботи – 184 сторінки.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У **вступі** обґрунтовано актуальність роботи, сформульовано мету і задачі. Наведено наукову новизну і практичну цінність отриманих результатів, а також подано відомості щодо апробації роботи, особистого внеску здобувача та публікацій. Зазначено зв'язок роботи з науковими програмами та темами.

У **першому розділі** проведено аналіз методів розрахунку й оптимізації нормальних режимів ЕЕС. Показано, що використання відомих методів в сучасних умовах господарювання ускладнюється через багатофакторність оптимізаційних задач, скорочення періоду оновлення режимних і схемних параметрів, а також визначення оптимальних параметрів ЕЕС. Уточнено задачі наукового дослідження.

Показано, що ефективна робота ЕЕС не може бути забезпечена без планування та оперативного коригування оптимального розподілу навантаження між джерелами електроенергії з урахуванням втрат електроенергії в електричних мережах.

На підставі нормативних документів проаналізовано особливості функціонування ринку електричної енергії в контексті взаємодії системного оператора та енергогенерувальних компаній. Виявлено недоліки у діючій методиці формування цінових заявок виробників електроенергії. Запропоновано визначати прирощені заявлені ціни енергоблоку з урахуванням сукупних витрат на закупівлю та транспортування електричної енергії.

Аналіз існуючих методів та засобів оптимізації нормальних режимів ЕЕС за активною потужністю показав, що їх ефективність залежить від точності й оперативності визначення втрат в електромережах. Їх можна ефективно застосовувати на етапі планування режимів, проте в оперативному керуванні похибка визначення втрат потужності в електромережах може призводити до неадекватності керувальних впливів. Отже, необхідно удосконалювати методи визначення сумарних втрат потужності, а крім того, їх складових, що зумовлені функціонуванням окремих джерел електроенергії та її споживачів.

У **другому розділі** розроблено математичні моделі для розв'язування задачі оптимального розподілу навантаження між джерелами електричної енергії з урахуванням їх впливу на режими електромереж. Запропоновано математичну модель втрат потужності в електричній мережі за умови оптимального поточкорозподілу в ЕЕС, без попереднього визначення останнього. Розроблено алгоритми виділення з сумарних втрат потужності в електромережах оптимальних транзитних втрат, та коригування на цій підставі цін на електроенергію в умовах електропостачання за двосторонніми договорами.

Створення ринку електроенергії, зміна умов господарювання висувають нові вимоги щодо формування функції мети задачі оптимального розподілу навантаження між джерелами електроенергії. Тому у роботі запропоновано критерії оптимальності розподілу навантаження між ними за різних експлуатаційних умов. Вони дозволяють виконати декомпозицію комплексної задачі оптимального керування нормальними режимами ЕЕС і розв'язувати її окремо для кожного суб'єкта ринку електроенергії.

За централізованого керування виробництвом електроенергії основними критеріями оптимальності були сумарні витрати палива на виробництво та собівартість генерованої енергії, отже, задача оптимізації функціонування сукупності теплових станцій в ЕЕС формулювалася так:

$$C = \int_0^T \sum_{i=1}^s C_i(t) dt = \int_0^T \sum_{i=1}^s \ddot{o}_i B_i[P_i(t)] dt \Rightarrow \min, \quad (1)$$

$$\text{за умови} \quad \sum_{i=1}^s P_i(t) - P_{\Sigma}(t) - \Delta P_{\Sigma}(t) = 0, \quad (2)$$

де \ddot{o}_i – ціна тони палива на i -ій станції; $B_i[P_i(t)]$ – витратна характеристика i -ої теплової

станції; s – кількість електричних станцій (ЕС), що працюють на енергосистему; P_{Σ} – сумарне навантаження ЕЕС, що припадає на сукупність з s станцій; ΔP_{Σ} – сумарні втрати електроенергії в електричних мережах ЕЕС, зумовлені впливом сукупності з s електростанцій.

В умовах децентралізації генерування традиційна задача оптимізації поділяється на ряд підзадач, які диференціюються за своїми критеріями оптимальності. Перехід до електропостачання за двосторонніми договорами та до балансуючого ринку додатково ускладнює розв'язання зазначеної задачі через необхідність врахування чисельних транзитів джерело-споживач та нових обмежень. На перший план виходять максимум прибутку від продажу енергії суб'єктами енергогенерування або мінімум витрат (у грошовому або натуральному виразі) на виробництво та транспортування електроенергії між окремими енергетичними суб'єктами.

Задачі оптимізації виробництва електроенергії та її транспортування доцільно розв'язувати окремо за своїми критеріями оптимальності, однак зберігаючи комплексність підходу. Тому у роботі запропоновано нові та вдосконалено існуючі методи визначення сумарних та транзитних втрат потужності в електромережах. На їх підставі вдосконалено алгоритми формування тарифів на електроенергію для джерел і споживачів з урахуванням витрат на її транспортування за різних договірних умов.

Використовуючи принцип оптимальності струморозподілу в заступній r -схемі ЕЕС, задачу (1) можна розв'язати, якщо електричну станцію змодельовати в заступній схемі активним опором. Економічні опори станцій є нелінійними функціями їх витратних характеристик, генерованої потужності P_i та вузлової напруги U_i і для задачі розподілу навантажень між джерелами електроенергії (1) визначаються за формулою:

$$R_{ei} = \frac{B_i(P_i) \cdot U_i^2 \cdot \cos^2 \varphi_i \cdot \ddot{o}_i}{\tilde{n}_i \cdot P_i^2}, \quad (3)$$

де c_i – вартість втрат електроенергії для кожного джерела;

Якщо представити електричні станції у заступній схемі ЕЕС їх економічними опорами (3), то задачу забезпечення економічності роботи системи можна звести до задачі оптимізації потокорозподілу за критерієм мінімуму втрат активної потужності для деякого моменту часу:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_i^{e\hat{e}} &= \sum_{i=1}^s 3R_{ei} I_i^2 \Rightarrow \min; \\ P_i &= \sqrt{3} \dot{U}_i \dot{J}_i - jQ_i; \\ \sum_{i=1}^s P_i - P_{\Sigma} - \Delta P_{\Sigma} &= 0, \end{aligned} \right\}, \quad (4)$$

де $\Delta P_i^{e\hat{e}}$ – втрати активної потужності в елементі R_{ei} від протікання потужності $P_i / \cos \varphi_i$, зумовленої i -им джерелом; I_i – струм, що протікає віткою з економічним опором R_{ei} .

Зі зміною форми ринку електричної енергії змінились умови керування режимами роботи ЕЕС. Продаж електроенергії здійснюється через операторів ринку на підставі цінкових замовлень постачальників і споживачів. Заявки на наступну добу містять погодинні графіки прогнозного споживання електроенергії та доцільного генерування електричних станцій. Для кожного споживача вказується максимальна ціна, яку він згоден сплачувати за електроенергію, а для кожної енергогенерувальної компанії (ЕГК) – мінімальна відпускна ціна на електроенергію.

За таких умов для кожного періоду часу T функція мети для розв'язання задачі забезпечення максимальної ефективності ринку електроенергії (РЕ) має наступний вигляд:

$$\zeta = \int_0^T \left(\sum_{j=1}^N \left[\sum_{i \in \mathbf{M}_j} D_{j,i}(t) \right] \ddot{\Delta} \hat{E}_{-j} - \sum_{i=1}^K D_{\ddot{N}i_{-3}}(t) \ddot{\Delta} \hat{N}i_{-3} \right) dt \Rightarrow \min, \quad (5)$$

за умови

$$\sum_{j=1}^N \left[\sum_{i \in \mathbf{M}_j} D_{j,i}(t) \right] - \sum_{i=1}^K D_{\ddot{N}i_{-3}}(t) - \Delta P_{\Sigma}(t) = 0, \quad (6)$$

де N – кількість енергогенерувальних компаній, що представлені на ринку і здійснюють керування ЕС з множини \mathbf{M}_j , генерація яких підлягає оптимізації згідно технічних обмежень; K – кількість споживачів, які отримують електричну енергію на РЕ за ціновими замовленнями; $\ddot{\Delta} \hat{E}_{-j}$ – ціна 1 кВт·год відпущеної електроенергії j -ої енергогенерувальної компанії; $P_{\text{СП}_i}$ – замовлена електрична потужність i -го споживача протягом періоду T ; $\text{ц}_{\text{СП}_i}$ – ціна 1 кВт·год електроенергії для i -го споживача.

Для оптимізації енергогенерування в умовах електропостачання за двосторонніми договорами критерій оптимальності задачі має враховувати складову сумарних втрат, зумовлену адресним постачанням електроенергії. Таким чином функція мети набуває вигляду:

$$\zeta = \int_0^T \left(\sum_{j=1}^N \left[\sum_{i \in \mathbf{M}_j} D_{j,i}(t) \right] \ddot{\Delta} \hat{E}_{-j} + \sum_{k=1}^N \Delta D_{\text{ац}_k}(t) \ddot{\Delta} \hat{D}_{\text{ац}_k} - \sum_{i=1}^K D_{\ddot{N}i_{-3}}(t) \ddot{\Delta} \hat{N}i_{-3} \right) dt \Rightarrow \min, \quad (7)$$

за умови

$$\sum_{k=1}^{N_x} D_{x_k}(t) + \sum_{j=1}^N D_j(t) - \sum_{i=1}^K D_{\ddot{N}i_{-3}}(t) - \Delta P_{\Sigma}(t) = 0, \quad (8)$$

де $\Delta D_{\text{ац}_k}(t)$ – втрати від взаємних перетоків, що зумовлені адресним постачанням електроенергії від джерел до споживачів за двосторонніми договорами; $\ddot{\Delta} \hat{D}_{\text{ац}_k}$ – ціна 1 кВт·год втрат електроенергії від взаємних перетоків; $D_{x_k}(t)$ – потужність станцій, які є опорними по частоті й не входять до переліку джерел, що підлягають оптимізації; N_x – кількість станцій, опорних по частоті.

Коли енергогенерувальні підприємства є самостійними суб'єктами РЕ (однак залишаються елементами ЕЕС), то необхідно враховувати адресний характер постачання електроенергії від них до споживачів. Тоді втрати потужності в електричних мережах представляються у вигляді складових

$$\sum_{j=1}^N \left\{ \sum_{i \in \mathbf{M}_j} \Delta D[D_{j,i}(t)] \right\} = \Delta D_{\Sigma}(t).$$

За критерій оптимальності прийнято мінімум витрат на закупівлю електроенергії на електричних станціях та компенсацію вартості втрат у мережах енергоринку. Задача оптимізації за відомої вартості електроенергії на станціях полягає у визначенні такого розподілу навантажень, який забезпечує мінімум сумарних експлуатаційних витрат:

$$\zeta = \int_0^T \left(\sum_{j=1}^N \left[\sum_{i \in \mathbf{M}_j} D_{j,i}(t) \beta_{j,i}(t) \right] + \sum_{j=1}^N \left[\sum_{i \in \mathbf{M}_j} \Delta D[D_{j,i}(t)] \right] \ddot{\Delta} \hat{D} \right) dt \rightarrow \min, \quad (9)$$

за умови

$$\sum_{j=1}^N \left[\sum_{i \in \mathbf{M}_j} \mathcal{D}_{j,i}(t) \right] - \sum_{i=1}^K \mathcal{D}_{\tilde{\mathbf{N}}_i}(t) - \Delta P_{\Sigma}(t) = 0,$$

де $\beta_{j,i}(t)$ – вартість 1 кВт·год електроенергії, відпущеної з шин i -го джерела електроенергії j -ої енергогенерувальної компанії в заданий момент часу t .

Якщо розглядати задачу оптимізації для ЕЕС в цілому для періоду часу T з незмінним графіком навантаження, тоді загальні витрати на виробництво і транспортування електричної енергії складуть:

$$C_{\Sigma} = \sum_{j=1}^N C_{\Sigma j} = \sum_{j=1}^N \left[\sum_{i \in \mathbf{M}_j} (\mathcal{D}_{j,i} \beta_{j,i} T + \Delta \mathcal{D}_{j,i} c_{j,i} T) \right],$$

або для системи, яка містить s електростанцій

$$C_{\Sigma} = \sum_{i=1}^s P_i \beta_i T + \sum_{i=1}^s \Delta \mathcal{D}_i c_i T, \quad (10)$$

де $\Delta \mathcal{D}_i$ – втрати потужності в електромережі, зумовлені протіканням потужності від i -го джерела.

Економічний опір електричної станції для такої постановки задачі можна визначити за виразом:

$$R_{ei} = \frac{U_i^2 \cdot \cos^2 \varphi_i \cdot \beta_i}{\tilde{n}_i \cdot P_i} + \frac{\Delta \mathcal{D}_i \cdot U_i^2 \cdot \cos^2 \varphi_i}{P_i^2}. \quad (11)$$

Після нескладних перетворень вираз для економічного опору i -ої електричної станції набуде вигляду:

$$R_{ei} = R_{\text{баз}_i} (k_{\text{в}_i} + k_{\Delta P_i}),$$

де $R_{\text{баз}_i} = \frac{U_i^2 \cdot \cos^2 \varphi_i}{P_i}$ – економічний базовий опір i -ого джерела електроенергії у заступній

схемі ЕЕС; $k_{\text{в}_i} = \frac{\beta_i}{\tilde{n}_i}$ – ціновий коефіцієнт, що визначає співвідношення вартості

електроенергії i -ої ЕС до вартості втрат електроенергії у електричних мережах (або оптової ціни енергоринку); $k_{\Delta P_i} = \frac{\Delta \mathcal{D}_i}{P_i}$ – коефіцієнт адресних втрат, що визначається за

параметрами режиму ЕЕС і є умовно постійним протягом періоду часу T .

Для оптимізації функціонування джерел електроенергії у нормальних режимах електричних систем особливо актуальними виявляються питання організації планування і оперативного керування режимами роботи електричних станцій, в тому числі розосереджених джерел енергії (РДЕ) з метою отримання максимального прибутку від їх експлуатації. Отже актуальною є задача оптимізації добових режимів для забезпечення максимальних надходжень H від реалізації електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку $c_i(t)$ та технічних обмежень з боку окремих джерел електроенергії:

$$\dot{H} = \int_0^T \sum_{i=1}^s \ddot{o}_i(t) P_i(t) dt \rightarrow \max, \quad (12)$$

за умови

$$\sum_{i=1}^s P_i(t) - P_{\Sigma}(t) - \Delta P_{\Sigma}(t) = 0.$$

Коли електропостачання здійснюється за двосторонніми договорами доцільно коригувати ціни для джерел або споживачів на отриману електроенергію виходячи з частки участі кожного джерела в живленні споживача та з урахуванням транзитних втрат в електричних мережах. Для оцінювання впливу кожного джерела на втрати активної потужності в електричних мережах ЕЕС використовуються результати аналізу їх чутливості.

Оскільки критерієм оптимальності є мінімум втрат активної потужності, то, в першу чергу, розглядаються коефіцієнти чутливості втрат активної потужності до змін складових потужностей у вузлах:

$$\delta\Delta P_{\text{ac}_D} = \mathbf{T}_P \cdot \delta\mathbf{P}, \quad \delta\Delta P_{\text{ac}_Q} = -\mathbf{T}_Q \cdot \delta\mathbf{Q}, \quad (13)$$

де $\delta\mathbf{P}$ і $\delta\mathbf{Q}$ – зміна відповідно активної і реактивної потужностей у вузлах системи; $\mathbf{T}_P, \mathbf{T}_Q$ – відповідно, активна та реактивна складові вектора \mathbf{T} , який складається з коефіцієнтів чутливості втрат потужності i_3 до змін у i -му вузлі, є вектором чутливості і встановлює зв'язок між приростами втрат потужності у вітках ЕЕС і змінами потужності у її вузлах.

Враховуючи, що $\delta Q_i = \delta P_i \cdot \text{tg} \phi_i$, вираз (13) можна записати у вигляді

$$\delta\Delta P_{\text{ac}} = \mathbf{T}_{\delta P} \cdot \delta\mathbf{P}, \quad (14)$$

де $\mathbf{T}_{\delta P} = (\mathbf{T}_{P_t} - \mathbf{K} \cdot \mathbf{T}_{Q_t})_t$ – вектор коефіцієнтів чутливості взаємних втрат активної потужності до зміни активних потужностей вузлів ЕЕС (далі індекс t означає, що матриця або вектор є транспонованими); \mathbf{K} – діагональна матриця, елементами якої є значення $\text{tg} \phi_i$ для окремих вузлів ЕЕС.

Основною перевагою (14) та вектора коефіцієнтів чутливості $\mathbf{T}_{\delta P}$ є можливість оцінювання впливу потужності окремого вузла на взаємні втрати потужності в ЕЕС за допомогою єдиного дійсного коефіцієнта. Однак, останній визначається в припущенні, що зміна P_i на δP_i не викликає зміни $\text{tg} \phi_i$, а це вносить певну похибку у розрахунки і вимагає скорочення терміну перерахунку вектора чутливості $\mathbf{T}_{\delta P}$.

В дисертації показана можливість визначення сумарних втрат потужності в електричних мережах від протікання струмів навантаження за оптимального режиму, а також виділення частки транзитних втрат потужності в умовах електропостачання за двосторонніми договорами (адресності перетоків).

Отримано вираз для визначення втрат потужності у i -ій вітці схеми за умови оптимального струморозподілу, що відповідає мінімуму втрат від взаємних і транзитних перетоків в мережах

$$\Delta \dot{S}_{\hat{a}^3}^{\hat{ii}} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma k}^{(i)}) \hat{\mathbf{C}}_i^{\hat{ii}} \hat{\mathbf{J}}^{\hat{ii}}, \quad (15)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_t$ – транспонований вектор-стовпець напруг у вузлах ЕЕС; $\mathbf{M}_{\Sigma k}^{(i)}$ – i -й вектор-стовпець транспонованої матриці зв'язків віток у вузлах $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma k t}$, що за структурою подібна до першої матриці з'єднань \mathbf{M}_{Σ} , але замість значень “-1” для вузлів кінця віток з трансформаторами задаються їх коефіцієнти трансформації; $\hat{\mathbf{C}}_i^{\hat{ii}}$ – i -й рядок матриці струморозподілу $\hat{\mathbf{C}}^{\hat{ii}}$, зі збалансованими коефіцієнтами трансформації, в якій опори віток представлені тільки їх активними складовими, яка містить рядки і стовпці, що відповідають генерувальним вузлам крім базисного; $\hat{\mathbf{J}}^{\hat{ii}}$ – вектор-стовпець задаючих струмів за оптимального струморозподілу, кожний елемент якого знаходиться за відомих потужностей навантаження \dot{S}_i та напруг у вузлах \dot{U}_i : $\hat{\mathbf{J}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{U}}_{\hat{a}}^{-1} \dot{\mathbf{S}}$, що включає оптимальні задаючі струми джерел електроенергії; $\dot{\mathbf{U}}_{\hat{a}}$ – діагональна матриця напруг у вузлах без базисного;

Після введення позначення

$$d\dot{\mathbf{U}}_{\hat{a}^3} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma k}^{(i)}) \hat{\mathbf{C}}_i^{\hat{ii}}, \quad (16)$$

вираз (15) набуває вигляду

$$\Delta \dot{S}_{\hat{a}^3}^{oi} = d\dot{U}_{\hat{a}i} \hat{J}^{\hat{ii}} . \quad (17)$$

Враховуючи (17), втрати потужності за умови оптимального струморозподілу в мережах визначаються

$$\Delta \dot{S}_{\hat{a}}^{oi} = d\dot{U}_{\hat{a}} \hat{J}^{\hat{ii}} , \quad (18)$$

де $d\dot{U}_{\hat{a}}$ – матриця, що складається з n векторів-рядків $d\dot{U}_{\hat{a}i}$, в яких кожен елемент має фізичний зміст складових спаду напруги в i -ій вітці, зумовленого протіканням струму окремого навантаження (генерування).

Визначення мінімально можливої величини транзитних втрат дозволяє врахувати її в цінній заявці блока, відповідно коригуючи тариф на електроенергію джерел для кожного споживача окремо. Таке уточнення ціни покращує умови створення конкурентного середовища для генерувальних компаній, оскільки споживачі можуть обирати виробників з урахуванням мінімальних витрат на транспортування.

У **третьому розділі** розроблено алгоритми практичної реалізації методів оптимального розподілу навантаження між джерелами електроенергії, а також оптимального керування режимами ЕЕС з використанням розроблених математичних моделей. Запропоновано алгоритми формування оптимальних станів ЕЕС з урахуванням різних критеріїв оптимальності, які розроблено в другому розділі. Запропоновано алгоритм коригування тарифів на електроенергію з урахуванням чутливості втрат.

Значення тарифу для окремої електростанції з урахуванням міри її впливу на взаємні та транзитні втрати потужності в ЕЕС пропонується визначати за виразом:

$$\ddot{\alpha}_{\hat{N}_z} = \ddot{\alpha}_{\hat{A}\hat{E}_z} - k_{\hat{a}} \cdot T_{\delta P}_i , \quad (19)$$

де $\ddot{\alpha}_{\text{ЕГК}_\text{ср}}$ – середньозважений тариф для даної енергогенерувальної компанії; $k_{\text{в}}$ – вартісний коефіцієнт, що визначає вагу фактору втрат потужності в електричних мережах ОРЕ у тарифі; $T_{\delta P}_i$ – елемент вектора чутливості втрат потужності в ЕЕС, що відповідає i -й ЕС.

Використовуючи (19), можна технічно обґрунтувати підвищення (зниження) тарифів на відпущену електроенергію для окремих станцій, функціонування яких забезпечує зменшення (збільшення) власних та транзитних втрат в ЕЕС.

Запропоновано алгоритм визначення втрат потужності в заданих вітках за оптимального поточкорозподілу, а також алгоритм коригування цінних заявок з урахуванням двосторонніх договорів на постачання електроенергії.

Отримано вираз для уточнення тарифу для джерел електроенергії з урахуванням складової витрат на транспортування електроенергії

$$\ddot{\alpha}_{\hat{E}\hat{N}_s} = \beta_s + \frac{\sum_{\ell \in \mathbf{N}} \Delta P_{\ell(s,k)}^{\hat{ii}} \cdot c}{P_k} , \quad (20)$$

де $\ddot{\alpha}_{\hat{E}\hat{N}_s}$ – тариф на електроенергію для s -го джерела; $\Delta P_{\ell(s,k)}^{\hat{ii}}$ – приріст активної складової транзитних втрат потужності в електричній мережі ℓ , зумовлених протіканням навантаження k -го споживача від джерела s за умови оптимального струморозподілу; P_k – потужність навантаження, яку покриває джерело за умовами контракту.

Виробник може укласти договори на електропостачання з кількома споживачами, для яких витрати на транспортування електроенергії будуть різними. Виходячи з цього, ціна для окремого джерела має коригуватись з урахуванням транзитних втрат до можливих споживачів електроенергії. Приклад цінної заявки для окремого блока електричної станції з урахуванням витрат на транспортування електроенергії до споживачів подано на рис. 1.

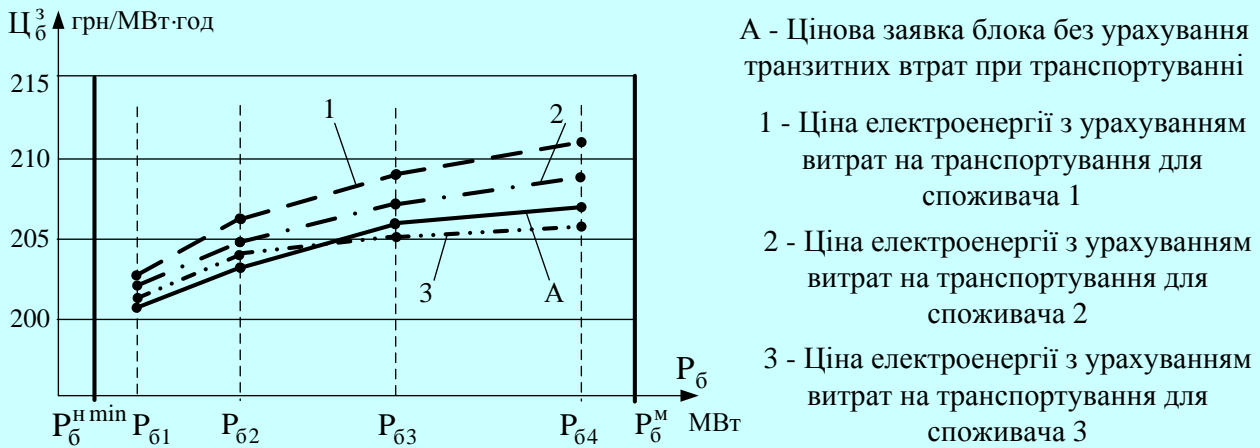


Рисунок 1 – Коригування цінових заявок блока з урахуванням витрат на транспортування електроенергії до трьох різних споживачів

З рис. 1 видно, що для третього споживача після уточнення ціна у третій та четвертій точках зменшується, оскільки генерування даного джерела викликає зменшення сумарних транзитних витрат, тобто друга складова виразу (20) є від'ємною. Таким чином, в ціновій заявці блока для даного споживача ціна на електроенергію зменшиться, що підвищить його можливості щодо отримання квоти на постачання електроенергії. Уточнені заявки дають можливість покривати сумарне навантаження енергосистеми за рахунок більш ефективного вибору працюючих блоків.

Якщо розглядати оптимізацію режиму ЕЕС з традиційними електричними станціями (ТЕС, АЕС, ГЕС), то, зазвичай, частка розосереджених джерел електроенергії (РДЕ) в сукупному генеруванні невелика. Вони не мають суттєвого впливу на процес оптимізації. Однак, якщо окремі РДЕ, об'єднані в локальні електричні системи, розглядати як окреме джерело електроенергії в системі, то економічні опори таких джерел за рахунок «зеленого тарифу» будуть співмірні з опорами потужних електростанцій. Під час оптимізації режиму системи з потужними станціями передбачається еквівалентування РДЕ, тобто заміна таких джерел балансною потужністю. Таким чином буде можлива оптимізація розподілу навантажень з урахуванням РДЕ в системі.

Для розв'язання задачі (12) запропоновано використовувати визначення оптимального струморозподілу в ЕЕС за заступною r -схемою, еквівалентованою на підставі методу радіальних еквівалентів (REI). В результуючій схемі джерела електричної енергії розташовані за економічними опорами R_{ei} , а в схемі електричної мережі ЕЕС залишають лише активні складові опорів зв'язку $R_{\hat{a}\hat{a}i}$, розрахованих за режимними параметрами:

$$\hat{z}_{\hat{a}\hat{a}i} = \frac{U_{\hat{a}} - U_i}{\sqrt{3} \cdot J_i}, \quad (21)$$

де $U_{\hat{a}}$ – напруга базисного вузла заступної схеми ЕЕС.

Зазначені опори є нелінійними функціями генерованої потужності та вузлових напруг і можуть бути об'єднані у сумарні економічні опори:

$$R_{\Sigma ei} = R_{ei} + R_{e\hat{a}\hat{a}i},$$

або, розкриваючи фізичний зміст окремих складових:

$$R_{\Sigma ei} = \frac{U_i \cos \varphi_i}{P_i} \cdot \left[U_{\hat{a}} \cos(\varphi_i - \psi_i) - U_i \cos \varphi_i \cdot \left(1 - \frac{\beta_i}{c} \right) \right], \quad (22)$$

де ψ_i – кут зсуву між векторами напруги i -го і базисного вузлів.

За такої постановки задачі оперативні розрахунки істотно спрощуються. До того ж використання REI -схеми, побудованої відносно певного вузла системи, дозволяє оцінювати

залежність його параметрів від зміни параметрів системи, а також аналізувати зміни параметрів ЕЕС після реалізації певного режиму вузла, що досліджується. Таким чином, інформаційних засобів диспетчерського центру керування окремої електричної станції виявляється достатньо для виконання оптимізаційних розрахунків та оптимального керування режимами ЕС з забезпеченням загальносистемного ефекту.

У **четвертому розділі** показано ефективність розроблених методів і алгоритмів, запропонованих у попередніх розділах, на прикладі схеми електромереж 110-750 кВ Південно-Західної електроенергетичної системи (ПЗЕС). Використовуючи програмний комплекс «АЧП», розраховано оптимальні добові графіки навантаження для енергогенерувальних вузлів ПЗЕС (рис. 2).

Показано, що за рахунок оптимального перерозподілу потужностей генерування між джерелами електроенергії, можливо зменшити сумарні витрати на закупівлю та транспортування електроенергії від виробників до споживачів. Так, використовуючи критерій мінімуму витрат на закупівлю електроенергії, сумарні витрати за добу зменшились на 7,08 %. У випадку використання для Ладижинської ТЕС критерію мінімуму сумарних витрат умовного палива витрати на закупівлю і транспортування електроенергії зменшились на 7,46 % за добу.

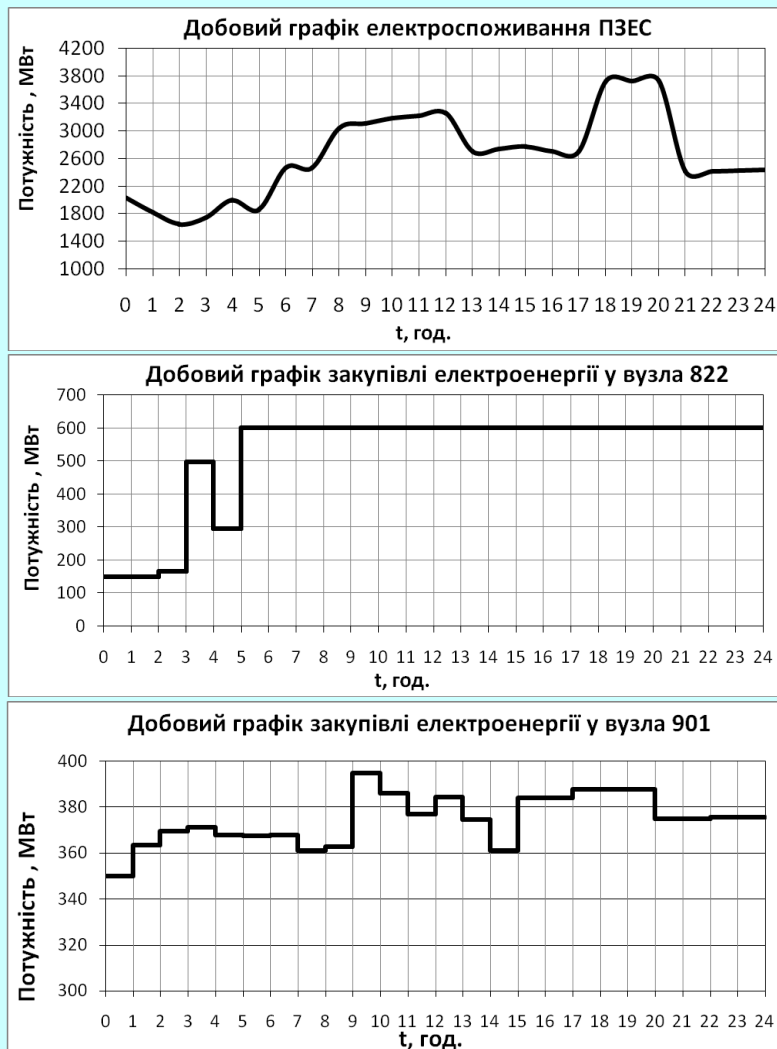


Рисунок 2 – Добовий графік електроспоживання та оптимальні добові графіки навантаження енергогенерувальних вузлів 822 та 901 (за критерій оптимальності прийнято мінімум витрат на закупівлю та транспортування електроенергії)

З метою перевірки ефективності методу та алгоритму визначення втрат потужності, пов'язаних з її транспортуванням за оптимального поточкорозподілу в ЕЕС, на прикладі ПЗЕС розраховано матрицю спадів напруги $d\dot{U}_{\hat{a}}$ та матрицю втрат потужності у вітках мережі $\Delta\dot{S}_{\hat{a}}^{oi}$. Використовуючи розроблений алгоритм, запропоновано уточнити цінові заявки на електроенергію Ладижинської ТЕС для споживачів трьох енергопостачальних компаній (Вінницяобленерго, Хмельницькобленерго та Центральної ЕЕС).

Для підтвердження ефективності використання отриманих коефіцієнтів чутливості $T_{\delta P}$ при розв'язанні задачі оптимального розподілу навантажень між джерелами електроенергії було розраховано ряд режимів схеми ПЗЕС.

Проаналізувавши значення вектора чутливості $T_{\delta P}$, визначено перелік вузлів, для яких необхідно враховувати фактор втрат при оптимізації режиму роботи ЕЕС. Значення з $T_{\delta P}$ можуть використовуватися як чисельні значення відносного приросту втрат потужності в ЕЕС для аналітичних умов оптимальності розподілу навантаження між електричними станціями. Крім того, з урахуванням коефіцієнтів чутливості $T_{\delta P}$ можна сформулювати загальні рекомендації щодо необхідності зменшення регульовального діапазону планових потужностей генерування для джерел з підвищеним значенням $T_{\delta P_i}$.

Використовуючи алгоритм, що базується на результатах аналізу чутливості оптимальних рішень до параметрів режиму в ЕЕС, спрощено розв'язання комплексної задачі формування планових графіків навантаження окремих джерел електроенергії з урахуванням особливостей їх функціонування у межах ЕЕС та балансууючого ринку.

Таким чином, виконані розрахунки підтверджують працездатність запропонованих в роботі методів, моделей та алгоритмів оптимального розподілу навантаження між джерелами електроенергії, які можуть бути використані для розв'язання задач оптимального керування режимами ЕЕС.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі отримано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення ефективності виробництва і транспортування електроенергії в електроенергетичній системі, що полягає у виборі оптимального складу енергогенерувального обладнання та дозволяє коригувати тарифи на електроенергію для виробників і споживачів в сучасних умовах функціонування балансууючого ринку електричної енергії та електропостачання за двосторонніми договорами.

Отримані такі нові результати:

1. Встановлено, що в сучасних умовах експлуатації з переходом на нові ринкові відносини змінилась постановка задачі оптимізації та виникла необхідність у нових критеріях оптимальності функціонування джерел електричної енергії в ЕЕС. Використання їх дозволить підвищити ефективність виробництва та транспортування електроенергії в електроенергетичній системі.

2. Розроблено математичні моделі та алгоритми оптимального розподілу навантаження між джерелами за різних критеріїв оптимальності. Показано, що використання аналізу чутливості оптимальних рішень до параметрів режиму електроенергетичної системи дозволяє визначати ефект від оптимального керування і зменшити втрати потужності в електричних мережах внаслідок визначення оптимального навантаження електростанцій.

3. Запропоновано методику коригування тарифів на електроенергію, що базується на результатах аналізу чутливості втрат потужності в ЕЕС. Її використання зможе забезпечити перехід до багатозонних (погодинних) тарифів, якими враховуються особливості функціонування окремих енергогенерувальних компаній, джерел та споживачів електроенергії.

4. Адаптовано метод визначення транзитних втрат потужності в електромережі за

оптимального струморозподілу в нових економічних умовах, що дозволяє виділити частку транзитних втрат потужності в умовах електропостачання за двосторонніми договорами. Врахування мінімально можливого значення транзитних втрат в цінових заявках джерел електроенергії дозволяє створити конкурентне середовище для генерувальних компаній в умовах адресності перетоків.

5. Показано ефективність використання принципу найменшої дії разом з методом радіальних еквівалентів електричних мереж, що дозволяє удосконалити математичну модель умов оптимальності режимів роботи ЕЕС внаслідок зменшення кількості впливових параметрів і адаптувати її до використання у локальних системах автоматичного керування режимами енергосистем.

6. Обґрунтовано умови оптимального розподілу навантаження між джерелами електричної енергії централізованого та розосередженого генерування. Показано, що для автоматизації оптимального керування джерелами енергії з урахуванням особливостей розосереджених відновлюваних джерел доцільно використовувати адаптивні системи автоматичного керування, які дозволяють досягати оптимальності технологічних процесів за умов неповної або недосконалої поточної інформації відносно параметрів, характеристик ЕЕС та впливів зовнішнього середовища.

7. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів перевірена та підтверджена результатами оптимізаційних розрахунків режимів Південно-Західної електроенергетичної системи. Використання вдосконаленого програмного комплексу «АЧП» дозволить підвищити ефективність функціонування суб'єктів енергоринку і додатково знизити сумарні витрати на закупівлю та транспортування електроенергії на 0,4-0,8%.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Лежнюк П. Д. Оптимальний розподіл навантаження між електричними станціями в умовах енергоринку [Електронний ресурс] / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – 2008. – № 3. – Режим доступу: http://www.nbuu.gov.ua/e%2Djournals/VNTU/2008-3/2008-3.files/uk/08pdloem_ua.pdf.

2. Лежнюк П. Д. Формування критеріїв оптимальності розподілу навантаження між електричними станціями в сучасних умовах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Тептя // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2008. – № 6. – С. 59-65. – ISSN 1997-9266.

3. Лежнюк П. Д. Оптимізація розподілу навантажень між електростанціями з урахуванням аналізу чутливості втрат потужності в ЕЕС / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Тептя // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету ім. М. Остроградського. – 2009. – № 3 (56), част. I. – С. 158-160. – ISSN 1995-0519.

4. Лежнюк П. Д. Моделювання оптимальних режимів роботи електричних станцій в умовах балансуєчого ринку / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Тептя // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: “Проблеми сучасної електротехніки”. – 2010. – Ч. 3. – С. 44-47. – ISSN 0204-3599.

5. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування потоками в неоднорідних електричних системах з урахуванням чутливості / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя // Вісник національного університету “Львівська політехніка”: Електроенергетичні та електромеханічні системи. – 2010. – № 666. – С. 56-61. – ISSN 0321-0499.

6. Лежнюк П. Д. Оптимізація режимів роботи електричних станцій в умовах балансуєчого ринку / П. Д. Лежнюк, В. В. Тептя // Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах: III міжнарод. наук.-техн. конф.: матеріали конференції. – Луцьк, 2010. – С. 123-125.

7. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування потоками в неоднорідних електричних системах з урахуванням чутливості / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя // Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах: III міжнарод. наук.-техн. конф.: матеріали конференції. – Луцьк, 2010.– С. 125-127.

АНОТАЦІЇ

Тептя В. В. Методи та засоби підвищення ефективності виробництва і транспортування електроенергії за диференційованих критеріїв оптимальності. – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.02 – Електричні станції, мережі і системи. – Вінницький національний технічний університет. – Вінниця, 2012.

Дисертаційну роботу присвячено підвищенню ефективності керування нормальними режимами електроенергетичної системи (ЕЕС) в умовах переходу до балансуєчого ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми договорами з урахуванням різноманітних джерел електроенергії. Тим самим вирішується завдання підвищення ефективності роботи електричних станцій і мереж при заданих економічних обмеженнях. Проведено аналіз існуючих методів оптимізації режимів електричних мереж ЕЕС. Показано, що оптимальне керування навантаженнями джерел електроенергії дозволяє зменшити втрати електроенергії в енергосистемі. Отримано критерії оптимальності в умовах переходу до нових ринкових відносин. Це дозволило сформулювати умови оптимального функціонування для окремих суб'єктів балансуєчого ринку. Розроблено алгоритми керування режимами ЕЕС, що здійснюють вибір оптимального складу енергогенерувального обладнання, чим забезпечується ефективне функціонування електричних мереж. Працездатність і ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів перевірена шляхом проведення розрахунків оптимальних навантажень електричних станцій на прикладах електроенергетичних систем.

Ключові слова: електроенергетична система, нормальний режим, джерела електричної енергії, оптимальний струморозподіл, критерій оптимальності, система автоматичного керування.

Teptya V.V. Methods and means of electric power energy generation and transmission efficiency increasing by the differentiated criteria of an optimality. – A manuscript.

Dissertation for scientific degree of Candidate of Science (Engineering) on Specialty 05.14.02 – Electric power stations, networks and systems. – Vinnytsia National Technical University. – Vinnytsia, 2012.

The given dissertation is devoted to management of electrical power network (EPS) normal modes efficiency increasing in the conditions of the electric power balancing market and supply under bilateral contracts taking into account electric power polytypic sources. Thereby it is solved problems of an overall power plants and networks performance increasing at the set economic restrictions. The analysis of existing methods of electrical networks EPS normal modes optimisation is carried out. It is shown, that optimal control of the electric power sources loads allows to reduce electric power losses in an electric power system. Optimality criteria in the conditions of new market relations are received. It has allowed to generate conditions of optimal performance for separate subjects of the balancing market. Algorithms of normal modes EPS control with carry out a choice of power equipment optimum structure are developed, than effective functioning of electrical networks is provided. Working capacity and efficiency of the methods offered in work and algorithms is checked up by carrying out of power stations optimal loads accounts on examples of electrical power networks.

Keywords: electrical power network, a normal mode, sources of electric energy, an optimum transmission current ratio, criterion of an optimality, automatic control system.

Тептя В. В. Методы и средства повышения эффективности производства и передачи электроэнергии по дифференцированным критериям оптимальности. – На правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02 – Электрические станции, сети и системы. – Винницкий национальный технический университет. – Винница, 2012.

В диссертационной работе получено новое решение актуальной задачи повышения эффективности функционирования субъектов электроэнергетических систем (ЭЭС), путем оптимального распределения нагрузки между источниками электроэнергии. Для решения задач оптимизации режимов ЭЭС разработаны математические модели с различными критериями оптимальности в современных условиях функционирования рынка электрической энергии и электроснабжения по двусторонним договорам.

Объект исследования – нормальные режимы электроэнергетических систем в условиях балансирующего рынка. Целью работы является повышение эффективности производства и передачи электрической энергии в электроэнергетической системе путем внедрения новых и усовершенствования существующих методов и алгоритмов оптимального распределения нагрузки между источниками электроэнергии с учетом современных экономических условий. Впервые разработаны математические модели оптимальных режимов ЭЭС с различными критериями оптимальности в условиях балансирующего рынка и электроснабжения по двусторонним договорам, что позволяет усовершенствовать метод оптимального распределения нагрузок между источниками электрической энергии, используя средства анализа чувствительности, и обеспечить максимальную эффективность функционирования рынка электроэнергии. Получил дальнейшее развитие метод комплексной оптимизации нормальных режимов электрических систем на основе принципа наименьшего действия, что проявляется в учете в математической модели условий оптимальности особенностей функционирования балансирующего рынка электроэнергии и электроснабжения по двусторонним договорам и позволяет более обоснованно формировать оптимизирующие влияния средствами управления. Усовершенствована, используя метод радиальных эквивалентов электрических сетей, математическая модель и получены условия оптимальности режимов работы источников электроэнергии в ЭЭС, что проявляется в уменьшении количества влиятельных параметров и позволяет адаптировать их к использованию в локальных системах автоматического управления режимами ЭЭС.

Установлено, что в современных условиях эксплуатации с переходом на новые рыночные отношения изменилась постановка задачи оптимизации и возникла необходимость в новых критериях оптимальности функционирования источников электрической энергии в электроэнергетических системах. Их использование позволяет повысить эффективность производства и передачи электроэнергии в ЭЭС.

Разработаны математические модели и алгоритмы оптимального распределения нагрузки между источниками по различным критериям оптимальности. Показано, что использование анализа чувствительности оптимальных решений к параметрам режима электроэнергетической системы позволяет определять эффект от оптимального управления и уменьшить потери мощности в электрических сетях вследствие определения оптимальной нагрузки электростанций.

Предложена методика коррекции тарифов на электроэнергию, основанная на результатах анализа чувствительности потерь мощности в ЭЭС. Ее использование сможет обеспечить переход к многозонным (почасовым) тарифам, в которых учитываются особенности функционирования отдельных энергогенерирующих компаний, источников и потребителей электроэнергии.

Адаптирован метод определения транзитных потерь мощности в электросети при оптимальном токораспределении в новых экономических условиях, что позволяет выделить частицу транзитных потерь мощности в условиях электроснабжения по двусторонним

договорам. Учет минимально возможного значения транзитных потерь в ценовых заявках источников электроэнергии позволяет создать конкурентную среду для генерирующих компаний в условиях адресных перетоков.

Показана эффективность использования принципа наименьшего действия вместе с методом радиальных эквивалентов электрических сетей, что позволяет усовершенствовать математическую модель условий оптимальности режимов работы ЭЭС за счет уменьшения количества влияющих параметров и адаптировать ее к использованию в локальных системах автоматического управления режимами энергосистем.

Обосновано условия оптимального распределения нагрузки между источниками электрической энергии централизованного и рассредоточенного генерирования. Показано, что для автоматизации оптимального управления источниками энергии с учетом особенностей рассредоточенных возобновляемых источников целесообразно использовать адаптивные системы автоматического управления, которые позволяют достигать оптимальности технологических процессов в условиях неполной или несовершенной текущей информации относительно параметров, характеристик ЭЭС и влияний внешней среды.

Работоспособность и эффективность предложенных в работе методов и алгоритмов проверена и подтверждена путем проведения расчетов по оптимизации режимов Юго-Западной электроэнергетической системы. Использование усовершенствованного программного комплекса «АЧП» позволит повысить эффективность функционирования субъектов энергорынка и дополнительно снизить суммарные затраты на закупку и передачу электроэнергии на 0,4-0,8%.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, нормальный режим, источники электроэнергии, оптимальное токораспределение, критерий оптимальности, система автоматического управления.

Підписано до друку 09.10.2012 р. Формат $29.7 \times 42 \frac{1}{4}$
Наклад 100 прим. Зам. № 2012-135
Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького національного технічного університету.
м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95. Тел.: 59-87-38