ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ МОДЕЛЮВАННЯ

DOI: <https://doi.org/10.15407/emodel.43.01.046>
УДК 621.311

А.Ф. Жаркін¹, чл.-кор. НАН України, **В.О. Новський**¹, д-р техн. наук,
В.А. Попов², д-р техн. наук, **О.С. Ярмолюк**², канд. техн. наук, **Хавкар Ахмед Нурі**²

¹ Інститут електродинаміки НАН України,
Україна, 03057, Київ, пр. Перемоги, 56,
+383662401, +383662690, zharkin@ied.org.ua, novsky@ied.org.ua,

² Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського»,
Україна, 03056, Київ, пр. Перемоги, 37,
+380669854888, +380662969593, tig@ukr.net, yarmolyuk.lena@gmail.com

Огляд технологій керування режимами електричних мереж напругою 6...20 кВ з розосередженими джерелами енергії

Відображено еволюцію розвитку постановок і методів реалізації задачі вибору оптимальних місць розімкнення розподільних мереж. Показано, що у сучасних системах електропостачання в умовах широкого впровадження розосереджених джерел генерації й акумулювання енергії, масового застосування електромобілів дана задача, яка вирішується у рамках традиційного підходу, втрачає ефективність. Альтернативою може бути застосування дистанційно керованих комутаційних апаратів, що є обґрунтованим у випадку циклічних і досить тривалих змін навантаження, вихідної потужності розосереджених джерел енергії, при увімкненні (вимкненні) пристроїв акумулювання енергії. Показано, що наразі універсальним рішенням є використання засобів силової електроніки. Це дає змогу формувати, так звані, м'які точки розімкнення контурів розподільної мережі при керуванні потоками активної та реактивної потужності для забезпечення мінімуму втрат електричної енергії.

К л ю ч о в і с л о в а: розподільні електричні мережі, керування режимами, розосереджена генерація, дистанційно керовані комутаційні апарати, силова електроніка.

Реконфігурація розподільних мереж є найбільш поширеним методом багатофункціонального керування їх режимами. Якщо раніше дана задача вирішувалася здебільшого з метою мінімізації втрат потужності, то у подальшому, розуміючи вплив топології мережі на її надійність і режим напруг, як цільову функцію почали також розглядати різні показники, які

© Жаркін А.Ф., Новський В.О., Попов В.А., Ярмолюк О.С., Нурі Хавкар Ахмед, 2021

характеризують надійність електропостачання та величину відхилень напруги. Такими дослідженнями активно займалися і вітчизняні фахівці [1—3], і за кордоном [4, 5]. Надалі достатньо самостійним напрямом досліджень стало комплексне вирішення даної оптимізаційної задачі з урахуванням показників режимів роботи електричних мереж суміжних номінальних напруг [6, 7].

За кілька останніх десятиліть при вирішенні зазначеної задачі у різних постановках використовувалося багато як формальних, так і евристичних методів оптимізації. Серед формальних, зокрема, можна відзначити метод гілок і меж, який гарантовано дає змогу отримати оптимальне рішення [8], використані у роботах [9] методи цілочисельного лінійного програмування, алгоритми транспортної задачі [10] та динамічного програмування [11]. Широке застосування для вирішення даної задачі отримали різноманітні модифікації методів пошуку [12].

Водночас, з огляду на велику розмірність об'єкта та комбінаторний характер даної задачі, використання алгоритмів на основі класичних методів оптимізації вимагало істотного спрощення проблеми, що розглядається, і, отже, не завжди давало змогу врахувати всі функціональні обмеження. У зв'язку з цим увага фахівців стала більше концентруватися на неформальних методах. Серед них можна відзначити досвід застосування генетичних алгоритмів і різних його модифікацій [13], алгоритму мурашиних колоній і його різновидів (наприклад, bee colony алгоритм) [14, 15], simulated annealing [16], tabu search [17], particle swarm оптимізації [18], нейронних мереж [19], алгоритмів, заснованих на положеннях analytical hierarchical process [20], так званих greedy евристик, alliance і minimum spanning tree алгоритмів, нечіткої логіки та інших методів. Крім того, беручи до уваги багатофункціональний характер даної задачі, деякі дослідники пропонували розглядати її в багатокритеріальній постановці [21].

З огляду на те що в розподільних мережах у переважній більшості випадків використовувалися комутаційні апарати з ручним керуванням, питання вибору оптимальних місць розімкнення (незалежно від їх постановки та оптимізаційних методів, які використовувалися) розглядалися як завдання середньострокового планування. Так звані нормальні схеми розподільних мереж формувалися двічі на рік для характерних режимів їх роботи. Однак в останні роки умови, в яких працюють системи розподілу електричної енергії, істотно змінилися. Міжнародні експерти зазначають, що такі системи у даний час стикаються з низкою принципово нових викликів.

Вагомим аргументом щодо недостатньої ефективності традиційного підходу до керування топологією розподільних мереж є інтеграція у дані

мережі джерел розосередженої генерації, у першу чергу, поновлюваних, тобто з імовірнісним і важкопрогнозованим характером потужності, яка ними генерується і не тільки має характерні добові та сезонні цикли, але й схильна до частих і різких змін, що може спричиняти появу неприпустимих перевантажень окремих елементів мережі та рівнів напруг в її вузлах і, зрештою, призводити до збільшення втрат електричної енергії.

Електромобілі, які у багатьох країнах набувають все більшого поширення, можуть збільшити максимальне навантаження в окремих вузлах електричної мережі, а відповідно і нерівномірність добового режиму електроспоживання. Водночас, їх можна розглядати як певні джерела акумулювання енергії (при орієнтації на відповідні схеми їх підключення до електричної мережі й умови використання), що при раціональному застосуванні дасть можливість зробити більш рівномірними графіки навантаження окремих елементів систем розподілу електроенергії [22—24].

Слід зазначити, що в останні роки спостерігається постійне посилення вимог до надійності електропостачання і якості електричної енергії, яка постачається споживачам. Водночас, не можна не враховувати той факт, що власниками (операторами) джерел розосередженої генерації й електричних мереж є різні комерційні структури, інтереси яких часто не збігаються. Енергокомпанії зацікавлені в підключенні джерел розосередженої генерації до електричних мереж на більш високій номінальній напрузі для зменшення їх впливу на показники режиму, перш за все, на рівні напруги.

Натомість, з метою зниження вартості підключення власники розосереджених генеруючих і акумулюючих ресурсів здебільшого зацікавлені в їх інтеграції в електричні мережі більш низької напруги. Безумовно, це підсилює вплив зазначених джерел на режими, перш за все, розподільних мереж напругою 6...20 кВ. Значною мірою подібні протиріччя виникають і при спробі узгодження режимів роботи електричних мереж і зазначених розосереджених джерел енергії, наприклад через завдання бажаних графіків їх генерації.

У таких умовах завдання вибору оптимальної конфігурації розподільної мережі істотно ускладнюється і його неможливо ефективно вирішити у старій постановці, без орієнтації на нові технічні засоби, поза контекстом інших питань, які пов'язані з розвитком і керуванням режимами, зокрема вибором умов регулювання напруги та потужності компенсуючих пристроїв, координацією роботи засобів релейного захисту, реалізацією заходів щодо забезпечення надійності електропостачання без комплексної оцінки кінцевого ефекту [25]. Наприклад відомо, що на системі розподілу припадає до 75 % сумарних втрат електроенергії. Однак додатково слід враховувати, що втрати електричної енергії являють со-

бою не тільки прямі економічні витрати, але й провокують додаткову емісію парникових газів. Зокрема, у Великобританії цей показник оцінюється в 1,5 % [26].

Одним з можливих варіантів забезпечення нормального функціонування систем розподілу електроенергії з розосередженою генерацією (у загальному випадку і засобами її акумулювання) розглядається можливість посилення мереж і перерозподіл потоків потужності, що не тільки є вартісним заходом, але вимагає значних витрат часу та матеріальних ресурсів. Як альтернатива вивчається доцільність роботи даних мереж із замкненою топологією. Це автоматично дало б змогу оптимально перерозподілити потоки потужності, знизити втрати електричної енергії, полегшити вирішення питань забезпечення допустимих рівнів напруги. Однак дане рішення веде до збільшення струмів короткого замикання, а це може потребувати заміни комутаційного обладнання, істотно ускладнити та здорожчити системи релейного захисту й автоматики. При цьому найважливішою перевагою роботи розподільних мереж у розімкненому режимі (традиційному для систем розподілу електроенергії у більшості країн) є саме простота побудови систем релейного захисту.

З метою адаптації розподільних мереж до сформованих нових умов почали замислюватися про доцільність їх поступової (поетапної) автоматизації, зокрема заміну традиційних комутаційних апаратів автоматичними або вимикачами з дистанційним керуванням [20]. Спочатку доцільність автоматизації розподільних мереж розглядалася як підвищення надійності електропостачання [27]. Дійсно, отриманий досвід засвідчив, що застосування, наприклад, реклоузера у повітряних розподільних мережах дає можливість значно підвищити їх надійність.

У результаті збільшення обсягу впроваджуваних у розподільні мережі розосереджених джерел енергії гостро постали питання забезпечення нормованих відхилень напруги. Неможливість виконання нормативних вимог до відхилень напруги за допомогою використання традиційних засобів регулювання напруги стала серйозним обмеженням щодо розширення використання розосередженої генерації. Це пов'язано з тим, що застосовувані методи вибору законів регулювання напруги у центрах живлення, відгалужень розподільних трансформаторів, умов роботи конденсаторних батарей орієнтовані виключно на існування односпрямованих потоків потужності. Крім неможливості повсюдного забезпечення нормованих відхилень напруги навіть при більш «тонкому» налаштуванні регулюючих пристроїв ситуація, що складається, зумовлює підвищений знос відповідного обладнання, наприклад пристроїв регулювання напруги під навантаженням.

Відтак, стає очевидним, що вирішення питання забезпечення ефективного керування режимами розподільних мереж, зокрема оптимальної реконфігурації, у сучасних умовах має реалізовуватися в результаті підвищення рівня їх автоматизації, проте для цього необхідно перевести дану задачу з категорії короткострокового планування у розряд задач оперативного керування. При цьому необхідно враховувати, що з автоматизацією розподільних мереж пов'язано і ряд технічних складнощів. Наприклад, не можна ігнорувати перехідні процеси, що відбуваються при комутаціях, і пов'язані з цим можливі перенапруги, що може обмежити частоту й умови виконання комутаційних операцій [28].

Ще одним фактором, який вимагає обліку, є комутаційний ресурс вимикачів, що поки навіть для сучасного обладнання зазвичай не перевищує 20 000 спрацьовувань за їх життєвий цикл. Це також впливає на обґрунтування раціональної частоти їх спрацьовувань.

Таким чином, зміна стратегії керування режимами розподільних мереж передбачає не тільки їх апаратне переоснащення, але і формування потужної телекомунікаційної мережі, створення відповідного програмного забезпечення та потребує дуже великих інвестицій і значного часу для реалізації. Тому говорити про повномасштабну реалізацію подібних проєктів у вітчизняних системах розподілу електричної енергії поки зарано. Можна говорити лише про їх часткову та поетапну реалізацію.

У цьому випадку алгоритм вирішення задачі оптимального розміщення дистанційно керованих комутаційних апаратів і керування їх роботою може бути таким:

1. Визначити ряд контурів розподільних мереж, в яких було б доцільно встановити дистанційно керовані комутаційні апарати.
2. Визначити оптимальні місця розміщення обраних контурів розподільної мережі по окремим часовим перерізам, використовуючи характерні графіки навантажень вузлів і генерації з боку розосереджених джерел енергії та враховуючи мінімізацію втрат потужності.
3. Прийняти рішення про раціональні місця розміщення дистанційно керованих вимикачів.
4. Визначити економічно обґрунтовану в межах доби частоту спрацьовувань дистанційно керованих комутаційних апаратів.
5. Здійснити прогнозування параметрів режиму розподільної мережі з джерелами розосередженої генерації й акумулювання енергії з заданим інтервалом випередження.
6. Розрахувати прогнозне значення показників, на основі аналізу яких прийняти рішення про доцільність зміни стану дистанційно керованих комутаційних апаратів.

7. Прийняти рішення про доцільність зміни положення точки розімкнення контуру розподільної мережі.

Основним критерієм при визначенні контурів розподільної мережі, де є доцільним розміщення дистанційно керованих вимикачів, є добова неоднорідність навантажень на окремих ділянках контура. Даний аналіз здійснюється або безпосередньо на основі схемо-технічних розрахунків, або на основі оцінки коефіцієнтів суміщення максимумів навантажень (генерації) окремих вузлів мережі P_{ti} з сумарним максимумом навантаження $P_{\Sigma \max(\tau)}$: $K_{\text{сумі}} = P_{ti} / P_{\Sigma \max(\tau)}$, або на основі експертних висновків, наприклад з врахуванням присутності в контурі розосередженої генерації. Як розосереджена генерація можуть бути використанні альтернативні джерела енергії, зокрема сонячні панелі, графіки генерації яких у більшості випадків не збігаються з характерними графіками навантаження вузлів розподільних мереж.

У процесі реалізації задачі вибору оптимальної по окремим часовим перерізам конфігурації відібраних контурів розподільної мережі (з використанням типових добових графіків навантаження вузлів і вихідної потужності з боку джерел розосередженої генерації) оцінюють доцільність зміни місць розімкнення зазначених контурів. Це дає змогу або визначити найраціональніші вузли для розміщення дистанційно керованих комутаційних апаратів, використання яких дозволяє забезпечити максимальне зниження добових втрат електричної енергії внаслідок динамічної реконфігурації контурів, або спростувати доцільність подібного рішення.

При наявності у контурі розподільної мережі альтернативних джерел енергії досить великі, але короткочасні зміни їх вихідної потужності можуть провокувати часті спрацьовування комутаційних апаратів. Враховуючи обмежений комутаційний ресурс вимикачів, подібні дії можна вважати економічно невиправданими. У найпростішому випадку, знаючи комутаційний ресурс вимикачів і розрахунковий період проекту T , можна визначити граничну кількість їх спрацьовувань у межах доби. Це дає можливість при прийнятті рішень щодо доцільності реконфігурації розподільної лінії взяти до уваги не тільки факт виконання відповідних умов, а й тривалість передбачуваних змін режиму, щоб уникнути перевищення добового ліміту комутацій.

Більш трудомісткий підхід пов'язаний з оцінкою економічної ефективності оснащення розподільної лінії дистанційно керованими комутаційними апаратами і визначенням обґрунтованої частоти їх спрацьовування. Вочевидь, подібний аналіз дає більш переконливу відповідь і щодо доцільності оснащення тієї чи іншої розподільної лінії дистанційно керованими вимикачами, і щодо стратегії їх подальшого використання,

Рис. 1. Контур розподільної мережі

аж до обґрунтування доцільності їх заміни протягом розрахункового періоду з причини вичерпання комутаційного ресурсу, якщо це виправдано очікуваною величиною зниження втрат електричної енергії. У будь-якому випадку виникають два питання: перше — щодо критерію, відповідно до якого може прийматися рішення про необхідність зміни стану комутаційних апаратів, друге — щодо оцінки тривалості режиму контуру розподільної мережі, який обумовлює доцільність зміни місця його розімкнення.

Рішення про зміну стану дистанційно керованих комутаційних апаратів пропонується приймати на основі використання показника, запропонованого у роботі [29], де показано, що за відсутності джерел розосередженої генерації у контурі розподільної мережі місце його розмикання (рис. 1) доцільно змінити при виконанні наступних умов: якщо

$$M_I - M_{II} > \frac{I_{\text{пер}} R_{\Sigma}}{2}, \quad (1)$$

змістити вліво, тобто перенести з вузла $k + 1$ у вузол k ; якщо

$$M_{II} - M_I > \frac{I_{\text{пер}} R_{\Sigma}}{2}, \quad (2)$$

змістити вправо, тобто перенести з вузла k у вузол $k+1$. У виразах (1), (2)

$$M_I = \sum_{i=1}^k M_i, \quad M_{II} = \sum_{i=k+1}^n M_i, \quad R_{\Sigma} = \sum_{j=1}^m R_j, \quad M_i = I_i \sum_{j \in \Pi i} R_j,$$

де n і m — кількість вузлів і ділянок у контурі; R_{Σ} — сумарний опір контуру; $I_{\text{пер}}$ — величина навантаження, що переноситься з однієї напівпетлі контуру в іншу в процесі зміни станів комутаційних апаратів (у даному випадку $I_{\text{пер}} = I_k$); $j \in \Pi i$ означає, що у процесі підсумовування розглядаються ділянки мережі j , які лежать на шляху живлення i -го вузла навантаження.

Вирази (1), (2) можна поширити для більш загального випадку, коли у розглянутому контурі мережі з'являються джерела розосередженої генерації. Припустимо, нормально вимкнений вимикач міститься у вузлі k .

До вузла 2 підключається джерело розосередженої генерації, яке забезпечує надходження (ін'єкцію) у мережу струму I_d . Це призводить до розвантаження ділянок мережі з опорами R_1, R_2 . При цьому доцільно перенести точку розімкнення контуру у вузол $k + 1$. Тоді згідно з (2) обґрунтованість такого рішення можна перевірити за допомогою виразу

$$M_{II} - M_I + M_d > \frac{I_{\text{пер}} R_{\Sigma}}{2}, \quad (3)$$

де

$$M_d = I_d \sum_{j \in \Pi i} R_j.$$

Аналогічно можна отримати вирази для оцінки доцільності зміни місця розімкнення контуру мережі при розміщенні джерел розосередженої генерації в різних місцях, при різній їх кількості та різних режимах роботи (збільшення і зниження вихідної потужності), а також при появі у мережі засобів акумулювання енергії. Це потребує реалізації процедури прогнозування всіх параметрів, що входять у вираз (3) або аналогічні йому, і дає можливість у процесі постійного моніторингу режиму розподільної лінії визначати моменти часу, коли доцільно здійснити зміну стану відповідних дистанційно керованих комутаційних апаратів для мінімізації втрат потужності при зміні поточного розподілу. Водночас, прийняття такого рішення потребує додаткового аналізу.

Як бачимо, реалізація попереднього етапу потребує використання прогнозних значень навантажень і вихідної потужності джерел розосередженої генерації. Враховуючи прогнозні величини зазначених параметрів, які визначаються з заданим інтервалом дискретності, обчислюють значення $M_I, M_{II}, M_d, I_{\text{пер}}$. При цьому випередження, з яким визначають прогнозні значення, є відносно невеликим, але достатнім для проведення необхідного аналізу й ухвалення рішення щодо доцільності зміни стану дистанційно керованих комутаційних апаратів.

Зазначений аналіз полягає у наступному. Якщо для прогнозних значень $M_I, M_{II}, M_d, I_{\text{пер}}$ умова (1) або аналогічні їй, які відповідають доцільності зміни місця розімкнення контуру, не виконуються, то ніякі дії з комутаційними апаратами не проводяться. В іншому випадку триває процес прогнозування навантажень і потужності джерел розосередженої генерації з різними (зростаючими) інтервалами попередження. Отже, проводиться «сканування» певного інтервалу часу, який попередньо був визначений як достатній для прийняття рішення щодо доцільності зміни стану комутаційних апаратів.

Процедура прогнозування має важливе значення для прийняття рішення щодо здійснення перекомутацій в аналізованій розподільній лінії.

Від якості прогнозування, зрештою, залежить обґрунтованість прийнятого рішення, а отже, й ефективність керування режимом розподільної мережі. У роботі [30] дано аналіз використання так званого адаптивного методу прогнозування, коли прогнозування параметрів, які використовуються для прийняття рішень, здійснюється безперервно за різними методами. Після отримання фактичного значення прогнозованого параметра оцінюється помилка прогнозу по кожному із застосованих методів, і на наступному кроці для прогнозування у першу чергу використовується саме цей метод.

Якщо прогнозні значення параметрів свідчать про недоцільність зміни положення комутаційних апаратів, то реалізується подальша стандартна процедура прогнозування з використанням всього спектру задіяних прогнозних моделей. В іншому випадку модель, яка забезпечила мінімальну похибку, використовується для сканування всього інтервалу часу, визначеного для оцінки стабільності нових параметрів режиму з метою обґрунтування рішення про зміну стану дистанційно керованих комутаційних апаратів.

З огляду на досить великий, але все ж обмежений, комутаційний ресурс сучасних вимикачів, їх високу вартість, складність точного прогнозування широкого спектра режимних параметрів застосування дистанційно керованих комутаційних апаратів буде виправдано тільки в разі нечастих і тривалих змін навантаження або потужності джерел розосередженої генерації. Такі зміни параметрів режиму можуть бути обумовлені, наприклад, циклічною добовою зміною навантаження або сонячної радіації, швидкості вітру та відповідно вихідної потужності альтернативних джерел енергії, увімкненням-вимкненням акумуляторних батарей тощо. Якщо ж у мережі відбуваються різкі та часті зміни навантаження і (або) вихідної потужності з боку альтернативних джерел енергії, то застосування подібних комутаційних апаратів може виявитися економічно необґрунтованим.

У цьому випадку для підвищення ефективності роботи електричних мереж необхідно орієнтуватися на принципово нові технологічні рішення, зокрема, пов'язані з використанням засобів силової електроніки. Світова електроенергетика вже накопичила достатній досвід застосування різноманітних пристроїв силової електроніки в енергосистемах для підвищення їх стійкості й ефективності роботи (FACTS — flexible ac transmission systems, VSC — voltage source convertors, SVC — static VAR compensators та ін.).

В останні роки дискутується питання щодо доцільності й ефективності застосування засобів силової електроніки у розподільних мережах за допомогою формування так званих soft точок розімкнення їх контурів

Рис. 2. Схема розміщення SOP у контурі розподільної мережі

(soft open points (SOP)). Це передбачає встановлення відповідного пристрою силової електроніки, наприклад у точці (вузлі) розташування нормально відключеного комутаційного апарату, та може розглядатися як певний компроміс між продовженням використання розімкнених розподільних мереж і переходом до їх роботи із замкнутою топологією.

У роботах [31, 32] було заявлено, що дане рішення дозволить реалізувати керування потоками активної потужності, здійснювати компенсацію реактивної потужності та регулювання напруги в нормальних режимах, а також ізоляцію пошкодження та відновлення електропостачання в аварійних ситуаціях і при проведенні планових робіт. У зв'язку з цим створення SOP допоможе вирішити багато питань, які виникають при широкому впровадженні відновлюваних джерел енергії у системи розподілу електричної енергії.

У деяких роботах [31] показано, що SOP можуть бути альтернативою традиційним засобам регулювання напруги при збільшенні обсягу розосередженої генерації. Координація роботи SOP і локальних засобів акумулювання енергії дає можливість демпінгувати перехідні процеси, які можуть виникати при різких і значних змінах потужності, зокрема при режимах роботи, відмінних від нормальних. На рис. 2 показано розміщення SOP у контурі розподільної мережі та потоки потужності на окремих ділянках розглянутого контуру і напруги в його вузлах.

Для організації SOP можуть бути використані різні пристрої силової електроніки. Найбільш популярними є схеми на основі: VSC (voltage-source converter); багатотермінальні VSC; уніфікованого контролера потокорозподілу UPFC (unified power flow controller); статичних послідовних синхронних компенсаторів SSSC (static series synchronous compensators) [31]. Проте у багатьох дослідженнях [32] засвідчено, що найбільш прийнятним у даному випадку рішенням є застосування перетворювачів напруги типу VSC. Це пояснюється такими міркуваннями:

- Можливість гнучкого керування активною та реактивною потужностями. Сполучені послідовно через конденсатор з боку постійного струму (див. рис. 2) обидва пристрої VSC дають змогу формувати напругу з бажаної амплітудою та фазним кутом. В результаті замість простого увімкнення (вимкнення) комутаційного апарату у точці нормального розмикання є можливість плавно та безперервно керувати потоками активної потужності через вставку постійного струму, що забезпечує незалежну генерацію або абсорбцію реактивної потужності на кожному з терміналів. Така керованість дозволяє SOP для нормальних умов роботи забезпечити балансування навантаження ліній, що уможливорює зниження втрат потужності та поліпшення профілю зміни напруги вздовж лінії.

- Спроможність миттєвого та незалежного керування напругою. Форма синусоїди напруги створюваного VSC може змінюватися у масштабі мілісекунд, забезпечуючи динамічне керування напругою (реактивною), потужністю і демпфірування коливань потужності та пульсацій напруги в результаті підключення біполярних транзисторів (IGBT). Крім того, VSC може формувати власну напругу без наявності активного джерела на приймальному кінці лінії. Така властивість дає змогу забезпечити при необхідності відновлення електропостачання після ізоляції пошкоджених елементів і усунення пошкоджень у мережі.

- Вплив практично на всі показники якості електричної енергії (несиметрія, коливання напруги, несинусоїдальність) і струм короткого замикання. Послідовне приєднання фільтра індуктивністю L до кожного VSC терміналу забезпечує загасання вищих гармонік, обмеження струму короткого замикання, який практично не змінюється. Це обумовлює відсутність необхідності заміни або принципового переналаштовування засобів релейного захисту для роботи розподільних мереж у замкненому режимі.

- Можливість з'єднувати фідери незалежно від кутів між векторами струму і напруги та рівнів напруги, що не може бути реалізовано при використанні стандартних вимикачів потужності.

- Відсутність обмежень щодо кількості комутацій.

Досвід застосування подібних пристроїв у енергосистемах [33] свідчить про те, що принципи їх роботи добре вивчено, проте стратегія їх використання у розподільних мережах — принципово інша.

Максимальна потужність, яка може надходити у розподільну лінію з боку кожного з терміналів VSC, визначається наступною умовою:

$$\sqrt{(P_{inj})^2 + (Q_{inj})^2} \leq S_{VSCn},$$

де P_{inj} , Q_{inj} — ін'єкція активної та реактивної потужності з боку терміналу SOP; S_{VSCn} — номінальна потужність VSC. Напруга на терміналах

U_{VSC} у будь-якому режимі не повинна перевищувати її номінального значення U_{VSCH} : $U_{VSC} \leq U_{VSCH}$.

Потоки на ділянках і напруги у вузлах при надходженні активної та реактивної потужностей від SOP у приєднані розподільні лінії визначаються так:

$$\begin{aligned} P_{k-2,k-1} &= P_{k-1,k} + P_{k-1} + \frac{(P_{k-1,k}^2 + Q_{k-1,k}^2) R_{k-1,k}}{U_{k-1}^2}, \\ Q_{k-2,k-1} &= Q_{k-1,k} + Q_{k-1} + \frac{(P_{k-1,k}^2 + Q_{k-1,k}^2) X_{k-1,k}}{U_{k-1}^2}, \\ U_{k-1} &= U_{k-2} - \Delta U_{k-2,k-1} = \\ &= U_{k-2} - \frac{(P_{k-2,k-1} R_{k-2,k-1} + Q_{k-2,k-1} X_{k-2,k-1})}{U_{k-1}} - \\ &\quad - \frac{(P_{k-2,k-1}^2 + Q_{k-2,k-1}^2)(R_{k-2,k-1}^2 + X_{k-2,k-1}^2)}{U_{k-2}^3}. \end{aligned}$$

При цьому слід дотримуватися наступної балансової умови:

$$P_{inj}^I + P_{inj}^{II} + \Delta P_{SOP} = 0, \quad (4)$$

де P_{inj}^I , P_{inj}^{II} — ін'єкції активної потужності в праву та ліву частини контуру від терміналів SOP; ΔP_{SOP} — втрати потужності в SOP.

У загальному випадку втрати потужності в обладнанні SOP включають втрати у напівпровідниках, пасивних елементах (конденсатор, фільтр, дросель), трансформаторах і охолоджувальній системі. У роботі [34] дані втрати для кожного VSC запропоновано апроксимувати квадратичною залежністю у функції від величини обмінних активної та реактивної потужностей:

$$\Delta P_{VSC} = aI_{VSC}^2 + bI_{VSC} + c, \quad I_{VSC} = \frac{\sqrt{P_{inj}^2 + Q_{inj}^2}}{U_{VSC}},$$

де ΔP_{VSC} та I_{VSC} — втрати потужності та струм на терміналі VSC, пов'язаному з конкретним фідером. Коефіцієнти a , b і c у зв'язку з відсутністю достатньої інформації пропонується визначати експериментально, що звичайно, пов'язано з певними складностями.

Обґрунтування оптимальних умов застосування SOP складається з двох частин: вибору оптимального місця розміщення даного пристрою та

визначення оптимальних умов його роботи. В останньому випадку в структуру цільової функції необхідно включити і втрати потужності у самому пристрої SOP, нелінійно (квадратично) залежні від струму конвертора, який, у свою чергу, залежить від обмінних активної та реактивної потужностей у мережі змінного струму.

Можна запропонувати кілька різних постановок задачі визначення оптимальних умов використання SOP. У найзагальнішій формі завдання розглядається як мінімізація втрат активної потужності для кожного моменту часу t , які включають втрати безпосередньо в лінії та втрати у компонентах, що використовуються для формування SOP:

$$\Delta P_t = \sum_{k=1}^n R_k \frac{P_{kt}^2 + Q_{kt}^2}{U_n^2} + \Delta P_{SOP_t} \rightarrow \min, \quad (5)$$

де k — номер ділянки лінії.

У [34] дана задача розглядається в постановці, яка полягає у мінімізації індексу LB (load balance), що характеризує небаланс навантажень:

$$LB_k = \left(\frac{I_k}{I_{kn}} \right)^2, \quad \forall k \in n,$$

де I_k — фактичне навантаження на ділянці k ; I_{kn} — номінальний струм ділянки лінії. У цьому випадку узагальнену відповідну характеристику для всієї лінії (цільову функцію) буде задано як $LBI = \sum_k LB_k \rightarrow \min$.

При цьому враховуються обмеження по напрузі у вузлах, струмах на ділянках, а також система рівнянь, що визначає потекорозподіл.

Отже, величини активної та реактивної потужностей, що надходять від VSC, визначаються через вирішення комбінаторної, нелінійної оптимізаційної задачі з обмеженнями. У [32] зазначені обмеження включено у структуру цільової функції у вигляді штрафних функцій. Після цього для отримання оптимального значення цільової функції $F[P_{s_inj}^I, Q_{s_inj}^I, Q_{s_inj}^J]^T$ (вже без обмежень) використано метод, запропонований у роботі [35], що дало змогу визначити відповідні параметри роботи SOP.

Водночас, зважаючи на трудомісткість і необхідний часовий ресурс для реалізації оптимізаційних задач у зазначеній постановці, даний підхід є досить проблематичним для використання його з метою керування роботою SOP у реальному часі. Тому розглянемо стратегію керування SOP на основі ідеї, що передбачає формування у контурі потекорозподілу,

Рис. 3. Схема стратегії керування роботою SOP

максимально близького до поточкорозподілу, який мав би місц за наявності двостороннього живлення (тобто при роботі в замкненому режимі).

Розрахунок замкненого режиму здійснюється з урахуванням наявності у контурах джерел розосередженої генерації, які розглядаються як «негативне» навантаження. У цьому випадку контроль здійснюється по навантаженню однієї з ділянок мережі, що примикає до SOP. Небаланс між фактичним навантаженням на ділянці і її бажаним значенням компенсується відповідною видачею потужності від SOP (рис. 3).

Варто зазначити, що при наявності у мережі джерел розосередженої генерації у багатьох випадках останні будуть генерувати у мережу тільки активну потужність. У такому випадку можливі режими, коли точки поточкорозподілу по активній та реактивній потужностям не збігатимуться. Технологія SOP дає змогу враховувати таку ситуацію внаслідок незалежності генерації активної та реактивної потужностей.

На рис. 3 показано, що керування роботою SOP має бути реалізовано так, щоб видача активної потужності від неї в ліву частину контура (з двома джерелами живлення (ДЖ)) в кожен момент часу t становила величину $P_{pt}^{\ell} - P_{zt}^{\ell}$, де P_{pt}^{ℓ} та P_{zt}^{ℓ} — значення активної потужності на ділянці 2—3 при роботі мережі у розімкненому та у замкненому режимах. У той же час, SOP повинна «споживати» з правої частини контуру активну потужність $P_{pt}^{\ell} - P_{zt}^{\ell} + \Delta P_{SOP}$, де ΔP_{SOP} — втрати активної потужності в SOP. При цьому по реактивній потужності для лівої частини контуру SOP виступає як споживач з навантаженням $Q_{zt}^{\ell} - Q_{pt}^{\ell}$, де Q_{zt}^{ℓ} та Q_{pt}^{ℓ} —

значення реактивної потужності на ділянці 2—3 при роботі мережі в замкненому та розімкненому режимах. Генерація реактивної потужності від SOP у праву частину контуру складе $Q_{zt}^{\ell} - Q_{pt}^{\ell} + \Delta Q_{SOP}$, де ΔQ_{SOP} — втрати реактивної потужності в SOP.

Однак, слід зазначити, що при такому підході забезпечити оптимальні потоки потужності (які б мали місце при роботі мережі із замкненою топологією) одночасно на обох прилеглих до терміналів SOP ділянках за умови (4) неможливо. Тому, якщо отримане рішення не задовольняє користувача, який вважає, що воно не є оптимальним, то альтернативою для визначення оптимальних ін'єкцій потужності у кожен із контурів лінії повинна стати задача визначення параметрів режимів роботи VSC на кшталт (5).

Висновки

Протягом багатьох років задача вибору оптимальної конфігурації розподільних мереж розглядається як найдієвіший спосіб мінімізації втрат електричної енергії. З метою підвищення ефективності рішень для її реалізації використовувалися різноманітні формальні та неформальні оптимізаційні методи, однак її постановка залишалася незмінною — визначення місць розміщення нормально вимкнених вимикачів, які залишалися постійними впродовж певного сезону року. Подана постановка задачі в багатьох випадках не дає можливості забезпечити бажану ефективність рішень, особливо у випадку мереж, в які інтегровано поновлювані джерела енергії з нестабільною вихідною потужністю. Можливим рішенням у зазначеній ситуації є автоматизація розподільних мереж з орієнтацією на принципово нові комутаційні апарати.

Застосування вимикачів з дистанційним керуванням, з огляду на їх обмежений комутаційний ресурс, може бути виправдано лише у разі нечастих і досить тривалих змін навантаження або потужності джерел розосередженої генерації, обумовлених, наприклад, циклічною добовою зміною навантаження або сонячної радіації, швидкості вітру та вихідної потужності альтернативних джерел енергії, увімкненням (вимкненням) акумуляторних батарей тощо. Більш універсальним рішенням є використання пристроїв силової електроніки, зокрема перетворювачів напруги типу back-to back voltage source convertor, що дає змогу здійснювати незалежне керування потоками активної та реактивної потужностей у реальному часі при збереженні розподільної мережі розімкненою.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Малий Н.О. Методы оптимизации эксплуатационных режимов городских электрических сетей: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Київський політехнічний інститут, Київ, 1973. 32 с
2. Попов В.А. Выбор схем резервируемых распределительных сетей по минимуму потерь электроэнергии // Энергетика и электрификация, 1982, № 4, с. 25—28.
3. Фокин Ю.А., Хозяинов М.А. Метод поиска целесообразной топологии и планирования режимов распределительных сетей // Сб. науч. трудов Московского энергетического института: оптимизация режимов электроэнергетических систем. 1990. № 230, с. 175—180.
4. Billinton R., Jonavithula S. Optimal switching device placement in radial distribution systems // Proc. IEEE Transactions on Power Delivery, 1996, Vol. 11, № 3, pp. 1646—1651.
5. Gelli G., Pilo F. Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks // Proc. IEEE Transactions on Power Delivery, 1999, Vol. 14, № 3, pp. 1167—1172.
6. Эпель П.Я., Попов В.А., Ключник А.И. Учет реакции питающей сети в задачах оптимизации режимов распределительных сетей // Электрические сети и системы, 1986, № 22, с. 65—72.
7. Шидловский А.К., Тугай Ю.И. Координированная оптимизация режимов питающей и распределительной электрических сетей. Препринт. Ін-т електродинаміки АН України. Київ: 1981. 33 с.
8. Boardman J.T., Meckiff C.C. A Branch and Bound Formulation to Electricity Distribution Planning Program // Proc. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1985, Vol. 104, pp. 2112—2118.
9. Jabr R.A., Singh R., Pal B.C. Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming // Proc. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, Vol. 27, pp. 1106—1115.
10. Glamokanin V. Optimal loss reduction of distribution networks // Proc. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, Vol. 5, № 3, pp. 774—782.
11. Sharatkah M.M., Haghifam M.R., Arefi A. Load profile based determination of distribution feeder configuration by dynamic programming // Proc. IEEE Trondheim PowerTech Conference, 2011, Vol. 12, pp. 1—6.
12. Broadwater R.P. Time varying load analysis to reduce distribution losses through reconfiguration // Proc. IEEE Transaction on Power Delivery, 2003, Vol. 8, № 1, pp. 294—300.
13. Zhu J.Z. Optimal Reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm // Electric Power Systems Research, 2002, Vol. 62, № 1, pp. 37—42.
14. Su C.-T., Chang C.-F., Chiou J.-P. Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm // Ibid, 2005, Vol. 75, Is. 2—3, pp. 190—199.
15. Olamaei J., Niknam T., Arefi S.B. Distribution feeder reconfiguration for loss minimization based on modified honey bee mating optimization algorithm // Proc. the 2nd International Conference on Advances in Energy Engineering, 2011, Vol. 5, pp. 304—311.
16. Young J.J., Chul K.J., Kim Jin-O. et al. An efficient simulated annealing algorithm for network reconfiguration in large-scale distribution systems // Proc. IEEE Transactions on Power Delivery, 2002, Vol. 17, Is. 4, pp. 1070—1078.
17. Abdelaziz A.Y., Mohamed F.M., Mekhamer S.F., Badr M.A.L. Distribution system reconfiguration using a modified Tabu Search algorithm // Electric Power Systems Research, 2010, Vol. 80, № 8, pp. 943—953.
18. Abdelaziz A.Y., Mohammed F.M., Mekhamer S.F., Badr M.A.L. Distribution Systems Reconfiguration using a modified particle swarm optimization algorithm // Ibid, 2009, Vol. 79, pp. 1521—1530.

19. Kim H., Ko Y., Jung K.H. Artificial Neural-Network Based Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution Systems // Proc. IEEE Transactions on Power Delivery, 1993, Vol. 8, pp. 1356—1366.
20. Bernardon D.P., Sperandio M., Garcia V.J. et al. AHP decision-making algorithm to allocate remotely controlled switches in distribution networks // Proc. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, Vol. 26, Is. 3, pp. 1884—1892.
21. Ahuja A., Das S., Pahwa A. An AIS-ACO hybrid approach for multi-objective distribution system reconfiguration // Proc. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, Vol. 22, pp. 1101—1111.
22. Tulle D.P., Baldick R. The evaluation of plug-in electric vehicle-grid interactions // Proc. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, Vol. 3, № 1, pp. 500—505.
23. Шидловський А.К., Жаркін А.Ф., Новський В.О., Павлов В.Б. Вплив розвитку зарядної інфраструктури електромобільного і гібридного транспорту на режими електричних мереж // Технічна електродинаміка, 2018, № 3, с. 74—81.
24. Павлов В.Б., Новський В.О., Попов В.А., Палачов С.О. Особливості застосування зарядних станцій електромобілів у міських електричних мережах // Там же, 2018, № 6, с. 77—80.
25. Wu Y., Lee C., Liu L., Tsai S. Study of Reconfiguration for the Distribution System With Distributed Generators // Proc. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010, Vol. 25, № 3, pp. 1678—1685.
26. Office of Gas and Electricity Markets. Losses incentive mechanism. URL: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/losses-incentive-mechanism> дата звернення: 25.08.2020.
27. Xu Y., Liu C.C., Schneider K.P., Ton D.T. Placement of remote-controlled switches to enhance distribution systems restoration capability // Proc. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, Vol. 31, pp. 1139—1150.
28. Spitsa V., Ran X., Salcedo R., et al. On the Transient Behavior of Large-Scale Distribution Networks During Automatic Feeder Reconfiguration // Proc. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, Vol. 3, № 2, pp. 887—896.
29. Жаркин А.Ф., Денисюк С.П., Попов В.А. Системы электроснабжения с источниками распределенной генерации. Київ: Наук. думка, 2017, 232 с.
30. Garcia E.D., Pereira P.R., Canha L.N., Popov V. Grid functional blocks methodology to dynamic operation and decision making in Smart Grid // Electrical Power and Energy Systems, 2018, Vol. 103, pp. 267—276.
31. Bloemink J.M., Green T.C. Benefits of distribution-level power electronics for supporting distributed generation growth // Proc. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, Vol. 28, pp. 911—917.
32. Cao W., Wu J., Jenkins N., et al. Benefits analysis of soft open points for electrical distribution network operation // Applied Energy, 2016, Vol. 165, pp. 36—47.
33. Flourentzou N., Adelidis V.G., Demetriades C.D. VSC – based HVDC power transmission systems: an overview // Proc. IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, Vol. 24, pp. 592—602.
34. Daelemans G., Srivastava K., Reza M., et al. Minimization of steady state losses in meshed networks using VSC HVDC // Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2009, pp. 1—5.
35. Powell M.J.D. An efficient method for finding the minimum of a function of several variables without calculating derivatives // Comput, 1964, Vol. 7, pp. 155—162.

Отримано 06.11.2020

REFERENCES

1. Malii, N.O. (1973), "Methods for optimizing the operational modes of urban electrical networks", Abstract of Cand. Sci. (Tech.) dissertation, Kyiv Polytechnic Institute, Kyiv, USSR.
2. Popov, V.A. (1982), "Selection of schemes of redundant distribution networks with a minimum of electricity losses", *Enerhetyka ta elektryfikatsiia*, Vol. 4, pp. 25–28.
3. Fokin, Y.A. and Hozaiinov, M.A. (1990), "A method for finding a suitable topology when planning the modes of distribution networks", *Sbornik nauchnykh trudov Moskovskogo energeticheskogo instituta: optimizatsiya sistemy elektroenergeticheskikh sistem*, Vol. 230, pp. 175–180.
4. Billinton, R. and Jonavithula, S. (1996), "Optimal switching devise placement in radial distribution systems", *Proc. IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, no. 3, pp. 1646–1651.
5. Gelli, G. and Pilo, F. (1996), "Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks", *Proc. IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 14, no. 3, pp. 1167–1172.
6. Ekel, P.Y., Popov, V.A. and Kliushnik, A.I. (1986), "Taking into account the response of the supply network in the problems of optimization of distribution network modes", *Elektrychni merezhi i systemy*, Vol. 22, pp. 65–72.
7. Shydlovskiy, A.K. and Tugai, Y.I. (1981), *Koordynovana optymizatsiia rezhymiv zhyvylnoi i rozpodilnoi elektrychnykh merezh* [Coordinated optimization of power supply and distribution networks], Instytut elektrodynamiky, Kyiv, USSR.
8. Boardman, J.T. and Meckiff, C.C. (1985), "A Branch and Bound Formulation to Electricity Distribution Planning Program", *Proc. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 104, pp. 2112–2118.
9. Jabr, R.A., Singh, R. and Pal, B.C. (2012), "Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming", *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, pp. 1106–1115.
10. Glamokanin, V. (1990), "Optimal loss reduction of distribution networks", *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, no. 3, pp. 774–782.
11. Sharatkah, M.M., Haghifam, M.R. and Arefi, A. (2011), "Load profile based determination of distribution feeder configuration by dynamic programming", *Proc. IEEE Trondheim PowerTech Conference*, Vol. 12, pp. 1–6.
12. Broadwater, R.P. (2003), "Time varying load analysis to reduce distribution losses through reconfiguration", *Proc. IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 8, no. 1, pp. 294–300.
13. Zhu, J.Z. (2002), "Optimal Reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm", *Electric Power Systems Research*, Vol. 62, no. 1, pp. 37–42.
14. Su, C.-T., Chang, C.-F. and Chiou, J.-P. (2005), "Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm", *Electric Power Systems Research*, Vol. 75, no. 2–3, pp. 190–199.
15. Olamaei, J., Niknam, T. and Arefi, S.B. (2011), "Distribution feeder reconfiguration for loss minimization based on modified honey bee mating optimization algorithm", *Proc. the 2nd International Conference on Advances in Energy Engineering*, Vol. 5, pp. 304–311.
16. Young, J.J., Chul, K.J., Kim, Jin-O., Joong-Rin Shin, J.O. and Lee, K.Y. (2002), "An efficient simulated annealing algorithm for network reconfiguration in large-scale distribution systems", *Proc. IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 17, no. 4, pp. 1070–1078.
17. Abdelaziz, A.Y., Mohamed, F.M., Mekhamer, S.F. and Badr, M.A.L. (2010), "Distribution system reconfiguration using a modified Tabu Search algorithm", *Electric Power Systems Research*, Vol. 80, no. 8, pp. 943–953.
18. Abdelaziz, A.Y., Mohammed, F.M., Mekhamer, S.F. and Badr, M.A.L. (2009), "Distribution Systems Reconfiguration using a modified particle swarm optimization algorithm", *Electric Power Systems Research*, Vol. 79, pp. 1521–1530.
19. Kim, H., Ko, Y. and Jung, K.H. (1993), "Artificial Neural-Network Based Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution Systems", *Proc. IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 8, pp. 1356–1366.

20. Bernardon, D.P., Sperandio, M., Garcia, V.J., Canha, L.N., Abaide, A.D.R. and Daza, E.F.B. (2011), "AHP decision-making algorithm to allocate remotely controlled switches in distribution networks", *Proc. IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 26, no. 3, pp. 1884–1892.
21. Ahuja, A., Das, S. and Pahwa, A. (2007), "An AIS-ACO hybrid approach for multi-objective distribution system reconfiguration", *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, pp. 1101–1111.
22. Tulle, D.P. and Baldick, R. (2012), "The evaluation of plug-in electric vehicle-grid interactions", *Proc. IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, no. 1, pp. 500–505.
23. Shidlovskii, A.K., Zharkin, A.F., Pavlov, V.B. and Novskiy, V.A. (2018), "Influence of development of charging infrastructure for electric vehicles and hybrid transport on modes of electric networks", *Tekhnichna Elektrodynamika*, Vol. 3. Pp. 74–81.
24. Pavlov, V.B., Novskiy, V.A. Popov, V.A. and Palachov, S.O. (2018), "Features of use of electrical vehicle charger station in urban electrical networks", *Tekhnichna Elektrodynamika*, Vol. 6. Pp. 77–80.
25. Wu, Y., Lee, C., Liu, L. and Tsai, S. (2010), "Study of Reconfiguration for the Distribution System with Distributed Generators", *Proc. IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 25, no. 3, pp. 1678–1685.
26. Office of Gas and Electricity Markets, Losses incentive mechanism, available at: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/losses-incentive-mechanism> (accessed August 25, 2020).
27. Xu, Y., Liu, C.C., Schneider, K.P. and Ton, D.T. (2016), "Placement of remote-controlled switches to enhance distribution systems restoration capability", *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, pp. 1139–1150.
28. Spitsa, V., Ran, X., Salcedo, R., Martinez, J.F., Uosef, R.E., de Leon, F., Czarkowski, D. and Zabar, Z. (2012), "On the Transient Behavior of Large-Scale Distribution Networks During Automatic Feeder Reconfiguration", *Proc. IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, no. 2, pp. 887–896.
29. Zharkin, A.F., Denysiuk, S.P. and Popov, V.A. (2017), *Systemy elektropostachannia z dzhерelamy rozpodilenoї heneratsii* [Power supply systems with distributed generation sources], Naukova dumka, Kyiv, Ukraine.
30. Garcia, E.D., Pereira, P.R., Canha, L.N. and Popov, V.A. (2018), "Grid functional blocks methodology to dynamic operation and decision making in Smart Grid", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 103, pp. 267–276.
31. Bloemink, J.M. and Green, T.C. (2013), "Benefits of distribution-level power electronics for supporting distributed generation growth", *Proc. IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 28, pp. 911–917.
32. Cao, W., Wu, J., Jenkins, N., Wang, Ch. and Green, T. (2016), "Benefits analysis of soft open points for electrical distribution network operation", *Applied Energy*, Vol. 165, pp. 36–47.
33. Flourentzou, N., Adelidis, V.G. and Demetriades, C.D. (2009), "VSC – based HVDC power transmission systems: an overview", *Proc. IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 24, pp. 592–602.
34. Daelemans, G., Srivastava, K., Reza, M., Cole, S. and Belmans, R. (2009), "Minimization of steady state losses in meshed networks using VSC HVDC", *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–5.
35. Powell, M.J.D. (1964), "An efficient method for finding the minimum of a function of several variables without calculating derivatives", *Comput.*, Vol. 7, pp. 155–162.

Received 06.11.2020

A.F. Zharkin, V.O. Novskiy, V.A. Popov, O.S. Yarmoliuk, Hawkar Ahmed Noory

REVIEW OF TECHNOLOGIES FOR CONTROLLING
THE MODES OF OPERATION OF 6...20 KV ELECTRICAL
NETWORKS WITH DISTRIBUTED ENERGY SOURCES

An overview of the statements and methods for implementing the problem of distribution networks reconfiguration, as one of the most effective organizational measures to reduce electrical energy losses, is presented. Various formulations of this problem and optimization methods used for its solution are analyzed considering its as a medium-term planning problem, when the optimal disconnection points were determined for the most characteristic seasons of the year. It is shown that in modern power supply systems under the conditions of widespread implementation of distributed generation energy sources and storage units, the use of electric vehicles, the solution of this problem within the framework of the traditional approach loses its effectiveness. It is shown that in this case it is necessary to use the dynamic reconfiguration of distribution networks. Here one of the possible ways is associated with the use of remotely controlled switching devices. An algorithm that allows one to choose the optimal locations and operating mode of switches with remote control, for electrical energy losses minimization, taking into account the switching resource, is proposed. It has been demonstrated that this technical solution is justified in the case of cyclic and sufficiently long-term changes in loads, output power of distributed energy sources, when turning on/off storage devices. It is shown that a more universal solution is the use of power electronics, which makes it possible to form the so-called “soft” open points of the distribution network circuits. Under these conditions, it becomes possible to realize the real time control of the active and reactive power flows, ensuring the minimization of electrical energy losses.

Keywords: electrical distribution networks, mode of operation control, distributed generation, remotely controlled switching devices, soft open points.

ЖАРКІН Андрій Федорович, чл.-кор. НАН України, зав. відділу стабілізації параметрів електромагнітної енергії Інституту електродинаміки НАН України. У 1977 р. закінчив Київський політехнічний інститут. Область наукових досліджень — розвиток теорії електромагнітної сумісності в напрямку створення ефективних методів аналізу та розробки й використання нових моделей електричних мереж з нелінійними та нестационарними навантаженнями, які враховують параметри основних елементів електричних мереж великих електроенергетичних об'єктів, а також розроблення теоретичних основ впровадження заходів і побудови технічних засобів підвищення якості електроенергії та забезпечення електромагнітної сумісності споживачів електричних мереж різних рівнів напруги.

НОВСЬКИЙ Володимир Олександрович, д-р техн. наук, ст. наук. співроб., пров. наук. співроб. відділу стабілізації параметрів електромагнітної енергії Інституту електродинаміки НАН України. У 1973 р. закінчив Київський політехнічний інститут. Область наукових досліджень — розвиток теорії швидкодіючої стабілізації параметрів електричної енергії та динамічної компенсації неактивних складових повної потужності на основі результатів дослідження електромагнітних і енергетичних процесів у складних перетворювальних системах з ключовими і вентиляними елементами та забезпечення електромагнітної сумісності в трифазних системах з нелінійними і нестационарними навантаженнями.

ПОПОВ Володимир Андрійович, д-р техн. наук, доцент, зав. кафедри електропостачання Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського». У 1974 р. закінчив Київський політехнічний інститут. Область наукових досліджень — моделювання й оптимізація систем електропостачання, облік невизначеності вихідної інформації при керуванні режимами електричних мереж, побудова систем електропостачання з джерелами розосередженої генерації, використання методів багатокритеріального прийняття рішень при проектуванні систем електропостачання й оптимізації їх режимів.

ЯРМОЛЮК Олена Сергіївна, канд. техн. наук, ст. викладач кафедри електропостачання Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського». У 2010 р. закінчила Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут». Область наукових досліджень — оцінка стану інтегрованих систем електропостачання з альтернативними джерелами енергії й оптимальне керування їх режимами за умови врахування недостатності та недостовірності первинної інформації.

ХАВКАР Ахмед Нурі, студент-магістрант кафедри електропостачання Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського». Область наукових досліджень — оптимізація систем електропостачання з джерелами розосередженої генерації й акумулювання енергії.