

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGETICS

УДК 621.311

Т. Л. Кацадзе, канд. техн. наук, доц. **ORCID** 0000-0002-8365-0046О. М. Паненко, асист. **ORCID** 0000-0002-6093-6607О. М. Янковська, ст. викладач **ORCID** 0000-0002-6824-9270

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

МУЛЬТИАГЕНТНЕ УПРАВЛІННЯ ОПТИМАЛЬНИМ РОЗМИКАННЯМ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

В статті наведено аналіз проблем оперативного ведення режимів розподільних електричних мереж напругою 6-110 (150) кВ. Показано економічну доцільність та технічну можливість забезпечення надійності та безперервності електропостачання у разі розмикання контурів електричних мереж напругою 110 (150) кВ. Обґрунтовано особливу актуальність проблеми розмикання замкнених контурів в сучасних неоднорідних електричних мережах, які знаходяться у веденні операторів електричних мереж різного ієрархічного рівня. Показано можливості та перспективи формування децентралізованої мультиагентної системи управління конфігурацією розподільних електричних мереж в режимі реального часу. Представлено основні положення розробленого математичного апарату підтримки рішень локальної системи управління оптимальним розмиканням розподільних електричних мереж, які дозволяють адаптувати конфігурацію мережі відповідно до поточних умов режиму електричної системи. На прикладі моделювання режимів електричних мереж напругою 110-750 кВ Південної енергосистеми ОЕС України показано, що застосування пропонуваного підходу дозволить знизити втрати енергії в електричній мережі протягом року на 3-5%.

Ключові слова: неоднорідна електрична мережа, розподільна електрична мережа, оптимальне управління, мультиагентна система управління, прийняття рішень в режимі реального часу

Вступ Забезпечення надійного та якісного електропостачання в розподільних електричних мережах напругою 6-35 кВ на сучасному етапі вимагає створення «розумних» електричних мереж, здатних адаптувати свої параметри до поточних умов роботи наявних джерел живлення, під'єднаних споживачів тощо [1]. Водночас вирішення проблеми інтелектуалізації управління ускладнено великою розмірністю та розгалуженістю розподільної мережі, низькою спостереженістю її режиму, обмеженим набором заходів адаптивного управління.

Відповідно до чинних Норм технологічного проектування електричних мереж розподільні електричні мережі за своєю структурою є замкненими, проте їх експлуатують за розімкненими схемами, що зумовлене вимогами зниження струмів короткого замкнення та однофазного замикання на землю, необхідністю розривання контурів протікання зрівнювальних струмів в неоднорідних мережах, зменшенням кількості аварійних відключень тощо. Загалом задача вибору місць розмикання кільцевих та петлевих схем розподільних електричних мереж є складною багатокритеріальною задачею, цільова функція якої має враховувати обмеження щодо показників надійності електропостачання, якості електричної енергії на затискачах споживачів, втрати енергії на її транспортування тощо. Слід зазначити, що на етапі експлуатації розподільних електричних мереж на передові позиції виходить критерій економічності режиму системи електропостачання. Справа в тому, що зміна положення резервної перемички в робочій схемі електричної мережі майже не впливає на показники надійності електропостачання, а підвищення економічності режиму, зазвичай, обумовлює одночасне покращення якості електричної енергії за напругою на затискачах споживачів.

Для реалізації економічних режимів розподільних електричних систем напругою 6–35 кВ персонал

підприємств щорічно, або декілька разів на рік проводить оптимізаційні розрахунки та розробляє нормальну комутаційну схему експлуатації мережі. Реалізація таких заходів дозволяє оптимізувати втрати активної потужності в розподільній електричній мережі для усередненого режиму її роботи. Проте, відхилення поточного режиму електричної мережі від усередненого визначає зниження економічності режиму та обумовлює додаткові втрати активної потужності в мережі. Відомо, що втрати енергії в розподільних електричних мережах України складають 10% та вище, що значно більше втрат в магістральних електричних мережах вищих класів номінальної напруги. Очевидно, оптимальне оперативне управління розмиканням кільцевих схем розподільних мереж відповідно до поточних умов роботи електричної системи дозволить зменшити витрати ресурсів на покриття втрат електричної енергії.

Інша ситуація має місце в електричних мережах напругою 110 (150) кВ. Виходячи з вимог надійності електропостачання такі електричні мережі експлуатують за замкненими схемами, що визначає протікання в контурах електричних мереж паразитних струмів, обумовлених неоднорідністю увімкнених на паралельну роботу у складі ОЕС електричних мереж різних класів номінальної напруги. Це призводить до істотного погіршення техніко-економічних показників режимів електричних мереж, зокрема до збільшення втрат активної потужності та зниження пропускної здатності електричних мереж в цілому [2, 3].

Насьогодні відомий широкий спектр заходів, спрямованих на часткову або повну компенсацію неоднорідності електричних мереж, зокрема зміна геометричних характеристик повітряних ліній електропередавання, застосування пристроїв поздовжньої компенсації параметрів електропередач, використання додаткових джерел реактивної потужності, застосування фазоповоротних трансформаторів і лінійних регуляторів, зміна коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів й автотрансформаторів та інші сучасні технології гнучких електропередач [2, 4]. Одним з найдієвіших заходів, направлених на компенсацію проявів неоднорідності електричних мереж є розмикання контурів [2]. Це дозволяє усунути шляхи для протікання паразитних струмів і, як наслідок, покращити техніко-економічні показники режимів електричних мереж. Разом з тим, застосування даного заходу обмежене зниженням надійності та безперервності електропостачання у разі експлуатації електричних мереж за розімкненою схемою, що вважається недопустимим для мереж напругою 110 (150) кВ. Водночас, впровадження сучасних швидкодіючих комутаційних апаратів із збільшеним механічним ресурсом дозволяє використовувати розмикання контурів 110 (150) кВ для обмеження негативних проявів неоднорідності складнозамкнених електричних мереж, якщо застосування такого заходу не призводить до недопустимого зниження надійності електропостачання.

Слід зауважити, що ситуація із впровадження заходів, направлених на компенсацію негативних проявів неоднорідності електричних мереж, погіршується тим, що магістральні електричні мережі напругою 330-750 кВ та розподільні мережі 110 (150) кВ знаходяться у веденні різних операторів електричних мереж. В результаті оператори магістральних електричних мереж не зацікавлені у вирішенні проблеми неоднорідності, оскільки для неоднорідних мереж характерне розвантаження електропередач вищих класів номінальної напруги та покращення техніко-економічних показників режимів магістральних електричних мереж за рахунок істотного погіршення показників розподільних мереж, які знаходяться у веденні операторів облэнерго. З урахуванням того, що магістральні електричні мережі знаходяться на вищому ієрархічному щаблі в структурі передачі та розподілу електроенергії, очевидно, можливість централізованого вирішення проблеми неоднорідності електричних мереж істотно ускладнюється.

Таким чином, впровадження концепції SmartGrid в сучасних розподільних електричних мережах зумовлює необхідність вирішення проблеми зміни топології робочої схеми мережі в режимі реального часу відповідно до поточних умов режиму передавання електричної енергії.

Мета роботи полягає у формуванні загальних принципів створення мультиагентної системи децентралізованої системи управління конфігурацією розподільної електричної мережі та розробці математичного апарату підтримки рішень локальної системи управління оптимальним розмиканням розподільних електричних мереж, які дозволяють адаптувати конфігурацію мережі відповідно до поточних умов режиму електричної системи в режимі реального часу.

Матеріали досліджень Оптимізаційна задача вибору місць розмикання робочих схем електричних мереж відома давно. Відомі методи розв'язання такої задачі поділяють на дві групи. До першої групи відносять класичні методи, в яких пошук оптимального рішення починають з повністю замкненої робочої схеми, розмикаючи її в точках поточкорозділу для оптимального режиму складнозамкненої схеми [2, 5]. В методах другої групи розв'язання задачі починають з деякого початкового стану розімкненої схеми,

організовуючи направлений пошук оптимального рішення. Нову точку розмикання визначають виходячи із умови зниження втрат електричної енергії в мережі [6-8].

У будь-якому разі відомі методи оптимізації розмикання електричних мереж передбачають централізований підхід до виконання відповідних систем управління, що практично унеможливає здійснення оптимальних комутаційних перемикачів в режимі реального часу через надвеликі обсяги інформації, яка має поступати до центрів управління, дефіцит часу для прийняття рішень тощо. Очевидно, доцільно використовувати альтернативний децентралізований підхід, який базується на принципах мультиагентного управління розподільною електричною мережею [9-12]. Тут управління оптимальними комутаційними перемикачами здійснюється окремими агентами, яким для прийняття рішень достатньо збирати режимну інформацію тільки із суміжної мережі та обмінюватися інформацією тільки із сусідніми агентами.

Відомі основні вимоги до формування мультиагентної системи управління оптимальними оперативними перемикачами конфігурації розподільної мережі [11]:

- 1) локальність контролю режиму (агент збирає інформацію про режимні параметри тільки суміжної з ним частини електричної мережі);
- 2) локальність обміну інформації (агент обмінюється інформацією тільки із суміжними агентами);
- 3) мінімальний обмін інформацією між агентами;
- 4) непогіршення функціональності системи електропостачання внаслідок прийняття рішень щодо переконфігурації розподільної мережі окремим агентом.

Для формування такої мультиагентної системи управління розроблено математичний апарат підтримки рішень з оптимальної оперативної перекомутації робочої схеми, яке забезпечить мінімум втрат активної потужності для поточного режиму навантажень розподільної мережі.

Нехай задана деяка вихідна схема розподільної електричної мережі із відомими положеннями місць розмикання контурів, як показано на рис. 1. На рис. 1 розімкнені ділянки показано пунктирними лініями. Замикання будь-якого комутаційного апарату призведе до утворення кільцевої схеми, отже відносно будь-якого місця розмикання робочу схему розподільної мережі можна представити лінією з двобічним живленням, представлену, наприклад, на рис. 2.

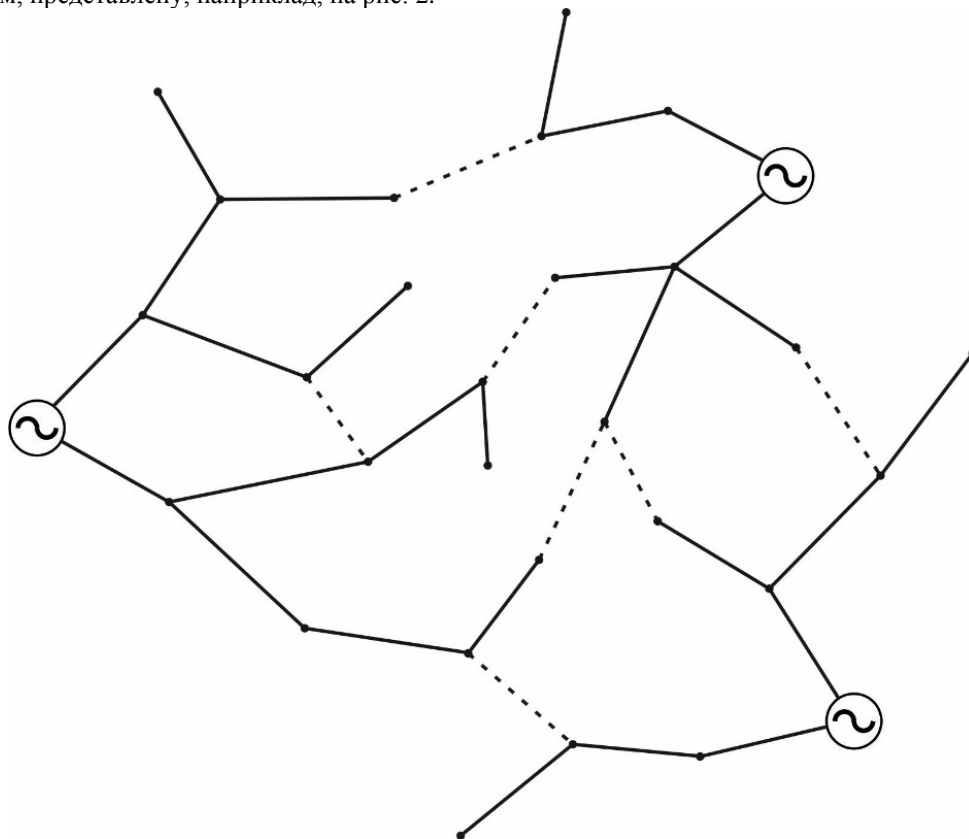


Рис. 1. Схема розподільної електричної мережі

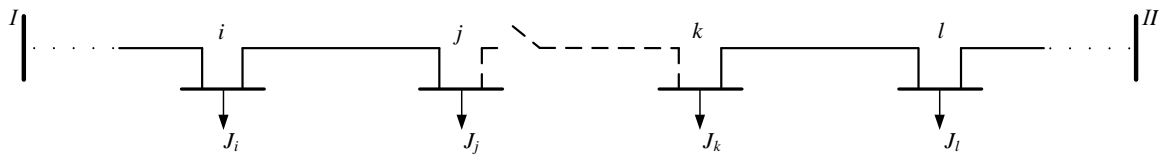


Рис. 2. Фрагмент секціонованої лінії з двобічним живленням

Основна ідея пропонованого підходу полягає в підтримці максимально високого профілю напруги в розподільній електричній мережі серед усіх режимів за різної конфігурації робочої схеми. Зазначимо, що одночасно із зменшенням втрат активної потужності в розподільній електричній мережі буде покращуватись якість електричної енергії за напругою.

Нехай, відповідно до поточного способу секціонування лінії з двобічним живленням, споживачі ТП i та j отримують живлення від джерела I , а ТП k та l – від джерела II . Перенесення місця розмикання схеми на один крок визначає переведення живлення споживачів відповідної трансформаторної підстанції з одного фідера на інший. Реконфігурація робочої схеми, що полягає в переведенні живлення споживачів j -ї ТП до джерела II , очевидно, призводить до збільшення профілю напруги з боку джерела I і, одночасно, до зниження профілю з боку джерела II . Очевидно, що втрати активної потужності в розподільній мережі будуть меншими у разі, якщо профіль напруги в пунктах схеми буде найвищим серед всіх можливих способів розмикання робочої схеми, тобто реконфігурація схеми буде доцільною у тому разі, коли збільшення профілю з боку джерела I буде більшим, ніж його зменшення з боку джерела II , і в цілому по схемі профіль напруги збільшиться. Розглянемо даний підхід детальніше.

Можна показати, що оптимальне положення вимкненої ділянки лінії з двобічним живленням характеризується найменшою можливою різницею напруг пунктів, які обмежують дану ділянку

$$U_j - U_k = \min.$$

Переведення живлення j -ї ТП на джерело II супроводжується збільшенням напруги на шинах i -ї ТП відповідно до виразу закону Ома

$$\dot{U}'_i = \dot{U}_i + \dot{J}_j \underline{Z}_{I-i},$$

де U_i – напруга на шинах i -ої ТП у вихідній схемі (до здійснення оперативних перемикачів); J_j – струм навантаження j -ї ТП; Z_{I-j} – сумарний опір ділянок лінії між джерелом I та j -ю ТП.

Напруга на шинах j -ї ТП після здійснення оперативних перемикачів становитиме

$$\dot{U}'_j = \dot{U}_k - \dot{J}_j \underline{Z}_{II-j},$$

де U_k – напруга на шинах k -ї ТП у вихідній схемі; Z_{II-j} – сумарний опір ділянок лінії між джерелом II та j -м пунктом.

Різниця напруг пунктів, які обмежують вимкнену ділянку після здійснення перемикачів становитиме

$$\dot{U}'_i - \dot{U}'_j = (\dot{U}_i + \dot{J}_j \underline{Z}_{I-i}) - (\dot{U}_k - \dot{J}_j \underline{Z}_{II-j}) = \dot{U}_i - \dot{U}_k + \dot{J}_j \underline{Z}_{I-II}^{i-j},$$

де $\underline{Z}_{I-II}^{i-j}$ – сумарний опір лінії з двобічним живленням за виключенням ділянки $i-j$.

Оперативні перемикачання будуть доцільними у тому разі, коли задовольнятиметься умова:

$$U'_i - U'_j < U_j - U_k,$$

або

$$|\dot{U}_j - \dot{U}_i| > |\dot{J}_j \underline{Z}_{I-II}^{i-j}|. \quad (1)$$

Аналогічний критерій можна сформулювати для обґрунтування переведення живлення споживачів k -ї ТП до живлення від джерела I :

$$|\dot{U}_k - \dot{U}_l| > |\dot{J}_k \underline{Z}_{I-II}^{k-l}|. \quad (2)$$

Таким чином, оперативна реконфігурація робочої схеми розподільчої електричної мережі полягає у постійній перевірці виконання умов (1) та (2) на підставі даних моніторингу струмів навантаження ТП, які обмежують вимкнену ділянку лінії з двобічним живленням, а також режиму напруги в цих пунктах та суміжних. У разі виконання цих умов здійснюють оперативне перемикання конфігурації робочої схеми.

Очевидно, що для реалізації оперативних перемикань за наведеною схемою агентам управління достатньо отримувати оперативну інформацію про режим напруги та струм навантаження відповідного пункту схеми, а також режим напруги суміжного пункту, тобто розроблена математична модель задовольняє вимогам, які висувають до мультиагентних систем управління. Це визначає можливість організації мультиагентної системи управління оптимальним розмиканням робочих схем розподільчих мереж в режимі реального часу відповідно до поточних умов функціонування системи електропостачання.

Запропонований підхід до організації мультиагентної системи управління оптимальною реконфігурацією розподільчих електричних мереж проілюстровано на прикладі розрахунків робочих режимів електричних мереж 110-750 кВ Південної енергосистеми, фрагмент якої представлено на рис. 3.

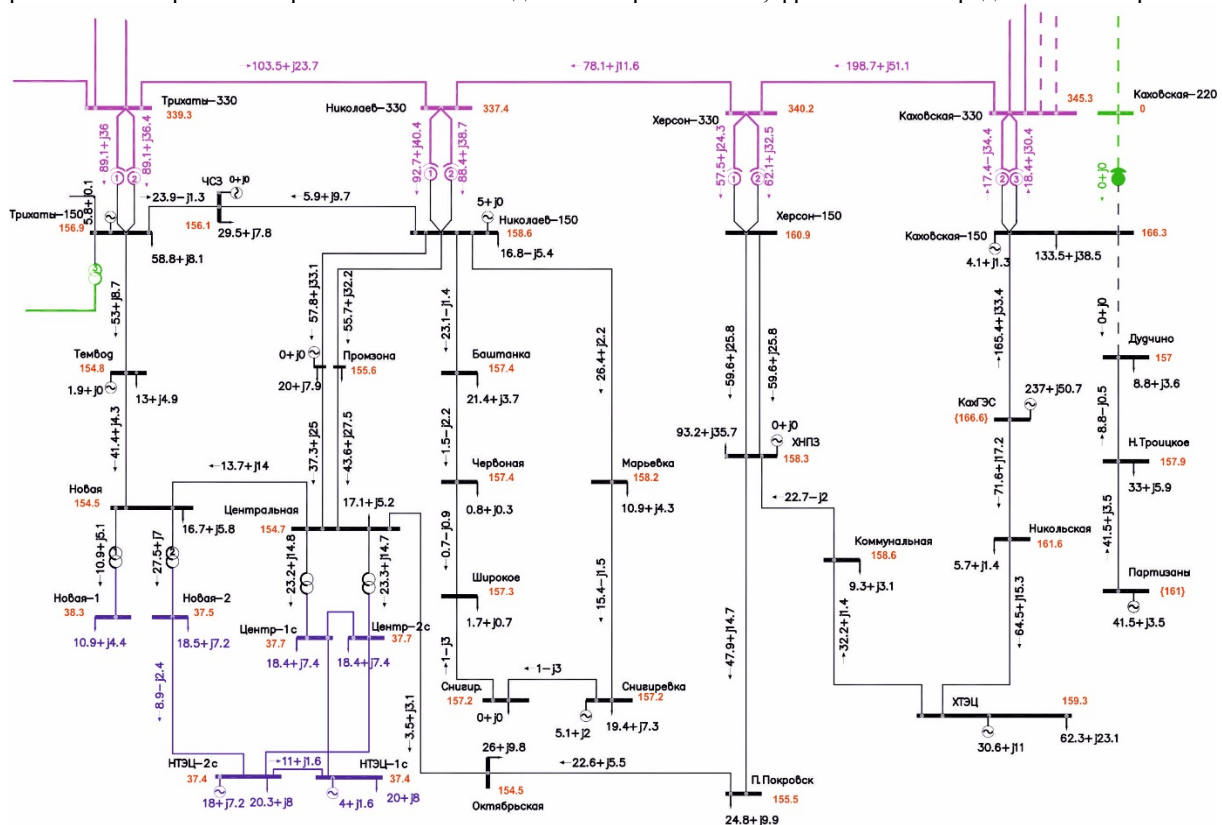


Рис. 3. Фрагмент робочої схеми електричних мереж 150-330 кВ Південної енергосистеми

Досліджувана електрична система опирається на мережу магістральних ліній напругою 330 кВ, представлену на рис. 3 ланцюгом «Трихати–Миколаїв–Херсон–Каховська» та містить розгалужену розподільчу мережу напругою 150 кВ. Крім того, до складу системи входить мережа ліній напругою 35 кВ, за допомогою якої здійснюється видача потужності Миколаївської ТЕЦ. Відповідно до комутаційної схеми електричних мереж ПАТ «Миколаївобленерго» та ПАТ «Херсонобленерго» розподільні електричні мережі напругою 150 кВ експлуатуються за замкнутою схемою та шунтують магістральні мережі напругою 330 кВ Південної енергосистеми, що зумовлює протікання паразитних струмів в неоднорідних контурах електричних мереж. Розрахунки було проведено за даними режимних зрізів літнього (3-00, 13-00 і 22-00) та зимового (3-00, 13-00 і 17-00) режимних днів 2017 року. На рис. 3 представлено поточкорозподіл потужностей по ділянках робочої схеми для зрізу зимового режимного дня 21 грудня 2017 р. о 17-00.

Моделювання та оптимізація опорних режимів показали, що розмикання контурів напругою 110 (150) кВ, наприклад, за умовами режиму зимового максимуму, дозволяє знизити втрати потужності на 9,5 %, а втрати енергії протягом року орієнтовно на 8 %. Організація мультиагентної системи управління конфігурацією розподільчої електричної мережі дозволяє додатково зменшити втрати електричної енергії в мережах 110-750 кВ протягом року на 3-5 %.

Зауважимо, що залучення пропонованого підходу до реконфігурації розподільних електричних мереж напругою 110 (150) кВ в режимі реального часу відповідно до поточних умов режиму електричної системи допустим тільки у тому разі, якщо секціонування таких мереж не зумовить неприпустимого зниження надійності електропостачання.

Висновки Вирішення проблеми інтелектуалізації управління ускладнено великою розмірністю та розгалуженістю розподільної мережі, низькою спостереженістю її режиму, обмеженим набором заходів адаптивного управління.

Впровадження концепції SmartGrid в сучасних розподільних електричних мережах зумовлює необхідність вирішення проблеми адаптації топології робочої схеми мережі до поточних умов режиму передавання електричної енергії в режимі реального часу.

Відомі методи оптимізації розмикання електричних мереж передбачають централізований підхід до виконання відповідних систем управління, що практично унеможливує здійснення оптимальних комутаційних перемикачів в режимі реального часу, тому доцільним виявляється застосування децентралізованого підходу, який базується на принципах мультиагентного управління розподільною електричною мережею.

Показано, що оперативна оптимізація місць розмикання розподільних електричних мереж одночасно обумовить покращення якості електричної енергії за відхиленням напруги.

Розроблено математичний апарат підтримки рішень мультиагентною системою управління оперативною реконфігурацією розподільних електричних мереж.

Запропонований підхід до формування мультиагентної системи управління конфігурацією розподільних електричних мереж проілюстровано на схемі неоднорідних електричних мереж 110-750 кВ Південної енергосистеми ОЕС України. Проказано, що розмикання контурів 110 (150) кВ обумовить зниження втрат активної потужності на 9,5 %, а втрат енергії протягом року орієнтовно на 8%. Оперативна адаптація робочої схеми розподільних мереж додатково зменшує втрати енергії на 3-5 % протягом року.

Список використаної літератури

1. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Технічна електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.
2. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. / В. Г. Холмский. – М.: Высшая школа, 1975. – 280 с.
3. Кацадзе Т. Л. Электричні системи і мережі. Розрахунок та аналіз усталених режимів електроенергетичних систем: Навчальний посібник / Т. Л. Кацадзе, В. В. Кирик. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – 212 с.
4. Лежнюк П. Д. Оптимальное керування потоками потужності і напругою у неоднорідних електричних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003. – 188 с.
5. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии / Ю. С. Железко. – Москва: ЭНАС, 2009. – 456 с.
6. McDermott T. E. A Heuristic Nonlinear Constructive Method for Electric Power Distribution System Reconfiguration / Thomas E. McDermott. – Blacksburg, Virginia, 1998. – 66 pp.
7. Multiobjective Optimization Algorithm for Switch Placement in Radial Power Distribution Networks / J. R. Bezerra, G. C. Barroso, R. S. Leão, R. F. Sampaio. // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2015. – Vol. 30 №2. – P. 545–552.
8. Кацадзе Т. Л. Применение аппарата генетических алгоритмов для принятия проектных решений по развитию электроэнергетических систем / Т. Л. Кацадзе, В. Н. Сулейманов, В. А. Баженов // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2013. – № 2. – С. 58 – 65.
9. Інформаційне та нормативне забезпечення організації мультиагентного керування електроенергетичної системи із активним споживачем / О. В. Кириленко, С. П. Денисюк, С. Є. Танкевич, Т. М. Базюк. // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія. – 2016. – №1. – С. 29–34.
10. Manickavasagam K. Intelligent Energy Control Center for Distributed Generators Using Multi-Agent System / Krishnan Manickavasagam. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2015. – Vol. 30, №5. – P. 2442 – 2449.
11. Фишов А. Г. Реконфигурация электрических сетей с распределённой генерацией и мультиагентным управлением / А. Г. Фишов, Б. Б. Мукатов. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – №9. – С. 143–152.

12. Кацадзе Т. Л. Принципи організації мультиагентного управління оптимальним розмиканням розподільних електричних систем / Т. Л. Кацадзе. // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2017. – №6. – С. 66–70.

T. Katsadze, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0002-8365-0046

O. Panienko, TF, ORCID 0000-0002-6093-6607

O. Iankovska, Assis. Prof., ORCID 0000-0002-6824-9270

National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

MULTIPLE AGENT MANAGEMENT BY DISTRIBUTION ELECTRIC NETWORKS OPTIMAL DISPATCH

Solving the problem of management intellectualization is complicated by the large dimensionality and branching distribution network, low monitoring of its regime and limited set of adaptive management measures. Introduction the SmartGrid concept in modern distribution power networks makes it unnecessary to solve the problem of adaptation the topology of the working scheme to the electricity transmission mode current conditions in real time. The paper substantiates the special urgency of the problem of closing closed circuits in modern heterogeneous electrical networks, which are maintained by operators of electric networks of different hierarchical levels.

Known methods of optimization disconnection of electrical networks provide a centralized approach to the relevant control systems that practically impossible to implement optimal commutation switching in real time. Therefore, it is expedient to use a decentralized approach, based on the principles of multi-agent management of the distribution grid.

Obviously, operative optimization of the places of unplugging of distributive electric networks will cause the improvement of the quality of electric energy by voltage deviation. This situation has fallen to the basis of the developed mathematical apparatus supporting decisions by the multi-agent system of operational reconfiguration of distribution electrical networks.

The proposed approach to the formation of a multi-agent control system for the configuration of distribution electrical networks is illustrated in the scheme of heterogeneous electrical networks 110-750 kV of the Southern power grid of UPS Ukraine. It is stated that the opening of circuits 110 (150) kV will result in decrease of active power losses by 9.5%, and energy losses during the year is approximately 8%. The operational adaptation of the working circuit of distribution networks further reduces energy losses by 3-5% during the year.

Keywords: *heterogeneous electrical network, power distribution network, optimal control, multi-agent control system, making decisions in real time*

References

1. Stogniy B. Intelligent electric mains of electrical power systems and their technological support / B. Stogniy, O. Kyrylenko, S. Denysiuk // Technical electrodynamics. – 2010. – № 6. – p. 44–50.
2. Kholmisky V. Calculation and optimization of electric networks modes / V. Kholmisky. – Vyschaya shkola, 1975. – 280 p.
3. Katsadze T. Electrical systems and networks. Calculation and analysis of the power systems established modes / T. Katsadze, V. Kyryk – Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2018.-212 p.
4. Lezhniuk P. Optimal control of power flows and voltage in heterogeneous electrical networks / P. Lezhniuk, V. Kulyk. – Vinnytsia: UNIVERSUM-Vinnytsia, 2003. – 188 p.
5. Zhelezko Yu. Losses of electric power. Reactive power. Electricity quality / Yu. Zhelezko. – Moscow: ENAS, 2009. – 456 p.
6. McDermott T. E. A Heuristic Nonlinear Constructive Method for Electric Power Distribution System Reconfiguration / Thomas E. McDermott. – Blacksburg, Virginia, 1998. – 66 pp.
7. Multiobjective Optimization Algorithm for Switch Placement in Radial Power Distribution Networks / J. R. Bezerra, G. C. Barroso, R. S. Leão, R. F. Sampaio. // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2015. – Vol. 30 №2. – P. 545–552.
8. Katsadze T. The genetic algorithms application for decision making project of electric power systems development / T. Katsadze, V. Suleymanov, V. Bazhenov // Power engineering: economics, technology, ecology. – 2013. – № 2. – p. 58 – 65.
9. Information and regulatory support for multi-agent management of an energy system with an active consumer / O. Kyrylenko, S. Denisyuk, S. Tankevich, T. Bazuk. // Information Technology and Computer Engineering. – 2016. – №1. – p. 29–34.

10. Manickavasagam K. Intelligent Energy Control Center for Distributed Generators Using Multi-Agent System / Krishnan Manickavasagam. // IEEE Transactions on Power Systems. – 2015. – Vol. 30, №5. – P. 2442–2449.

11. Fischov A. Reconfiguration of distributed networks with multi-agent control / A. Fischov, B. Mukatov // Izvestiya Tomsk Polytechnic University. Engineering of geosources. – 2015. – №9. – p. 143–152.

12. Katsadze T. Organization Principles of Multi-Agent Control of Optimum Disposable Electric Power Distribution Systems / T. Katsadze // Bulletin of the Vinnitsa Polytechnic Institute. – 2017. – №6. – p. 66–70.

Т. Л. Кацадзе, канд. техн. наук, доц. **ORCID** 0000-0002-8365-0046

Е. Н. Паненко, асист. **ORCID** 0000-0002-6093-6607

Е. М. Янковская, ст. преподаватель **ORCID** 0000-0002-6824-9270

Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского»

МУЛЬТИАГЕНТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫМ РАЗМЫКАНИЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В статье приведен анализ проблем оперативного ведения режимов распределительных электрических сетей напряжением 6-110 (150) кВ. Показана экономическая целесообразность и техническая возможность обеспечения надёжности и непрерывности энергоснабжения в случае размыкания контуров электрических сетей напряжением 110 (150) кВ. Обоснована актуальность проблемы размыкания контуров в современных неоднородных электрических сетях, находящихся в ведении операторов электрических сетей различного иерархического уровня. Показаны возможности та перспективы формирования децентрализованной мультиагентной системы управления конфигурацией распределительных электрических сетей в режиме реального времени. Представлены основные положения разработанного математического аппарата поддержки решений локальной системы управления оптимальным размыканием распределительных электрических сетей, позволяющих адаптировать конфигурацию сети в соответствии с текущими условиями режима электрической системы. На примере моделирования режимов электрических сетей напряжением 110-750 кВ Южной энергосистемы ОЭС Украины показано, что применение данного подхода позволит снизить потери энергии в электрической сети в течении года на 3-5 %.

Ключевые слова: неоднородная электрическая сеть, распределительная электрическая сеть, оптимальное управление, мультиагентная система управления, принятие решений в режиме реального времени

Надійшла 28.04.2019

Received 28.04.2019