

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ ЕЕС З ВРАХУВАННЯМ ЧУТЛИВОСТІ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ І ТЕХНІЧНОГО СТАНУ РЕГУЛЮЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

Досліджено існуючі математичні методи визначення чутливості втрат потужності до зміни навантаження в вузлах. Запропоновано при оптимальному керуванні нормальними режимами (НР) електроенергетичних систем (ЕЕС) на етапі формування керуючих впливів враховувати чутливість втрат потужності в вітках до зміни навантаження в вузлах та технічний стан регулюючих пристроїв. Вдосконалено математичну модель коефіцієнту якості функціонування трансформаторів з регуляторами під навантаженням (РПН).

Ключові слова: електроенергетична система, оптимальне керування, коефіцієнт чутливості, коефіцієнт якості функціонування.

The existing mathematical methods for determining power losses sensitivity to a change in the nodes. An optimal control in normal mode (NR) electric power systems (EPS) at the stage of control actions take into account the sensitivity of the power losses in branches to a change in the condition of sites and control devices. Improved mathematical model coefficient as function transformers with regulators under load (RPN).

Keywords: electrical power system, optimal control, the rate sensitivity, quality factor functioning.

Вступ. Необхідність оперативної корекції параметрів НР виникає через відхилення умов експлуатації ЕЕС від запланованих. Головними причинами таких відхилень є неточність прогнозування навантаження споживачів, різні обмеження обладнання на зміну параметрів режиму, наприклад діапазон регулювання РПН [1]. Не завжди всі експлуатаційні обмеження враховуються при плануванні режимів. Під оптимальним керуванням нормальними режимами ЕЕС будемо розуміти вибір і реалізацію тими чи іншими способами найкращих значень залежних параметрів обладнання ЕЕС (наприклад, коефіцієнтів трансформації трансформаторів), шляхом зміни яких можна змінювати значення активних і реактивних вузлових потужностей, напруг у вузлах, струмів у вітках [2, 3].

Технічна забезпеченість ЕЕС України в більшості випадків дозволяє персоналу диспетчерської служби проводити корекцію режиму на основі аналізу даних телеметричних вимірів ОІК (оперативного інформаційного комплексу) АСДУ (автоматизованої системи диспетчерського управління). В основному це здійснюється за рахунок перерозподілу завантажень окремих електричних станцій за активною і реактивною потужностями і шляхом зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів і автотрансформаторів. Як критерій оптимальності, на основі значення якого приймаються рішення щодо керуючих впливів, може використовуватися мінімум втрат активної потужності.

Врахування чутливості втрат потужності до збурень дасть можливість визначити області оптимального регулювання тими регулюючими пристроями (РП), що мають найбільший вплив для введення режиму в більш економічний стан. Це дасть можливість мінімізувати витрати загального ресурсу РП при заданому відхиленні для досягнення оптимальних значень напруги у вузлах, зниження втрат та міри неоднорідності в електричній мережі. Через те, що зміна навантаження або генерування (збурення) призводить до зміни міри впливу неоднорідності мережі в ЕЕС, то постає завдання дослідження чутливості показників неоднорідності мережі до збурень. Оскільки оптимізуючі дії, направлені на компенсацію негативного впливу неоднорідності мереж ЕЕС, формуються за результатами розрахунків, зокрема розрахунків усталених режимів, то слід дослідити міру впливу розрахункових умов на прийняття оптимальних рішень. Дана задача розв'язується за допомогою математичного моделювання усталених режимів в темпі процесу з врахуванням впливових факторів (зміна коефіцієнтів трансформації, вибір балансуєчого вузла тощо).

Тому, мета статті полягає у зменшенні втрат потужності в електроенергетичних системах за рахунок вдосконалення керування параметрами нормальних режимів з врахуванням чутливості втрат потужності в вітках до зміни навантаження в вузлах та регулювальної здатності трансформаторів з РПН і їх технічного стану.

Визначення матриці коефіцієнтів чутливості втрат потужності. Електроенергетична система постійно знаходиться під дією зовнішніх і внутрішніх збурень. Збурення можуть виникати в ЕЕС в одній або декількох точках одночасно. Залежно від їх сили (значення) наслідки можуть характеризуватися кількісними змінами параметрів режиму в межах допустимих їх змін або якісними змінами режиму, наприклад втратою стійкості. За післядією це дві різні задачі і розв'язуються вони різними методами [4-6]. Розглянемо випадок, коли збурення за своїм впливом не можуть вивести режим з допустимої області або засобами автоматичного регулювання утримується в ній, але втрати потужності при цьому як в системі в цілому, так і в окремих її елементах можуть досягати критичних значень.

Складність утримання або введення режиму ЕЕС в допустиму область полягає в тому, що реакція параметрів режиму у різних її вузлах і вітках на збурення суттєво відрізняється. Відповідно вимагається різна дія окремих РП (джерел активної і реактивної потужності, трансформаторів з позовжньо-поперечним

регулюванням, лінійних регуляторів тощо) на параметри режиму елементів і підсистем ЕЕС. Дія РП носить системний характер і тому необхідно розглядати зміну їх параметрів як вплив не тільки на окремі параметри режиму, а й на загальносистемні характеристики, такі як сумарні втрати активної потужності в електричних мережах ЕЕС, втрати від транзитних перетоків потужності, розподіл навантаження між джерелами потужності, міжсистемні перетоки потужності. Останнє по суті стосується задачі оптимального керування нормальними режимами ЕЕС [7, 8], а тому в рамках цієї задачі і доцільно визначати дію РП як реакцію на збурення в системі.

Тут розглядається метод оцінки чутливості сумарних втрат потужності в неоднорідних ЕЕС як критерію оптимальності її режимів та втрат потужності в окремих вітках електричних мереж до зміни навантаження у вузлах. За ідеєю запропонований тут підхід схожий з методом використання відносних приростів технологічних втрат електроенергії (ТВЕ) на шляху в електричній мережі від джерела електроенергії до споживача [9, 10].

Якщо допустити, що коефіцієнти розподілу втрат потужності у вітках є незмінними, то при зміні потужності у вузлах втрати потужності в i -й вітці також зміняться і будуть рівні:

$$\delta \dot{S}_i = \dot{T}_i \delta \dot{S}_i, \quad (1)$$

де \dot{T}_i – матриця чутливості, яка встановлює зв'язок між приростами втрат потужності у i -тій вітці ЕЕС і змінами потужності у вузлах $\delta \dot{S}_i = \dot{S}^k - \dot{S}^{k+1}$ – матриця змін повної потужності у вузлах ЕЕС при переході з k -го режиму до $k+1$ -го.

Якщо зміни відбулися тільки в одному вузлі – g -му, то приріст втрат потужності в i -й вітці від зміни потужності в g -му вузлі на $\delta \dot{S}_g$ буде складати

$$\delta \dot{S}_i = t_{ig} \delta \dot{S}_g. \quad (2)$$

З (2)

$$t_{ig} = \frac{\delta \dot{S}_i}{\delta \dot{S}_g}. \quad (3)$$

З (3) у відповідності до [11] слідує, що t_{ig} є коефіцієнтом чутливості втрат потужності в i -й вітці до зміни потужності в g -му вузлі. Оскільки матриця \dot{T} складається з елементів виду t_{ig} , то вона є матрицею чутливості, яка встановлює зв'язок між приростами втрат потужності у вітках ЕЕС і змінами потужності у вузлах.

На практиці в ЕЕС виникають задачі, коли у вузлах змінюються тільки активна або реактивна потужності. Якщо у вузлі змінюється тільки активна потужність ($\delta Q_g = 0$, $\delta P_g = 0$), то з (3) слідує, що

$$t_{ig} = \frac{\delta P_g}{\delta P_g} + j \frac{\delta Q_g}{\delta Q_g} \quad (4)$$

Навпаки, якщо у вузлі змінюється тільки реактивна потужність (вмикається або вимикається джерело реактивної потужності, ($\delta Q_g \neq 0$, $\delta P_g = 0$), то з (3) маємо, що

$$t_{ig} = \frac{\delta P_g}{\delta P_g} - j \frac{\delta Q_g}{\delta Q_g}. \quad (5)$$

Оскільки критерієм оптимальності нормальних режимів ЕЕС є втрати активної потужності, то як коефіцієнти чутливості інтерес в першу чергу представляють перша складова з (4) і друга складова з (5). Відповідно з них формуються матриці чутливості втрат активної потужності у вітках до змін у вузлах активної \dot{T}_{iP} і реактивної \dot{T}_{iQ} потужностей. Тоді втрати активної потужності в i -й вітці при зміні режиму у вузлах визначаються:

$$\delta P_p = \mathbf{T}_{iP} \delta \mathbf{P}, \quad \delta P_Q = \mathbf{T}_{iQ} \delta \mathbf{Q}, \quad (6)$$

де $\delta \mathbf{P}$ і $\delta \mathbf{Q}$ – зміни відповідно активної і реактивної потужностей у вузлах ЕЕС.

Розрахунок чутливості втрат потужності у вітках електричної мережі 110-750 кВ

З метою перевірки ефективності розробленого методу розподілу втрат потужності розраховано матрицю коефіцієнтів розподілу втрат потужності, а також визначено втрати потужності у вітках електричних мереж на прикладі фрагменту схеми Південно-Західної ЕЕС (ПЗЕС) 110-750 кВ (рис. 1). В нього входить 32 вузли, 39 віток та 10 трансформаторних зв'язків. ЕЕС складається з електричних мереж різних класів напруги.

Для підвищення ефективності керування нормальними режимами ЕЕС з метою зменшення втрат електроенергії, необхідно виявляти найбільш ефективні регулюючі пристрої, оцінюючи чутливість втрат потужності у вітках схеми до зміни параметрів режиму ЕЕС, а саме до зміни навантаження (генерування) у вузлах (рис. 2). Для фрагменту схеми ЕЕС 110–750 кВ Південно-Західної ЕЕС в процесі дослідження виконано розрахунок матриці коефіцієнтів чутливості втрат потужності у вітках до зміни навантаження у

вузлах при різних розрахункових умовах. Виконано розрахунок чутливості втрат потужності як у всій ЕЕС, так і у лініях від зміни навантаження у вузлах. Зміна навантаження у вузлі приймається в межах $\pm 5\%$, $\pm 2\%$ від заданого навантаження в ньому. Для прикладу навантаження змінюється у вузлі 901 (підстанція «Рівне 330»). Результати розрахунків приведено у таблиці 1. В останніх стовпцях таблиці приведені значення коефіцієнтів чутливості втрат активної потужності відповідно в електричних мережах і в ЛЕП по відношенню до базового режиму (БР).

Таблиця 1

Результати розрахунків чутливості втрат потужності при зміні навантаження у вузлі 901

Режим	Втрати активної потужності, МВт		Коефіцієнти чутливості втрат активної потужності	
	в системі	в ЛЕП	в системі	в ЛЕП
БР	38,54	36,28	–	–
- 5 %	36,95	34,69	- 0,063	- 0,063
+5 %	40,17	37,92	0,065	0,065
- 2 %	37,93	35,67	- 0,061	- 0,061
+2 %	39,17	36,92	0,063	0,064

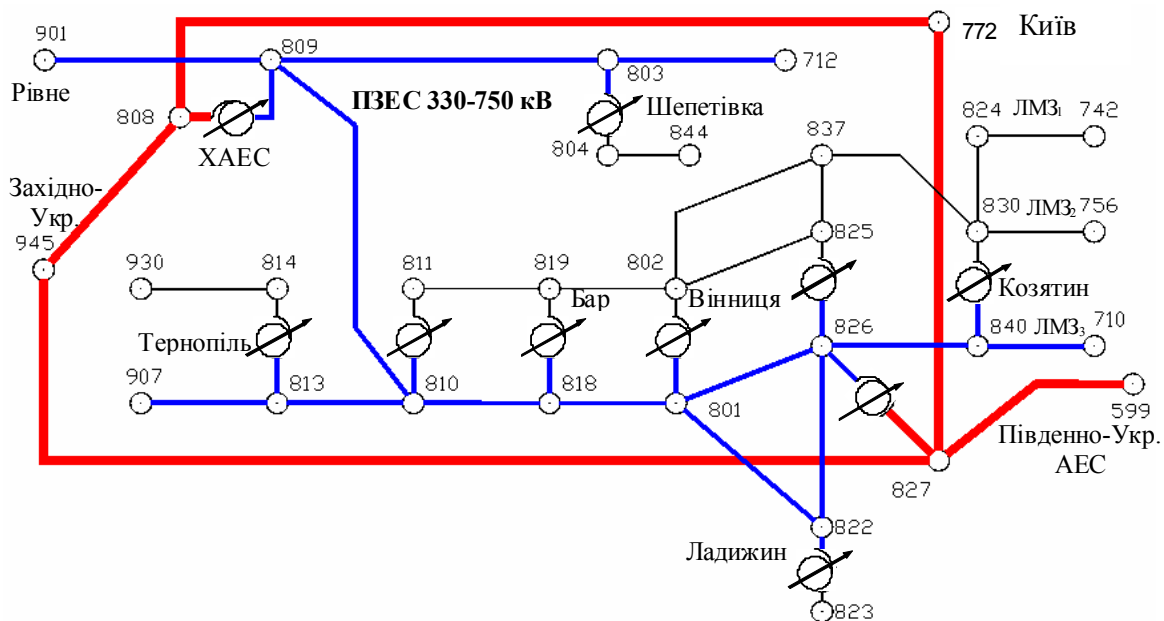


Рис. 1. Фрагмент схеми ПЗЕС 110-750 кВ

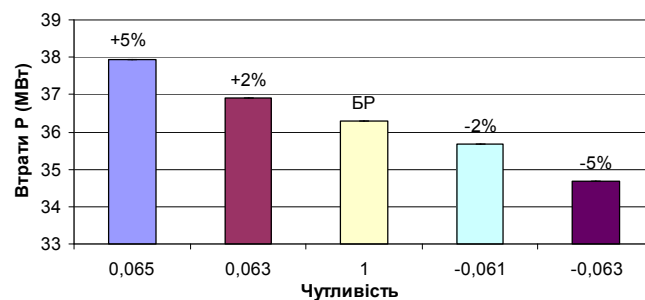


Рис. 2. Чутливість втрат активної потужності у вітках схеми до зміни навантаження у вузлі 901

З табл. 1 видно, що чутливість сумарних втрат в системі і чутливість втрат в лініях електропередачі до зміни навантажень у вузлі в межах $\pm 5\%$ майже співпадають. Те саме спостерігається при зміні навантаження в інших вузлах. В табл. 2 наведені результати розрахунків чутливості втрат потужності при зміні навантаження у вузлах 945 та 712.

З результатів, наведених в цій таблиці, а також в табл. 1, видно, що коефіцієнти чутливості втрат потужності в ЕЕС при симетричному відхиленні навантаження ($\pm 5\%$, $\pm 2\%$) приймають різні числові значення. Знак коефіцієнтів вказує на збільшення або зменшення приросту втрат.

З табл. 1. і 2 видно, що чутливість втрат в ЕЕС при зміні потужності в окремих вузлах в межах $\pm 5\%$ суттєво відрізняється. Ця різниця складає порядок і більше. Це означає, що оптимізуючи дії в ЕЕС для компенсації впливу збурень потрібно проводити з врахуванням чутливості втрат потужності в ній. Відповідним чином повинні реагувати САК потоками потужності в ЕЕС.

Результати розрахунків чутливості втрат потужності при зміні навантаження у вузлах 945 та 712

Режим	Втрати потужності в системі (МВт)	Коефіцієнти чутливості втрат в системі
БР	38,54	–
Збурення у вузлі 945		
– 5 %	38,22	– 0,027
+5 %	38,78	0,021
Збурення у вузлі 712		
– 5 %	38,50	– 0,003
+5 %	38,61	0,005

Визначення коефіцієнтів якості функціонування трансформаторів з РПН. 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 [1]. 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, викликаній переходом до ринку електроенергії.

Відповідність поточного й оптимального значень критерію оптимальності (втрат потужності) в ЕЕС досягається за рахунок інтенсивності роботи регулюючих пристроїв (РП). Це призводить до додаткового спрацювання їхнього технічного ресурсу, зниження надійності функціонування що, як наслідок, призводить до відмов і збитків, іноді співрозмірних і навіть більших за техніко-економічний ефект, який досягається в результаті оптимізації. Тому необхідно розробляти математичні моделі для оптимального керування НР ЕЕС з врахуванням технічного стану РП. Це дозволяє більш ефективно використовувати трансформатори з РПН для зменшення втрат електроенергії під час її транспортування.

Тому, мета статті полягає у зменшенні втрат потужності в електроенергетичних системах за рахунок вдосконалення керування параметрами нормальних режимів з врахуванням регульовальної здатності трансформаторів з РПН і їх технічного стану.

Очевидно, що оперативний персонал формуючи керуючі впливи враховує технічний стан електрообладнання. Вибір трансформатора, який краще використовувати для оптимального керування НР ЕЕС, здійснюється, враховуючи такі умови: перемикання бажано реалізувати найбільш надійним трансформатором, тому що пошкодження трансформатора під час перемикань призводить до витрат на його ремонт, які можуть значно перевищити збитки від роботи енергосистеми в неоптимальному режимі в разі відмови від застосування ненадійного трансформатора; використання при керуванні параметрами НР найнадійнішого трансформатора для забезпечення їх оптимальних значень не завжди забезпечує оптимальний режим роботи, тому що трансформатор може бути нечутливий для підтримання режиму в даний момент; розрахункова кількість перемикань для підтримання оптимального режиму (деякі трансформатори може перевести в категорію обладнання з аварійно низьким залишковим ресурсом, а для інших трансформаторів – лише незначним чином зменшує їх ресурс).

Тому пропонується як критерій вибору трансформатора, яким краще здійснювати перемикання, і вибору кількості перемикань використовувати коефіцієнт якості функціонування [9-12, 14-15]. Коефіцієнт якості функціонування враховує надійнісні характеристики трансформатора (зокрема залишковий ресурс), навантаження трансформатора та чутливість зміни втрат потужності в ЕЕС до перемикань РПН саме цього трансформатора. Перемикання потрібно здійснювати таким трансформатором, у якого коефіцієнт якості функціонування найвищий [10-12, 14, 15]. Вибрати відповідний трансформатор складно, враховуючи те, що потрібно мінімізувати втрати і забезпечити надійність роботи РПН (зменшити кількість відмов в роботі РПН) [9-12]. За таких умов для знаходження розв'язку задачі визначення коефіцієнту якості функціонування можна застосовувати програмний комплекс MATLAB, тому що він дозволяє розв'язувати оптимізаційні задачі при вихідних даних, які представлені у вигляді нечітких множин і враховувати експертну інформацію. Розглянемо задачу знаходження коефіцієнта якості функціонування трансформатора залежно від його впливу на втрати в енергосистемі та його залишкового ресурсу. Коефіцієнт якості функціонування трансформатора є комплексним параметром, який враховує не лише можливість трансформатора перетворювати електроенергію, а й можливість ефективно впливати на режим енергосистеми, і визначається за виразом:

$$k_{\text{як.функ.}} = (a_1 + a_2) \cdot k_{\text{ресн}} \cdot k_{\text{ресохол.}} \cdot k_{\text{ресл}} \cdot a_3 \cdot k_{\text{втрат}} \quad (7)$$

та визначають коефіцієнт втрат за виразом:

$$k_{\text{втрат}} = \frac{\Delta P_{\text{неопт}} - \Delta P_{\text{опт}}}{\Delta P_{\text{опт}}},$$

коефіцієнт залишкового ресурсу по параметру «накопичений комутований струм» визначають за формулою:

$$k_{\text{ресл}} = \frac{I_{\text{зал.}} - n \cdot I_{\text{ком.}}}{I_{\text{пасп.}}},$$

залишковий струм комутації за формулою:

$$I_{\text{зал.}} = I_{\text{пасп.}} - I_{\text{нак.}}$$

визначають коефіцієнт ресурсу по параметру кількості перемикачів за формулою:

$$k_{\text{ресл}} = \frac{n_{\text{зал.}} - n}{n_{\text{пасп.}}},$$

коефіцієнт залишкового ресурсу ($k_{\text{ресохол.}i,j}$) для одного охолоджувача по параметру «різниця температур між входом і виходом охолоджувача» визначають за виразом (змінюється в процесі експлуатації від 1 до 0 в.о. для одного охолоджувача):

$$k_{\text{ресохол.}i,j} = \frac{\Delta t_{\text{пот.}i,j}}{\Delta t_{\text{справ.}i,j}},$$

де $\Delta t_{\text{пот.}i,j}$ – поточне значення різниці температур для j -того режиму, $\Delta t_{\text{справ.}i,j}$ – значення різниці температур справного трансформатора для j -того режиму, використовують загальний коефіцієнт залишкового ресурсу всіх охолоджувачів, який розраховують за виразом:

$$k_{\text{ресохол}} = \sum \lambda \cdot k_{\text{рес.}i,j},$$

де $\lambda = 1/\Omega$ – коефіцієнт, який враховує вплив кожного охолоджувача окремо; Ω – кількість охолоджувачів (погіршення стану одного охолоджувача на інший не впливає) вагові коефіцієнти за виразами:

$$a_1 = \frac{B_1}{B_{\text{сум}}}$$

$$a_2 = \frac{B_2}{B_{\text{сум}}},$$

$$a_3 = \frac{B_3}{B_{\text{сум}}},$$

вартість понаднормованих технічних втрат потужності за виразом:

$$B_3 = (\Delta P_{\text{пот}} - \Delta P_{\text{норм}}) \tau C,$$

сумарну вартість за виразом:

$$B_{\text{сум}} = B_1 + B_2 + B_3,$$

де B_1, B_2 – вартості: – втраченої електричної енергії в результаті роботи по ремонтній схемі, – ремонту РПН трансформатора в разі його пошкодження при оперативних перемикачях; $n_{\text{зал.}}$ – залишкова кількість перемикачів; $n_{\text{пасп.}}$ – кількість перемикачів, яка вказана в паспорті трансформатора; n – кількість потрібних перемикачів для досягнення оптимального режиму; $\Delta P_{\text{опт}}$ – оптимальне значення втрат активної потужності; $\Delta P_{\text{неопт}}$ – значення втрат активної потужності при відмові від перемикачів даним трансформатором; $I_{\text{зал.}}$ – залишковий струм комутації; $I_{\text{ком}}$ – струм, який комутує трансформатор при одному перемикачів; $I_{\text{пасп.}}$ – струм, який повинен комутувати трансформатор по паспорту; $I_{\text{нак.}}$ – накопичений комутований струм; $\Delta P_{\text{норм}}$ – нормативне значення технічних втрат активної потужності; $\Delta P_{\text{пот}}$ – поточне значення втрат активної потужності; C – вартість електроенергії; τ – тривалість періоду між перемикачями.

Висновки. Для розв'язання задач оптимального керування параметрами НР ЕЕС режиму потрібно використовувати системний підхід на етапі створення алгоритмів визначення оптимальних параметрів НР та на етапі розробки законів оптимального керування, який передбачає визначення керуючих впливів на РПН трансформаторів з одночасним врахуванням в створюваних алгоритмах чутливості втрат потужності в вітках до зміни навантаження в вузлах, технічного стану регулюючих пристроїв, зміни показників якості електричної енергії під час використання РПН, змін втрат електричної енергії. В результаті досягається загальносистемний ефект щодо зменшення сумарних втрат електричної енергії. Тобто в даній роботі вдосконалено метод визначення керуючих впливів трансформаторами з РПН з урахуванням коефіцієнта чутливості втрат потужності в вітках до зміни навантаження в вузлах та коефіцієнта якості їх функціонування, використання якого дозволяє оцінити доцільність здійснення керуючих впливів і зменшити затрати, зумовлені пошкодженням трансформаторів з РПН.

1. Баринов В. А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления / В. А. Баринов, С. А. Совалов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 440 с.
2. Крумм Л. А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами: моногр. / Крумм Л. А. – Новосибирск: Наука, 1981. – 317с.
3. Жуков Л. А. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: методы расчета / Л. А. Жуков, И. П. Стратан – М.: Энергия, 1979. – 416 с.
4. Абраменкова Н. А. Структурный анализ электроэнергетических систем в задачах моделирования и синтеза / Абраменкова Н. А., Воропай Н. И., Заславская Т. Б. – Новосибирск: Наука, 1990. – 224 с.
5. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем / [Войтов О. Н., Воропай Н. И., Гамм А. З. и др.]. – Новосибирск: Наука, 1999. – 250 с.
6. Лежнюк П. Д. Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом / Петро Дем'янович Лежнюк. – Монографія – Вінниця: УНІВЕРСУМ–Вінниця, 2003. – 131 с.
7. Баринов В. А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления / В. А. Баринов, С. А. Совалов – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 440 с.
8. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах./ П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик – Монографія – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2004. – 188 с.
9. Щербина Ю. В. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях / Щербина Ю. В., Бойко Н. Д., Бутенко А. Н. – К.: Техніка, 1981. – 104 с.
10. Экономия электроэнергии в электрических сетях / [Магда И. И., Меженный С. Я., Сулейманов В. Н. и др.]; под ред. Н. А. Качановой и Ю. В. Щербины. – К.: Техніка, 1986. – 167 с.
11. Розенвассер Е. Н. Чувствительность систем управления / Е. Н. Розенвассер, Р. М. Юсупов. – М.: Наука, 1981. – 464 с.
12. Кириленко О. Інформатизація та інтелектуалізація систем керування в електроенергетиці: деякі підсумки за останні роки / Олександр Кириленко, Артур Праховник // Технічна електродинаміка: спеціальний випуск – 2010. – С. 10-17.
13. Пат. 61058 Україна, МПК8 Н02J3/24. Спосіб оптимального керування нормальними режимами електроенергетичної системи / Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О.; заявник і патентоутримувач Вінницький національний технічний університет – заявл. 29.11.10; опубл. 11.07.11. Бюл. № 13, 2011р.
14. Лежнюк П. Оптимальне керування нормальними режимами електроенергетичних систем критеріальним методом з урахуванням планового значення технічних втрат потужності / Петро Лежнюк, Олена Рубаненко // Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика. Наукове видання. – 2011. – № 1. – С.192-193.

Надійшла 11.1.2013 р.
Рецензент: д.т.н. Лежнюк П.Д.