

gov.ua/ukrenergo/control/uk/publish/article?art_id=54905&cat_id=35981. 2. Оценка надежности работы электрической сети (Трактат) [Электронный ресурс] / В.А. Скопинцев, В.И. Чемоданов, М.И. Чичинский. – М., 2004. – 37 с. Режим доступа: www.oaoesp.ru/file/b2b72409/pub4.doc. 3. Комар В.О. Критеріальне моделювання якості функціонування автоматичних систем керування / В.О. Комар, В.О. Лесько // Вісн. нац. ун-ту “Львівська політехніка”. – 2007. – № 596. – С. 63–68. 4. Надежность технических систем: Справочник / Ю.К. Беляев, В.А. Богатырев, В.В. Болотин и др.; Под ред. И.А. Ушакова. – М.: Радио и связь, 1985. – 608 с. 5. Мокін Б.І., Юхимчук С.В. Математичні моделі робастної стійкості та чутливості нелінійних систем: Монографія. – 1999. – 122 с. 6. Биллinton Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем / Пер. с англ. В.А. Туфанова, под ред. Ю.А. Фокина. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 287 с. 7. Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Оценка надёжности систем электроснабжения. – М.: Энергоиздат, 1981. – 224 с. 8. Майн Х., Осаки С. Марковские процессы принятия решений. – М.: Наука, 1977. – 176 с. 9. Астахов Ю.Н., Лежнюк П.Д. Применение критериального метода в электроэнергетике. – К.: УМК ВО, 1989. – 137 с. 10. Cost Related Reliability Measures for Power System Equipment / George J. Anders, Armando M. Leite da Silva // IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, №. 2, May 2000. – P. 654–660.

УДК 621.311.072

П.Д. Лежнюк, В.М. Лагутін, О.І. Казьмірук
Вінницький національний технічний університет

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НАВАНТАЖУВАЛЬНОЇ СПРОМОЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ З РПН В ЗАДАЧАХ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЕС

© Лежнюк П.Д., Лагутін В.М., Казьмірук О.І., 2009

Розглянуто метод визначення використаного ресурсу трансформаторів і автотрансформаторів в умовах експлуатації і врахування його під час оптимального керування режимами електроенергетичних систем.

The method of transformers and autotransformer’s used resource determination under working conditions and its using during optimal maintenance of power system conditions is considered.

Вступ. Одним із засобів зменшення втрат в електричних мережах, що працюють паралельно (зокрема магістральні мережі та мережі обленерго), є трансформатори з регулюванням під навантаженням (РПН). Рівень оснащення електричних мереж трансформаторами з РПН сьогодні доволі великий. Проте використовуються вони для керування режимом електричних мереж і зменшення втрат електроенергії не досить ефективно. Особливо низький коефіцієнт використання регулюючих пристроїв в автоматичному режимі для керування потоками потужності і рівнями напруги [1]. Причин тут декілька. Основна з них – старіння електрообладнання. Це стосується і трансформаторів (Т) і автотрансформаторів (АТ), зношеність яких сягає 80 % і більше [2].

Ефективність розв’язання задач оптимізації режимів ЕЕС та зменшення втрат електроенергії в електричних мережах шляхом регулювання напруги та реактивної потужності визначається тим, наскільки точно і своєчасно здійснюється реалізація розрахованих оптимальних параметрів режиму [3]. Проте, через недостатній залишковий ресурс Т і АТ, оперативний персонал вважає за потрібне не ризикувати і не здійснює оптимізуючих впливів, враховуючи тим самим ненадійність пристроїв РПН і можливе перевантаження трансформаторів.

Навантаження Т і АТ, які беруть участь у перерозподілі потоків потужності з метою зменшення втрат електроенергії в ЕЕС, може змінюватися на 20–25 % відносно режиму, що передую

оптимальному [4]. Залежно від попереднього навантаження це може призводити до перевантаження Т і АТ. Причому ці перевантаження можуть бути систематичними.

Задача досліджень. Виникає задача визначення і врахування навантажувальної спроможності трансформаторів і автотрансформаторів на етапі розрахунків оптимальних параметрів режимів ЕЕС. Тобто, приймаючи рішення щодо необхідності і доцільності оптимізуючих впливів, оперативний персонал повинен бути впевнений, що технічний стан Т і АТ та їх реальні можливості брати участь в оптимальному керуванні потоками потужності в ЕЕС враховані. Ця стаття присвячена математичному моделюванню навантажувальної спроможності трансформаторів з РПН в задачах оптимального керування нормальними режимами ЕЕС.

В [5, 6] проаналізовані фактори, які впливають на ступінь практичної реалізації оптимальних режимів ЕЕС. З врахуванням цих факторів задача оптимального керування нормальними режимами ЕЕС формулюється так:

мінімізувати

$$F = \Delta P(x, k) + P(\delta U) + P(\omega) + \sum_{i \in s} \varnothing_i \quad (1)$$

за умов

$$V(x, k) = 0 ; \quad x \in M_x ; \quad k \in M_k , \quad (2)$$

де $\Delta P(x, k)$ – сумарні втрати активної потужності в ЕЕС, які залежать від параметрів режиму x і коефіцієнтів трансформації k ; $P(\delta U)$ – потужність, еквівалентна збитку користувачів через відхилення напруги; $P(\omega)$ – потужність, еквівалентна збитку через недовідпуск електроенергії, який викликаний відмовами Т і АТ; \varnothing_i – штрафна функція, яка вводиться для врахування залишкового ресурсу Т і АТ, зокрема кількості перемикачів пристроїв РПН трансформаторів (s – кількість Т і АТ, задіяних в оптимальному керуванні); $V(x, k)$ – рівняння усталеного режиму ЕЕС; M_x, M_k – області допустимих значень x і k .

Розмір штрафу \varnothing_i , який входить в математичну модель (1)–(2), визначається з врахуванням витраченого ресурсу Т і АТ, задіяних в оптимальному керуванні нормальним режимом ЕЕС. Форма штрафної функції вибирається квадратичною, базою є витрачений ресурс Т і АТ. Формуються штрафні функції для окремих Т і АТ за відомою методикою [7]. Завданням цієї роботи є визначення витраченого ресурсу Т і АТ та оцінки їх навантажувальної спроможності для участі в оптимальному керуванні нормальними режимами ЕЕС.

Відомо, що зниження втрат електроенергії в рік від встановлення і використання одного пристрою РПН на трансформаторах і автотрансформаторах зв'язку електричних мереж (далі АТ зв'язку) в середньому становить ΔE . Для кожного з АТ зв'язку відоме значення витраченого ресурсу (ВР) H_j , яке одержують за методикою, викладеною нижче. Значення коефіцієнта q_{ij} , який враховує витрачений ресурс кожного АТ зв'язку, визначається з виразу

$$q_{ij} = \frac{H_j}{H_\Sigma} = \frac{H_j}{\sum_{i=1}^s H_j}, \quad j = \overline{1, s}. \quad (3)$$

Зменшення зниження втрат від встановлення і використання одного пристрою РПН з врахуванням технічного стану АТ зв'язку становить

$$\Delta E_j = q_{ij} \Delta E / T, \quad (4)$$

де T – розрахунковий період часу.

Визначення витраченого ресурсу Т і АТ. Теорія навантажувальної здатності силових трансформаторів передбачає основним критерієм зносу ізоляції зниження її механічної стійкості, яка залежить від температури найбільше нагрітої точки (ННТ) обмотки. В умовах експлуатації, коли навантаження змінюються в великому діапазоні і максимальна потужність може не перевищувати номінальну, термін служби трансформатора подовжується більш, ніж у 1,5 раза порівняно з нормованим. У цих умовах трансформатор і АТ можуть працювати більше 30–50 років, що

не раціонально з погляду їх морального зносу. Тому для ефективнішого використання АТ зв'язку під час керування бажано їх систематично перевантажувати, що потребує, своєю чергою, точного і зручного методу визначення ВР ізоляції, який використовує доступну вихідну інформацію.

Спосіб визначення ВР ізоляції, який розглядається, базується на використанні даних про температуру ізоляції в стаціонарному і нестаціонарному режимах, про пророблений пристроєм час, про тривалість простоїв, кількості коротких замикань (КЗ) і вмикань. Для опису суті методу введемо деякі визначення. За повний ресурс роботи пристрою приймається календарний термін з моменту випуску його з заводу t_0 до моменту морального зносу t_k , який становить для трансформаторів 25 років. ВР визначається в частках від повного ресурсу, а за одиницю його виміру приймається 1 доба – інтервал часу з замкненим циклом навантажувальної здатності трансформатора і зовнішньої температури.

Час простоїв τ_{np} за певний період експлуатації розбивається на такі інтервали часу:

$$\tau_{np} = \tau_y + \tau_{av} + \tau_p + \tau_{oe} + \tau_{oo},$$

де τ_y – інтервал часу установки трансформатора, визначений як різниця календарних дат $t_{oe} - t_0$, де t_{oe} – дата першого вмикання в мережу; τ_{av} – інтервал часу, необхідний для введення в роботу обладнання, яке відмовило в результаті аварії; τ_p – інтервал часу відімкнення для проведення капітальних і поточних ремонтів; τ_{oe} – інтервал часу відімкнень, необхідний для проведення робіт на суміжних елементах; τ_{oo} – інтервал часу оперативних відімкнень за вказівкою диспетчерів.

Інтервали часу τ_y , τ_{av} і τ_p залежать від якості експлуатації пристрою, а t_{oe} і τ_{oo} – від умов експлуатації.

Модель визначення ВР H_Σ можна подати в загальному вигляді

$$H_\Sigma = H_u + H_o + \sum_{i=1}^{k_v} H_{i\kappa\lambda} + \sum_{j=1}^{k_z} H_{j\kappa\lambda} + \gamma T_e \pm \Delta H, \quad (5)$$

де H_u – вимірний або обчислений ресурс стаціонарного режиму за період часу $t_2 - t_1 - \tau_{2np}$; t_1 – момент початку, а t_2 – момент кінця вимірів ВР; τ_{2np} – загальний час простоїв пристрою за період $t_2 - t_1$; H_o – оцінений розмір ВР стаціонарного режиму за період часу $t_1 - t_0 - \tau_{1np}$;

τ_{1np} – загальний час простоїв за період $t_1 - t_0$; $\sum_{i=1}^l H_{i\kappa\lambda}$ – сумарний ВР за рахунок нагрівання ізоляції від поштовхів струму вмикань за період $t_2 - t_1$; k_v – кількість вмикань пристрою;

$\sum_{j=1}^{k_z} H_{j\kappa\lambda}$ – сумарний ВР від КЗ; k_z – кількість КЗ за період $t_2 - t_0$; γT_e – ВР за рахунок якості експлуатації за період $T_e = t - t_0 - \tau_{oe} - \tau_{oo}$ з моменту випуску пристрою з заводу t_0 до моменту t виміру або визначення зносу без інтервал часу простоїв τ_{av} і τ_{oo} ; γ – коефіцієнт якості експлуатації; ΔH – похибка визначення ВР.

На рис. 1 зображені складові \dot{I}_Σ для випадку, коли вимір або обчислення ВР провадиться не з початку експлуатації t_{oe} , а в будь-який довільний момент, наприклад, з t_1 по t_2 . Вимірюють ВР стаціонарного режиму лічильником без врахування нестаціонарних явищ (крива 1), повний ВР на момент t_2 визначається додаванням ВР від вмикань і КЗ (крива 2) і якості експлуатації (крива 3) за весь відпрацьований період. Сюди ж додається оцінений член H_o , який визначає ВР стаціонарного режиму за час $t_1 - t_0$. На підставі отриманої інформації про значення ВР можна розробити тактику подальшої витрати ресурсу трансформатора, АТ (крива 4).

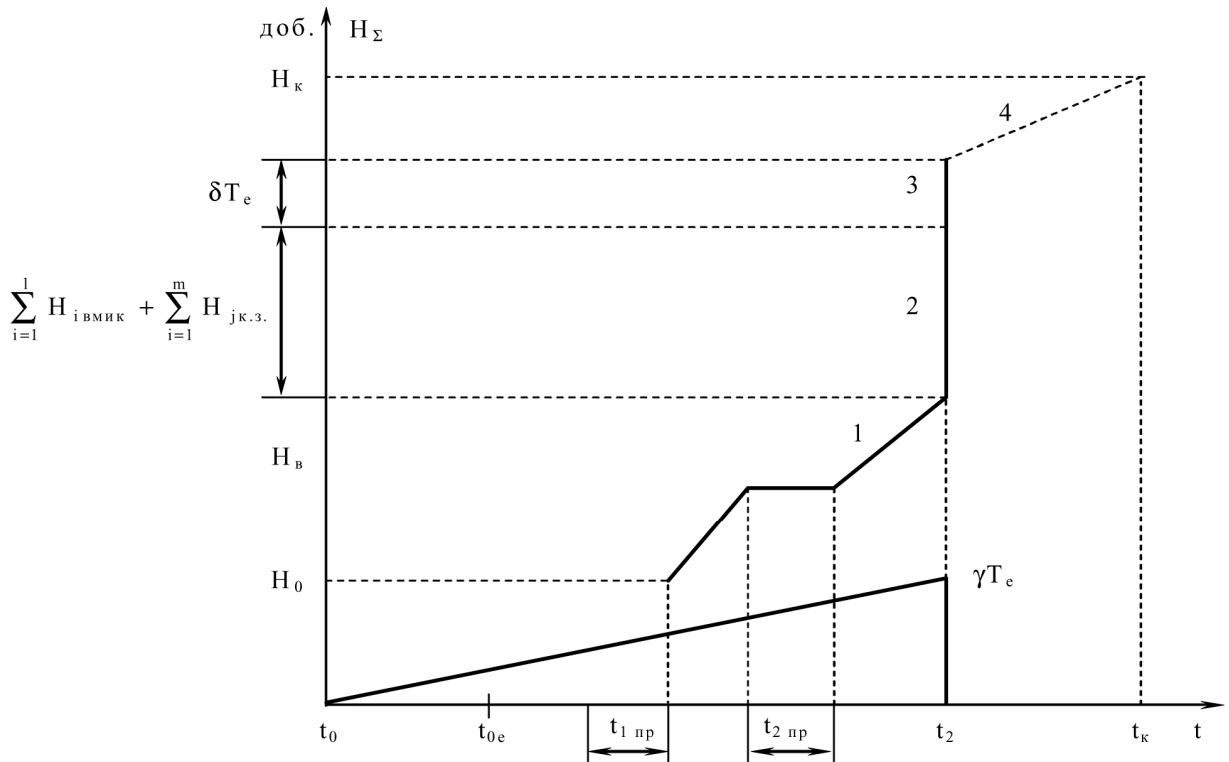


Рис. 1. Складові використаного ресурсу

Вимірювання ВР стаціонарного режиму H_u може бути розпочате в будь-який момент експлуатації, наприклад, t_{0e} або t_1 . За основу вимірів ВР беруть визначений інтеграл на базі формули Монтзінгера, яка визначає відносний знос ізоляції за конкретний період часу :

$$H_u = \int_0^{t_p/c} L(t) dt = \frac{1}{n_u} \sum_{i=0}^{t_p/c} L_i \Delta t_i = \frac{1}{n_u} \sum_{i=0}^{t_p/c} 2 \frac{\theta_i - 98}{6} \Delta t_i = \frac{1}{n_u} \sum_{i=0}^{t_p/c} \exp(0.115(\theta_i - 98)) \Delta t_i, \quad (6)$$

де L_i – відносний ВР за елементарний інтервал часу Δt_i ; $t_p = t_2 - t_1 - \tau_{2np}$ – час, відпрацьований трансформатором без простой; C – одиниця виміру ВР і часу, діб; n_u – кількість елементарних інтервалів часу, на які розбивають добу (наприклад, якщо $\Delta t_i = 15$ хв, то $n_u = 96$, а при $\Delta t_i = 14$ хв. 24 с., $n_u = 100$); q_i – температура ННТ обмотки трансформатора при i -му вимірі.

З аналізу виразу (6) і рис. 1 стає очевидною необхідність реєстрації інтервалу часу, на якому установка перебуває у ввімкненому стані. Оціночний член ВР – H_0 можна визначити за виразом

$$H_0 = K_u (t_1 - t_0 - \tau_{1np}), \quad (7)$$

де K_u – коефіцієнт зносу – статистичний параметр, який визначається для установок з постійним складом навантаження за результатами вимірювання або обчислення за інтервал часу:

$$K_u = H_u / (t_2 - t_1 - \tau_{2np}).$$

Для визначення K_u необхідно досліджувати 1–2 місяці в рік, обравши найбільш типовий час в зимовий і літній сезони (наприклад, січень і червень). Для установок, які працюють за випадковим графіком навантаження, K_u – функція календарного часу і його визначення є складнішою задачею, для розв'язання якої необхідно визначити основні параметри зміни навантаження – математичне очікування і дисперсію.

На рис. 2 показаний характер зміни температури обмотки в функції від часу при КЗ або вмиканнях.

За час $t_{омк} = t'' - t'$ обмотка встигає нагрітися від усталеного до початку нестационарного режиму температури $\theta_{ест}$ до температури q_{max} , а потім починає встигати за експоненціальним законом

$$\theta(t) = (\theta_{\max} - \theta_{\text{вст}}) \exp\left(-\frac{t}{T_{\text{об}}}\right),$$

де $T_{\text{об}} = (5 - 15)$ хв – постійна часу обмотки.

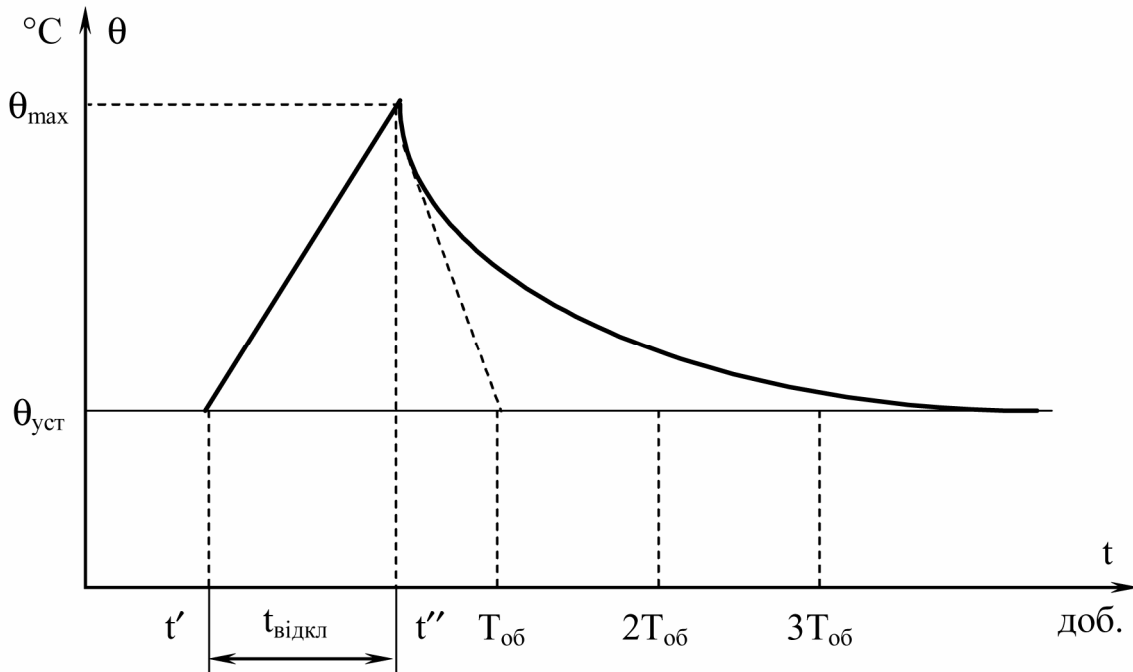


Рис. 2. Залежність зміни температури обмотки від часу під час короткого замикання

Процес вистигання можна вважати закінченим через інтервал часу, який дорівнює $4T_{\text{об}}$. В цьому випадку ВР від i -го вмикання або j -го КЗ визначається з виразу

$$H_{\text{вкл}(кз)} = \int_0^{4T_{\text{об}}/c} \exp 0.115 \left[(\theta_{\max} - \theta_{\text{уст}}) \exp\left(-\frac{t_c}{T_{\text{об}}}\right) - (98 - \theta_{\text{вст}}) \right] dt \quad (8)$$

Так, наприклад, обчислення ВР за виразом (8) для обмотки з $T_{\text{об}} = 5$ хв, $\theta_{\text{вст}} = 80$ °С, $\theta_{\max} = 140$ °С при КЗ, яке вимикається релейним захистом, дає такі результати:

$$H_{\text{кз}} = \int_0^{1/72} \exp 0.115 [60 \exp(-288t) - 18] dt = 0.08 \text{ дiб},$$

а при $T_{\text{об}} = 10$ хв. $H_{\text{кз}} = 0,16$ доби і при $T_{\text{об}} = 15$ хв. $H_{\text{кз}} = 0,24$ доби. Тобто постійна часу обмотки істотно впливає на величину ВР від одного КЗ або поштовху струму вмикання. ВР від поштовхів струму вмикання, як показує досвід експлуатації, можна знехтувати, якщо інтервал часу $t'' - t'$ менший за 1 с.

Отже, для кожної електроустановки необхідно робити підрахунок кількості КЗ і вмикань, попередньо виконавши середньостатистичну оцінку ВР від одного КЗ або поштовху струму вмикання.

Найважче враховувати в кількісному вигляді складову γT_e , яка входить в (5). Очевидно, що неякісна експлуатація призводить до швидкого виходу з ладу електроустановки і до подовження інтервалів часу аварійного відновлення $\tau_{\text{ав}}$, а також поточних і капітальних ремонтів τ_p . Тоді вираз для визначення коефіцієнта якості експлуатації можна подати так:

$$\gamma = \frac{\tau_y + \tau_{\text{ав}} + \tau_p}{t - t_0},$$

де t – поточний час.

Висновки. Для врахування навантажувальної спроможності трансформаторів і автотрансформаторів під час оптимального керування нормальними режимами ЕЕС запропонована методика оперативної оцінки технічного стану трансформаторів, результатом якого є повніше використання їх навантажувальної спроможності шляхом визначення витраченого ресурсу ізоляції за наявності інформації про температуру обмотки, кількості вмикань трансформаторів, коротких замикань і часу простоїв. Для установок з постійним складом навантаження визначення витраченого ресурсу зводиться до визначення коефіцієнта зносу, а надалі – до фіксації часу роботи і простоїв, кількості коротких замикань і вмикань. Врахування навантажувальної спроможності трансформаторів і автотрансформаторів з РПН дозволяє визначити їх роль і місце в системі оптимального керування потоками потужності і рівнями напруги в ЕЕС. Врахування реальних можливостей трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку підвищує ефективність використання і збільшує ступінь практичної реалізації оптимізаційних розрахунків загалом.

1. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с. 2. Бабушкин В.М., Бондаренко Э.А., Черемисин И.М. Современное состояние энергетики Украины и проблемы ее развития // Электрические сети и системы. – 2003. – № 2. – С. 3–7. 3. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження: ГНД 34.09.204-2004. – К.: ГРІФРЕ, 2004. – 159 с. 4. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурькин А.Б. Определение и анализ потерь мощности от транзитных перетоков в электрических сетях энергосистем методом линеаризации // Электрические сети и системы. – 2006. – № 1. – С. 5–11. 5. Астахов Ю.Н., Лежнюк П.Д. Применение теории подобия в задачах управления нормальными режимами электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1990. – № 5. – С. 3–11. 6. Лежнюк П.Д., Кулик В.В. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 188 с. 7. Реклейтис Г., Рейвиндер А., Рэгсдел К. Оптимизация в технике: Кн. 1. – М.: Мир, 1986. – 349 с. 8. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: И 34-70-028-86. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1987. – 84 с.

УДК 621.316.1.072

П.Д. Лежнюк, В.В. Нетребський

Вінницький національний технічний університет

ЗАСТОСУВАННЯ ПРИНЦИПУ НАЙМЕНШОЇ ДІЇ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

© Лежнюк П.Д., Нетребський В.В., 2009

Досліджується проблема створення умов самооптимізації електроенергетичних систем на основі принципу найменшої дії. Показано, що регулярне прийняття оптимальних рішень, враховуючи цей принцип формує системі умови максимально можливого зниження втрат електроенергії під час її транспортування.

In article the problem of creation of electric power systems (EPS) self-optimization conditions is investigated on the basis of a principle of the least action. As shown, regular acceptance of optimum decisions, according to this principle, forms in EPS the preconditions for the greatest possible decrease the losses of the electric power are pawned at its transportation.

Вступ. Нормальні стани електроенергетичних систем (ЕЕС) відрізняються між собою параметрами режиму і кількістю електроенергії, що витрачається на її передачу від джерел до споживачів (втрати електроенергії). Значення цих втрат окрім параметрів системи, значень навантажень і генерування залежить також від керуючих параметрів, – параметрів регулюючих пристроїв (РП) (трансформаторів,