

С. В. Казанський, к. т. н., доц.

КЕРУВАННЯ НАДІЙНІСТЮ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В УМОВАХ РИНКОВИХ ВІДНОСИН

Досліджено вплив ринкових перетворень в енергетичній галузі на надійність електропостачання. Запропоновано системний підхід до розв'язання завдань забезпечення та керування надійністю електропостачання споживачів в умовах ринкових відносин.

Ключові слова: електроенергетичні системи, надійність електропостачання, ринки електричної енергії.

Вступ

Завданню забезпечення надійної роботи електроенергетичних систем (ЕЕС) завжди приділяли особливу увагу [1]. В умовах створення мультинаціональних лібералізованих ринків електричної енергії і, відповідно, значного ускладнення диспетчеризації проблема забезпечення надійного і безпечного електропостачання споживачів набула особливої актуальності. У ході глибокого аналізу різних аспектів реформування енергетики в багатьох країнах було визначено як позитивні, так і негативні наслідки впливу реформування на забезпечення достатнього рівня надійності електропостачання.

20-річний досвід роботи лібералізованих ринків електроенергії в країнах Західної Європи свідчить [2], що розвиток ринку лише за рахунок збільшення кількісного складу суб'єктів ринку електроенергії не завжди сприяє забезпеченню надійного і безпечного електропостачання. При цьому традиційна методика визначення показників надійності не враховує вплив на надійність електропостачання взаємовідносин суб'єктів ринку електричної енергії [3]. Із уведенням конкурентних відносин змінюються й цілі керування в електроенергетичній галузі. При цьому питання забезпечення надійності часто відходять на другий план.

Мета дослідження: розроблення методики оцінювання ефективності заходів щодо забезпечення надійності електропостачання як невід'ємної частини функціонування ринку електричної енергії.

Результати дослідження

З упровадженням ринкових відносин змінюються правові, економічні, структурні й організаційні форми функціонування суб'єктів електроенергетики, тому проблеми забезпечення надійності необхідно розглядати з урахуванням цих змін. При цьому необхідно врахувати технічні, правові, управлінські, економічні та інформаційні аспекти забезпечення надійності ЕЕС та електропостачання споживачів. У ринкових умовах необхідно розроблення такої концепції забезпечення надійності, яка нарівні з адміністративними методами управління виробництвом, передаванням і розподіленням електроенергії враховувала б і ринкові механізми.

Нова концепція забезпечення надійності має бути заснована на методології *системного підходу* з урахуванням ринкових стосунків між суб'єктами, містити комплекс завдань енергетики за критеріями прийняття рішень, а також порядок спільної участі суб'єктів ринку в забезпеченні надійності електропостачання споживачів.

Основні положення методології системного підходу [4] такі:

1. Спільна робота енергетичних підприємств – суб'єктів енергоринку – повинна розглядатися системно, як єдине ціле, а не як проста сукупність окремих елементів, що

відповідає терміну «системний підхід».

2. Зазначена система ієрархічно взаємозв'язана із системами іншого типу, відчуває вплив інших систем, і, відповідно, керування цією системою також є ієрархічним.

3. В основі керування системою повинні бути заздалегідь і чітко сформульовані цілі.

4. Модель керування має бути досить адаптивною до внутрішніх і зовнішніх умов, що змінюються.

Ранжирування цілей під час розв'язання системних завдань забезпечення надійності в умовах ринкових відносин зумовлене певною самостійністю функціонування окремих суб'єктів ринку, коли цілі їхнього керування, критерії розвитку й функціонування можуть не відповідати або суперечити загальним критеріям щодо забезпечення надійності. При цьому нормативна база забезпечення надійності повинна мати не декларативний характер, а визначати міру фактичної відповідальності кожного суб'єкта ринку щодо забезпечення заданого рівня системної надійності й надійності електропостачання споживачів.

Структурна ієрархічна модель керування надійністю наведена на рис. 1.

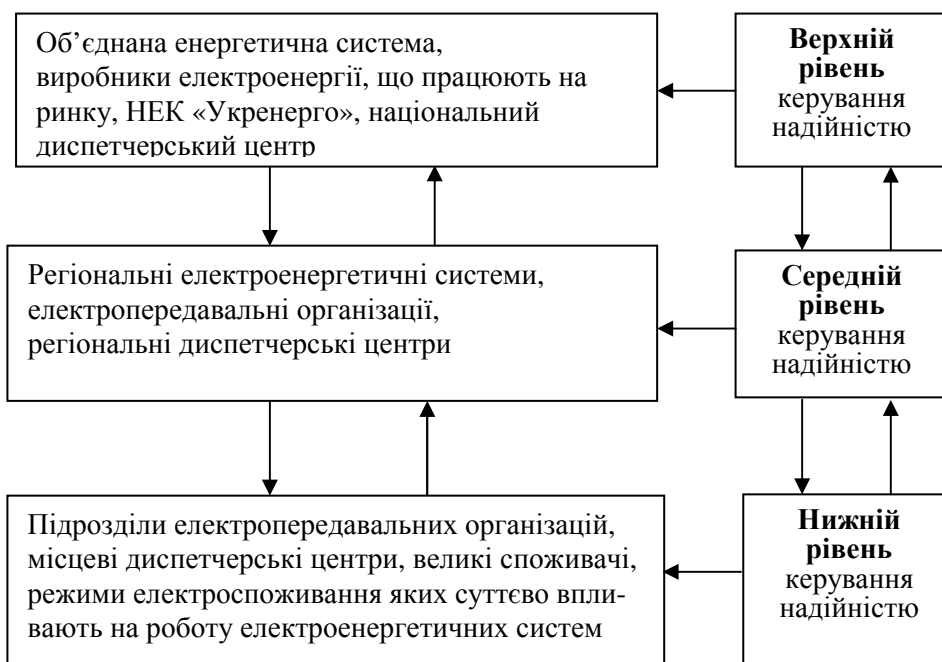


Рис. 1. Структурна ієрархічна модель керування надійністю

Ієрархічний принцип забезпечення надійності успішно використовували за оперативного керування єдиною енергетичною системою колишнього СРСР, він зарекомендував себе як один з ефективних підходів до забезпечення системної надійності. В умовах функціонування ринку електричної енергії система оперативно-диспетчерського керування спрямована на підтримку єдності складного технологічного процесу шляхом компенсування внесеного ринком розділення функцій і завдань окремих суб'єктів.

У ринкових умовах під час розгляду проблеми надійності енергопостачання на першому місці має бути споживач [5]. При цьому надійність самої системи електропостачання, яку оцінюють вартісними показниками, такими, як сумарні витрати на її забезпечення, вартість ремонтів пошкодженого устаткування тощо, стає наче внутрішньою справою постачальника.

Під час реформування електроенергетичної галузі й запровадженні ринкових конкурентних відносин відповідальність за надійність електропостачання розподіляється між багатьма суб'єктами ринку, що підвищує роль координації, вироблення правил і принципів забезпечення надійності.

Система оперативного оцінювання надійності містить такі складники:

- одержання даних про поточний режим;
- оцінювання стану;
- розрахунок сталих режимів;
- контроль обмеження сталого режиму;
- визначення можливих змін режиму;
- розрахунок перехідних процесів і оцінювання запасів динамічної стійкості;
- розрахунок струмів короткого замикання.

На *першому етапі* аналізують надійність планованого режиму. Завдання диспетчерських служб і служб режимів – перевірити заданий режим і в разі якихось відхилень (зумовлених, наприклад, зміною балансу потужності внаслідок укладання на ринку прямих двосторонніх договорів між виробниками та постачальниками) визначити можливість (або обґрунтувати неможливість) існування такого режиму та видати відповідні рекомендації.

Для того щоб забезпечити роботу електроенергетичної системи або підвищити її надійність, створюють регламентований резерв із генерації та пропускної здатності мереж, резервують джерела електропостачання відповідальних споживачів, визначають допустимі режими експлуатації устаткування.

На *другому етапі* під час реалізації запланованого режиму завдання диспетчерської служби полягає в тому, щоб виконувати планові показники. У разі, якщо хтось із суб'єктів ринку порушує задані параметри, то завдання диспетчерської служби полягає в тому, щоб виявити винуватця, ужити заходів щодо нормалізації режиму, спробувати звести до мінімуму відхилення параметрів від планових показників для інших учасників ринку. Крім цього, диспетчерська служба повинна виконувати і традиційні функції: проведення перемикань, роботу із заявками на ремонт устаткування, ліквідацію локальних аварій тощо.

З огляду на зазначене, надійність є основним критерієм під час уведення режиму, тому що від її забезпечення залежить виконання основних планових показників. Щоб уникнути виникнення аварійних ситуацій, необхідно постійно виконувати аналіз поточного режиму й оцінювати його надійність. При чому загалом буває недостатньо аналізувати виходи параметрів режиму за заздалегідь задані діапазони або порівнювати їх із заздалегідь визначеними типовими режимами. Такий підхід може бути застосований лише тоді, коли всі режими мають досить великий запас щодо стійкості. Але в ринкових умовах цього ніхто не може гарантувати, тому аналіз надійності необхідно проводити з урахуванням фактичного режиму роботи електроенергетичної системи, а також критеріїв надійності для поточного стану системи.

Аналіз режимів можна провести в такий спосіб. За допомогою пристроїв телемеханіки параметри поточного режиму передають до диспетчерського пункту. Потім за допомогою блоку оцінювання стану коректують параметри розрахункової моделі. Далі поточний режим перевіряють на допустимість заданих параметрів режиму (струм, напруга), а також і на статичну стійкість. Потім режим перевіряють на динамічну стійкість за найімовірнішими та найнебезпечнішими подіями. Після цього проводять різноманітні розрахунки сталих режимів для аналізу надійності за критерієм (n-1), а для деякого устаткування – і за критерієм (n-2). Також проводять розрахунки можливих перехідних і аварійних режимів з метою аналізу правильності налаштування РЗА і допустимості поточного режиму. За підсумками цих розрахунків для диспетчерського персоналу повинні видаватися інтегральні параметри надійності поточного режиму й у разі порушення надійності, а також за умови виникнення можливих аварійних ситуацій. За необхідності можлива деталізація найнебезпечніших і найімовірніших ситуацій і режимів.

Структурна схема оперативного оцінювання надійності наведена на рис. 2.



Рис. 2. Структурна схема оперативного оцінювання надійності

Варто врахувати, що повністю універсальну систему оцінювання надійності побудувати неможливо. А вже побудована система вимагає ретельного настроювання, заснованого на досвіді експлуатації компонент, що становлять загальну систему оцінювання надійності.

Потрібно звернути увагу на те, що загальна вартість програмних і апаратних засобів для побудови системи оперативного оцінювання надійності може виявитися досить значною порівняно з автономним програмним комплексом розрахунку сталих режимів. На вартість будуть впливати вимоги до швидкодії системи, а також розмірність розрахункової моделі. Незважаючи на це, упровадження таких систем на диспетчерських пунктах більшості енергосистем є доцільним і може принести значний економічний ефект.

Критерієм оцінювання ефективності забезпечення надійності енергопостачання споживачів може бути, наприклад, мінімум витрат на одиницю спожитої енергії. Цей критерій не суперечить інтересам виробників енергії, електропередавальних організацій і відповідає інтересам споживачів. Розрахункові співвідношення оцінювання ефективності заходів щодо забезпечення надійності електропостачання в цьому випадку можна визначити з урахуванням варіантної ефективності енергозабезпечення, тобто зіставляючи, з одного боку, витрати суб'єктів ринку на підвищення надійності вироблення і передавання електроенергії, а з іншого – втрати споживачів від ненадійного електропостачання з вини енергопостачальника. Щодо ЕЕС, які постійно розвиваються та вдосконалюють свою діяльність за рахунок заходів підвищення надійності, ефективність варіантів можна зіставляти з урахуванням вартості заходів на розвиток і функціонування генерувальних потужностей і електричних мереж, з одного боку, та збитків споживачів електричної енергії з урахуванням вартості невідпущеної електроенергії для кожного споживача, з іншого боку.

Надійність електропостачання ЕЕС для її споживачів визначають відношенням різниці між генеруванням електроенергії під час повного забезпечення споживачів $E_{\text{повн}}$ і невідпуском електроенергії внаслідок аварій та інших випадкових явищ $E_{\text{нед}}$ до генерування електроенергії під час повного забезпечення споживачів $E_{\text{повн}}$:

$$H_{\text{надійн}} = \frac{E_{\text{повн}} - E_{\text{нед}}}{E_{\text{повн}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

де $E_{\text{повн}}$ – повний (сумарний) обсяг відпущеної електричної енергії з усіх генерувальних

потужностей, кВт·год; $E_{нед}$ – сумарний недовідпуск електричної енергії для всіх споживачів ЕЕС, кВт·год.

Доцільно розраховувати цей показник надійності електропостачання для ЕЕС як інтегральний на інтервалі в один рік:

$$H_{надійн}^{рік} = \frac{E_{повн}^{рік} - E_{нед}^{рік}}{E_{повн}^{рік}} \cdot 100 \% \quad (2)$$

Критерієм економічного оцінювання ефективності впровадження заходів щодо підвищення надійності можна вважати інтегральний ефект $E_{інт}$ або чистий дисконтований прибуток за розрахунковий період, який обчислюють за формулою:

$$E_{інт} = \sum_{t=0}^T (R_t - B_t) \frac{1}{(1 + E_t)^t}, \quad (3)$$

де T – період розрахунку; t – номер кроку впровадження заходів щодо підвищення надійності; R_t – результувальний ефект, який досягнуто на t -му кроці впровадження; B_t – витрати для реалізації заходів щодо підвищення надійності електропостачання на t -му кроці; E_t – норма дисконтування на t -му кроці.

Додатковими критеріями ефективності можуть бути індекс прибутковості, внутрішня норма прибутковості, термін окупності капіталовкладень та інші показники.

Загальні витрати B_t щодо забезпечення надійності електропостачання містять такі складники:

$$B_t = B^{ген} + B^{транс} + B^{пал} + B^{доод}, \quad (4)$$

де $B^{ген}$ – витрати на розвиток генерувальних потужностей; $B^{транс}$ – витрати на розвиток систем транспортування електричної енергії (електричні мережі); $B^{пал}$ – витрати на паливо з урахуванням розвитку паливних баз, транспорту та перероблення палива; $B^{доод}$ – додаткові витрати під час здійснення заходів щодо підвищення надійності.

Як результувальний ефект R_t від реалізації заходів щодо підвищення надійності електропостачання беруть вартість додатково виробленої продукції в результаті зменшення кількості недовідпущеної електричної енергії на W одиниць.

Витрати на розвиток і функціонування генерувальних потужностей визначають рівнем установленної потужності N за формулою:

$$N = \frac{W}{h(1 - \alpha_{ен})(1 - \gamma_{втр})}, \quad (5)$$

де W – кількість додатково виробленої та спожитої електричної енергії в результаті реалізації заходів для підвищення надійності електропостачання; h – кількість годин використання встановленої потужності електричної станції типу ТЕС, год; $\alpha_{ен}$ – частка витрат електричної енергії на особисті потреби ТЕС; $\gamma_{втр}$ – відносні втрати електричної енергії в електричних мережах.

Витрати $B^{ген}$ для ЕЕС з електростанціями (наприклад, ТЕС) можна розрахувати так:

$$\begin{aligned} B^{ген} &= K^N + B^{нос} + B^{пал} = \\ &= K^P + (B^{рем} + B^{зн} + B^{заг} + B^{екол} + B^{pec} + B^{сист} + B^{кред}) + B^{пал}, \end{aligned} \quad (6)$$

де K^P – капіталовкладення на спорудження або розвиток ТЕС потужністю P ; $B^{нос}$ – умовно постійні витрати на ТЕС; $B^{пал}$ – паливний складник витрат; $B^{рем}$ – витрати на капітальний та поточний ремонт; $B^{зн}$ – витрати на заробітну плату; $B^{заг}$ – загальностанційні витрати на ТЕС; $B^{екол}$ – екологічний складник витрат або плата за шкідливі викиди; B^{pec} – плата за використання природних ресурсів та землю; $B^{сист}$ – системний складник витрат (податки,

платежі тощо); $B^{кред}$ – щорічні платежі за кредитними відсотками та кредитами.

Витрати на розвиток і функціонування систем передавання електроенергії можна записати у вигляді:

$$B^{транс} = +K^{транс} + B^{трансW}, \quad (7)$$

де $K^{транс}$ – капітальні витрати на розвиток електричних мереж; $B^{трансW}$ – сумарні експлуатаційні витрати на транспортування електричної енергії до споживачів.

Витрати на розвиток електричних мереж можна приблизно оцінити за співвідношенням витрат на розвиток генерувальних потужностей і електричних мереж на основі фактичних даних за минулі роки або проектних даних на перспективу.

Висновки

Подана методика оцінювання ефективності заходів для підвищення надійності електропостачання (керування надійністю) дозволяє розглядати категорію надійності як невід’ємну частину функціонування ринку електричної енергії та оцінювати її ефективність.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Казанський С. В. Надійність електроенергетичних систем : навч. посіб. / С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, Б. М. Сердюк. – К. : НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. – ISBN 978-966-622-453-1.
2. Казанський С. В. Моделі організації ринків електричної енергії / С. В. Казанський // Електропанорама. – 2008. – № 3. – С. 55 – 57.
3. Арзамасцев Д. А. Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем : учеб. пособ. / Д. А. Арзамасцев. – Свердловск : УПИ, 1984. – 83 с.
4. Теоретические основы системных исследований в энергетике / [под ред. Л. С. Беяева, Ю. Н. Руденко]. – Сибирский энергетический институт АН СССР. – Новосибирск : Наука, 1986. – 334 с.
5. Кучеров Ю. П. Надежность электроснабжения – общественное достояние или рыночная услуга? / Ю. П. Кучеров // Энергорынок. – 2004. – № 11. – С. 18 – 20.

Рекомендована кафедрою електричних мереж та систем НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського».

Казанський Сергій Володимирович – к. т. н., доцент, доцент кафедри електричних мереж та систем, e-mail: sergey.kazanskiy.1957@gmail.com.

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».