

УДК 621.316

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ПІДСТАНЦІЙ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

М.С. Сегеда, докт. техн. наук, **З.М. Бахор**, канд. техн. наук, **В.Г. Гапанович**, канд. техн. наук
Національний університет “Львівська політехніка”,
вул. С. Бандери, 12, Львів, Україна, 79005
e-mail: msheda@ukr.net

Зниження технологічних втрат електроенергії на підстанціях електричних мереж можливе за рахунок ефективного керування їх режимами. За результатами аналізу режимів підстанцій, надійності їх функціонування, комутаційного ресурсу вимикачів наведено математичну модель оперативної оптимізації режимів підстанцій. Бібл. 5, рисунок.

Ключові слова: підстанція електричної мережі, технологічні втрати електроенергії, оперативна оптимізація режиму.

Вступ. Зниження технологічних втрат електроенергії (ТВЕ) в електричних мережах є однією з важливих експлуатаційних задач [1]. У більшості випадків зниження ТВЕ досягають за рахунок оптимізації усталених режимів електричних мереж за реактивною потужністю та рівнями напруги, а також за рахунок зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій, заміни проводів ліній на проводи більшого перерізу, розмикання замкнених контурів мереж тощо. На підстанціях витрати електроенергії на власні потреби можуть бути знижені за рахунок оптимізації режимів роботи силових трансформаторів з малими навантаженнями, оптимізації роботи вентиляторів обдуву у трансформаторів з примусовою системою охолодження.

В електричних мережах експлуатується значна кількість підстанцій з двома і більше силовими трансформаторами. Виходячи з режиму навантаження підстанцій на певних часових інтервалах за певних умов, один трансформатор може бути вимкнений. Це дає змогу знизити витрати електроенергії на власні потреби підстанції за рахунок зменшення втрат електроенергії в силових трансформаторах, а також, якщо трансформатори мають примусову систему охолодження, за рахунок оптимізації роботи вентиляторів.

Задачу оптимізації режимів роботи силових трансформаторів необхідно розглядати з врахуванням режиму підстанції (ПС). У режимі реального часу має формуватися рішення про доцільність, з точки зору економії ТВЕ, вимкнення одного з трансформаторів ПС з врахуванням надійності живлення від шин ПС електроспоживачів, стану трансформатора, який залишається в роботі, та допустимість його перевантаження, стану та комутаційного ресурсу вимикачів у колах трансформаторів, наявність на ПС пристрою автоматичного вмикавання резерву (АВР), який би забезпечував автоматичне вмикання резервного живлення з дією на вимикачі вимкненого трансформатора чи шляхом резервування електропостачання мережами низької напруги.

Актуальність та доцільність роботи. В електричних мережах експлуатується значна кількість знижувальних двотрансформаторних підстанцій, які, виходячи з режиму навантаження у деякі проміжки часу, можуть працювати з одним трансформатором. Це дає можливість знизити втрати електроенергії в силових трансформаторах, а також зменшити споживання електроенергії електроприймачами власних потреб ПС, якщо трансформатори мають примусову систему охолодження. Задача оперативної оптимізації режимів підстанції належить до групи задач керування мережею автоматизованими пристроями в реальному часі, які необхідно вирішувати під час розроблення інтелектуальних електричних мереж [5].

Мета і задачі роботи. Вдосконалити модель оперативної оптимізації режимів підстанцій електричних мереж з двома та більше силовими трансформаторами [2] з врахуванням результатів досліджень режимів підстанцій, надійності їх функціонування, комутаційного ресурсу вимикачів.

Виклад основного матеріалу. Робота трансформаторів на підстанціях електричних мереж супроводжується втратами електроенергії в трансформаторах та вентиляторах трансформаторів, які працюють з примусовою системою охолодження. Питання економічного режиму роботи трансформаторів підстанцій, зменшення ТВЕ в них наразі стало актуальним, виходячи з задач інтелектуалізації електричних мереж, автоматизації технологічних процесів на підстанціях, керування режимом підстанції в реальному часі. Окрім цього, поява нового покоління вимикачів елегазових та вакуумних зі значним комутаційним ресурсом та надійними приводами, поява мікропроцесорних систем автоматичного керування охолодженням трансформаторів, систем частотного регулювання і плавного пуску електроприводів вентиляторів систем охолодження трансформаторів вказує на можливість реалізації раціонального режиму роботи трансформаторів стосовно ТВЕ.

В електричних мережах експлуатуються підстанції, на яких встановлено два і більше трансформаторів. У більшості випадків на підстанціях встановлені силові трансформатори однієї потужності з однаковими технічними параметрами, але на деяких підстанціях працюють трансформатори різних конструкцій з різними втратами потужності в активній частині, а також трансформатори різних потужностей. Відомо [3, 4], що з метою зниження ТВЕ в трансформаторах, кількість працюючих трансформаторів залежно від величини потужності навантаження підстанції може змінюватися. Цільова функція оптимального режиму підстанції під час цього має вигляд

$$F(\Delta W_{ПС}) \rightarrow \min, \quad (1)$$

де $\Delta W_{ПС}$ – технологічні втрати електроенергії в трансформаторах підстанції.

Оптимізація режимів підстанцій може розглядатися на різних часових інтервалах – сезон, доба, частина доби, наприклад, нічний мінімум. В електричних мережах у зв'язку зі зниженням навантаження підстанцій існує практика вимкнення одного трансформатора дво-трансформаторних підстанцій. Таке вимкнення може тривати від декількох годин (нічний мінімум) до декількох діб (на вихідні дні), а навіть і місяців (на літній сезон). Під час цього трансформатор в одному випадку повністю вимикають, вимикають вимикачі з усіх сторін, за рахунок чого досягають максимальної економії ТВЕ в трансформаторах підстанції, а у іншому випадку трансформатор залишають працювати в режимі неробочого ходу, вимикач з боку ВН залишають увімкненим, і ТВЕ в трансформаторах підстанції не будуть оптимальними через наявність ТВЕ неробочого ходу ненавантаженого трансформатора. Якщо задача сезонної оптимізації режиму роботи трансформаторів підстанції має вирішуватися на етапі планування режимів, то задача оптимізації режиму роботи трансформаторів підстанції для характерних діб, а також у межах доби повинна вирішуватися під час оперативного керування режимом підстанції. Під час цього важливим є справний стан обладнання підстанції та оперативне прогнозування її навантаження.

Практична реалізація оптимального режиму підстанції, а саме вимкнення одного з працюючих трансформаторів підстанції, пов'язана зі зниженням надійності живлення електроспоживачів від шин підстанції, наприклад, у випадку короткого замикання на шинах чи відмови пристрою АВР, здатністю трансформатора, залишеного в роботі, працювати з короткочасним перевантаженням, а також з комутаційним ресурсом вимикачів у колі трансформаторів.

З врахуванням вказаних факторів на інтервалі часу Δt_j , на якому потужність навантаження підстанції ($S_{нав j}$) не перевищуватиме критичної потужності ($S_{кр}$), вимкнення одного з трансформаторів підстанції буде доцільним за умови

$$B_{\Delta W j} - B_{P j} - B_e > 0, \quad (2)$$

де $B_{\Delta W j}$ – вартість економії електроенергії на підстанції за рахунок вимкнення одного з трансформаторів на інтервалі часу Δt_j , $B_{\Delta W j} = \Delta W_j \cdot C_W$, де C_W – ціна 1 кВт×год ТВЕ; $B_{P j}$ – вартість очікуваних збитків від недовідпуску електроенергії споживачам, транзиту потужності через шини підстанції у випадку її роботи з одним трансформатором; B_e – вартість операцій (вимкнення-вмикання) вимикачами, встановленими у колах трансформатора.

На підстанції для j -го інтервалу часу (Δt_j) економія електроенергії (ΔW_j) за рахунок відімкнення одного трансформатора становить $\Delta W_j = \Delta W_{2j} - \Delta W_{1j}$, де ΔW_{2j} та ΔW_{1j} – ТВЕ в трансформаторах підстанції (сума втрат електроенергії у його обмотках, магнітопроводі та споживання електроенергії примусовою системою охолодження) відповідно в режимах роботи підстанції з двома та одним трансформатором.

Аналіз двотрансформаторних підстанцій (вузлових, прохідних, тупикових) з типовими схемами електричних з'єднань розподільних пристроїв за надійністю їх функціонування показав, що на підстанціях, які працюють з секціонуванням шин низької напруги та обладнані пристроями АВР, вимкнення одного з трансформаторів з метою зниження ТВЕ на надійність функціонування підстанцій не впливає. Для підстанцій, на яких відсутні пристрої АВР і відновлення електропостачання споживачів виконує черговий персонал, коефіцієнти вимушеного простою кола живлення шин низької напруги мали дуже малі значення, які не перевищували $0,0018 \cdot 10^{-3}$, тому вимкнення одного з трансформаторів з метою зниження ТВЕ на надійність функціонування підстанцій практично не впливає. Враховуючи те, що навантаження підстанції під час оперативної оптимізації її режиму не перевищує номінальної потужності трансформатора, а часові інтервали – декілька годин, то складовою B_{Pj} у формулі (2) можна знехтувати і вона набуде вигляду

$$B_{\Delta W_j} - B_b > 0. \quad (3)$$

Аналіз режимів двотрансформаторних підстанцій як з трансформаторами однакової потужності, так і з трансформаторами сусідніх за шкалою стандартних потужностей показав, що значення критичної потужності, за якого доцільним є оперативна оптимізація режиму підстанції залежно від типу та потужності трансформатора, реактивної потужності навантаження підстанції лежить в межах від 0,3 до 0,8 номінальної потужності трансформатора.

Вимкнення та вмикання одного з трансформаторів під час оптимізації режиму підстанції виконують вимикачами. Для кожного типу вимикача виробник вказує його початковий комутаційний ресурс – допустиму кількість вмикань та вимикань струму короткого замикання ($I_{\text{НОМ}}^{\text{ВИМ}}$) та робочого струму ($I_{\text{НОМ}}$) без огляду та ремонту дугогасного пристрою. Аналіз технічної документації вимикачів різних типів показав, що елегазові та вакуумні вимикачі мають значно вищий комутаційний ресурс як за струмами короткого замикання ($I_{\text{НОМ}}^{\text{ВИМ}}$), так і за робочими струмами ($I_{\text{НОМ}}$). Комутаційний ресурс за вимкнення струмів короткого замикання для вимикачів напругою 110 кВ і вище становить 20 разів для елегазових вимикачів ЛТВ і НРЛ, 7 разів для маломасляних типу ВМТ, 10 разів для повітряних типу ВНВ, а у випадку вимкнення робочих струмів – 5000 та 2000 разів для елегазових вимикачів відповідно ЛТВ і НРЛ, 500 разів для маломасляних типу ВМТ, 300 разів для повітряних типу ВНВ. Вакуумні вимикачі напругою 6...35 кВ мають високий комутаційний ресурс за струмами короткого замикання 50...150 циклів вимкнення-вмикання та за робочим струмом, який є в межах 20 000...50 000 циклів вимкнення-вмикання, залежно від типу вимикача. Масляні вимикачі типу ВМПП-10, ВМПЕ-10 ВПМ-10 тощо, які ще експлуатуються на деяких підстанціях електричних мереж, мають малі комутаційні ресурси за струмами короткого замикання та робочими струмами. Так, вимикач типу ВМПЕ-10 має початковий комутаційний ресурс за струмом короткого замикання вісім разів, а за робочим струмом виробник вказує значення 240 кА – сума робочих струмів вмикання та вимикання. Масляні вимикачі виводяться в середній ремонт з метою контролю та відновлення дугогасної камери та контактів за наявності залишкового ресурсу вимикача періодично (за встановленим графіком) чи позапланово у випадку відпрацьованого комутаційного ресурсу. Це призводить до додаткових експлуатаційних затрат у порівнянні з елегазовими чи вакуумними вимикачами.

Під час оперативної оптимізації режиму підстанції необхідно враховувати вартість операцій (вимкнення-вмикання) вимикачами (B_b), встановленими у колах трансформатора. Значення B_b наближено можна визначити за витратами на середні ремонти вимикачів та їх комутаційним ресурсом, встановленим виробником, за вимкнення робочих струмів ($I_{\text{НОМ}}$) за виразом

$$B_e = \sum_{i=1}^n \frac{B_i}{N_i}, \quad (4)$$

де B_i та N_i – відповідно вартість середнього ремонту та комутаційний ресурс i -го вимикача в колі вимкненого трансформатора; n – кількість вимикачів.

Для прикладу розглянемо оптимізацію режиму двотрансформаторної підстанції 110/10 кВ з трансформаторами типу ТДН-10000/10 з добовим графіком навантаження, наведеним на рисунку. Критична

потужність, за якої доцільним є вимкнення одного з трансформаторів підстанції, становить 6,83 МВ·А. Їй відповідає струм 394 А. Тобто у діапазоні з першої до 14 години добового графіка навантаження підстанції (13 годин) може працювати один трансформатор, а другий буде повністю вимкнений. Економія електроенергії (ΔW) у цьому випадку становить $\Delta W = 149$ кВт (без врахування роботи системи охолодження трансформаторів). Таким чином, вартість економії електроенергії на підстанції, за ціни ТВЕ 1,5 грн/кВт, становитиме 224 грн. Вартість однієї комутації елегазових вимикачів 110 кВ визначена за їх механічним ресурсом, оскільки величина комутуваного струму значно менша номінальної. Виходячи з цін на вимикачі та їх ресурсу, вартість однієї комутації лежить у межах від 100 до 150 грн. Отже, у цьому випадку доцільно розглядати режим підстанції з одним трансформатором, бо очікуваний економічний ефект від відімкнення одного з трансформаторів може становити від 74 до 124 грн. за добу.

Висновки. Оперативну оптимізацію режимів підстанцій з метою зменшення ТВЕ доцільно виконувати за умови, що вартість економії електроенергії на підстанції за рахунок вимкнення одного з трансформаторів буде перевищувати вартість операцій вимикачами в колах трансформаторів, а це в першу чергу відноситься до підстанцій з елегазовими та вакуумними вимикачами, які мають великі комутаційні ресурси.

1. ГЖД 34. 20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
2. Данилюк О.В., Бахор З.М., Рильський С. Математична модель оперативної оптимізації режиму роботи підстанції електричної мережі // Вісн. Нац. ун-ту «Львівська політехніка». – 2007. – № 596. – С. 69–73.
3. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник / М.С. Сегеда – 3-те вид., доп. та перероб. – Львів: Вид-во «Львівська політехніка», 2015. – 540 с.
4. Синьков В.М., Притака І.П., Омельчук А.А. и др. Снижение технологического расхода электроэнергии в трансформаторных подстанциях. – К.: Техніка, 1987. – 125 с.
5. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Интеллектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.

УДК 621.316

М.С. Сегеда, докт. техн. наук, З.М. Бахор, канд. техн. наук, В.Г. Гапанович, канд. техн. наук
 Национальный университет «Львовская политехника»,
 ул. С. Бандеры, 12, Львов, 79005, Украина

Оптимизация режимов подстанций электрических сетей

Снижение технологических потерь электроэнергии на подстанциях электрических сетей возможно за счет эффективного управления их режимами. По результатам анализа режимов подстанций, надежности их функционирования, коммутационного ресурса выключателей представлена модель оперативной оптимизации режимов подстанции. Библи. 5, рисунок.

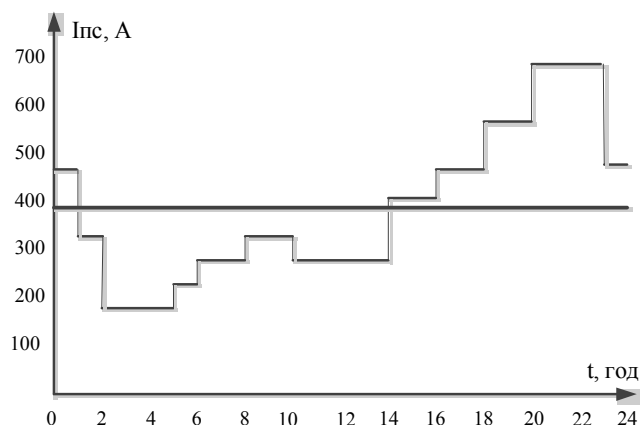
Ключевые слова: подстанция электрической сети, технологические потери электроэнергии, оперативная оптимизация режима.

M.S. Sehed, Z.M. Bakhor, V.G. Gapanovych

Lviv Polytechnic National University,
 Bandrera str., 12, Lviv, 79013, Ukraine

Optimization of running modes of substations in electrical networks

Decrease of technological losses of electricity within substations in electrical networks is possible via efficient running mode management. According to results of analysis of running modes of substations, their functional reliability and



commutative resource of switches, the mathematical model of operational optimization of modes of substations has been given. References 5, figure.

Key words: substation in electrical network, technological losses of electricity, operational optimization of running mode.

Надійшла 19.10.2016

Received 19.10.2016

УДК 621.311.4

ДОСЛІДЖЕННЯ ОРГАНІЗАЦІЇ КОНКУРЕНТНОЇ МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ З УРАХУВАННЯМ МЕРЕЖЕВИХ ОБМЕЖЕНЬ В ОЕС УКРАЇНИ

І.В. Блінов¹, канд. техн. наук, **Є.В. Парус²**, канд. техн. наук, **Г.А. Іванов³**, нач. департаменту гарантованого покупця

1, 2 – Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна

3 – ДП “Енергоринок”,

вул. Симона Петлюри, 27, м. Київ, Україна

e-mail: igorblinov@mail.ru

Висвітлено результати дослідження можливих наслідків впровадження конкурентних моделей ринку «на добу наперед» та балансуєчого ринку на оптовому ринку електроенергії України з огляду на відокремлене функціонування ОЕС та Буришинського енергоострова. Наведено основні підходи до рішення проблеми врахування обмежень на обмін електроенергією по магістральних електричних зв'язках в сегментах ринку «на добу наперед» та балансуєчого. Показано недоцільність врахування обмежень на передавання електроенергії на оптовому ринку електроенергії України виключно в сегменті балансуєчого ринку. Здійснено порівняння результатів торгів на ринку «на добу наперед» за умов проведення як спільного, так і відокремлених аукціонів для Буришинського енергоострова та іншої частини ОЕС України. Показано основні складові необґрунтованого завищення вартості електроенергії при організації спільного для Буришинського енергоострова та іншої частини ОЕС України аукціону на ринку «на добу наперед» та досліджено причини виникнення цих складових. За результатами досліджень зроблено висновок про необхідність виділення Буришинського енергоострова в окрему цінову зону. Обґрунтовано також необхідність врахування обмежень на обмін електроенергією між Буришинським енергоостровом та іншою частиною ОЕС України в сегменті міждержавної торгівлі електроенергією, оскільки неврахування таких обмежень призводитиме до дотування експортованої електроенергії за рахунок національного споживача. Бібл. 3, рис. 3.

Ключові слова: оптовий ринок електроенергії, ринок «на добу наперед», зональна модель ціноутворення.

Впровадження в Україні моделі ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку електроенергії передбачає необхідність розробки нових правил та використання відповідного програмного забезпечення для забезпечення функціонування таких конкурентних сегментів ринку електроенергії, як ринок «на добу наперед» (РДН) та балансуєчий ринок (БР) електроенергії. Однією з принципових проблем функціонування ринку “на добу наперед” є питання про необхідність врахування технологічних обмежень, перш за все, обмежень на транспортування електроенергії. На ринках електроенергії різних країн це питання розв’язується по-різному. Існуючі сьогодні моделі організації РДН різняться між собою методами розрахунку результатів аукціону електроенергії, які можуть бути основані на вузловому або зональному ціноутворенні, а також на організації єдиного аукціону без врахування мережових обмежень.

Актуальність проблеми розробки та впровадження моделі РДДБ в Україні обумовлює необхідність проведення досліджень організації моделей функціонування РДН та можливого впливу на споживачів ОЕС України моделі врахування системних обмежень на РДН та балансуєчому ринку електроенергії.

Врахування на РДН мережових обмежень може бути організовано на основі вузлового чи зонального ціноутворення [3]. Кожен з цих підходів має свої переваги та недоліки. На