

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ЗА УМОВ ЗАСТОСУВАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ГЕНЕРАЦІЇ ТА ЗАСОБІВ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

А.Ф. Жаркін^{1*}, чл.-кор. НАН України, В.О. Новський^{1**}, докт. техн. наук,
В.А. Попов^{2***}, докт. техн. наук, О.С. Ярмолук^{2****}, канд. техн. наук

¹ Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна,

e-mail: zharkin@ied.org.ua, novsky@ied.org.ua

² НТУ України «КПІ ім. Ігоря Сікорського»,
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна,

e-mail: tig@ukr.net, yarmolyuk.lena@gmail.com

Запропоновано нові технологічні рішення, які дають змогу забезпечити ефективне зниження втрат електричної енергії у розподільних мережах з локальними джерелами генерації й акумулювання енергії за рахунок можливості динамічного керування конфігурацією мережі. Обґрунтовано умови раціонального використання дистанційно керованих комутаційних апаратів і розроблено алгоритм керування їхньою роботою. Продемонстровано можливість використання пристроїв силової електроніки та запропоновано підхід до їхнього застосування з метою формування оптимальних потоків активної та реактивної потужностей у контурі розподільної мережі, що забезпечують мінімум втрат електричної енергії. Бібл. 9, рис. 3.

Ключові слова: розосереджена генерація, втрати електричної енергії, дистанційно керовані комутаційні апарати, силова електроніка.

Вступ. Одна з основних задач, яку доводиться вирішувати в процесі експлуатації всіх електричних мереж, що працюють з розімкненою топологією, перш за все, розподільних мереж, побудованих за «петлевою» схемою, пов'язана з вибором оптимальних точок їхнього розімкнення. Адекватне рішення цієї задачі дає можливість знизити втрати потужності й електроенергії у подібних мережах у значно більшій мірі, ніж впровадження будь-якого іншого організаційного заходу.

Розподільні мережі традиційно експлуатуються як розімкнуті, що дає змогу використовувати прості та не дуже дорогі системи релейного захисту, які забезпечують швидку ізоляцію пошкоджених елементів і відновлення електропостачання. При цьому тут в абсолютній більшості випадків використовувалися комутаційні апарати з ручним керуванням. У зв'язку з цим практично у всіх наявних дослідженнях питання вибору оптимальних місць розімкнення розглядалися як завдання середньострокового планування. Так звані нормальні схеми розподільних мереж формувалися двічі на рік і підтримувалися незмінними у межах умовно осінньо-зимового та весняно-літнього сезонів.

За останні роки у світовій електроенергетиці відбулися дуже великі зміни, у першу чергу, пов'язані з появою в їхній структурі розосереджених джерел генерації й засобів акумулювання енергії, що в значній мірі стосувалися і системи розподілу електричної енергії. При цьому в більшості випадків (особливо у розподільних мережах) як розосереджена генерація виступають різні відновлювані джерела енергії, важливою особливістю яких є мінливість потужності, яку вони генерують. Це призводить до непередбачених різких змін струморозподілу різної тривалості, який вже не відповідає умовам, за яких здійснювалося визначення оптимальних місць розмикання контурів розподільних ліній. Зазначені обставини різко знижують ефективність реалізації задачі вибору оптимальних місць розімкнення під час її розгляду у традиційній постановці.

У зв'язку з цим **метою даної роботи** є обґрунтування умов доцільності впровадження та стратегії раціонального використання як дистанційно керованих комутаційних апаратів з урахуванням їхнього комутаційного ресурсу, так і засобів силової електроніки для формування «м'яких» точок розімкнення контурів розподільної мережі, задля ефективного зниження втрат електричної енергії за рахунок оперативного реагування на зміни електричного навантаження та/або режимів генерації й акумулювання енергії за наявності розосереджених джерел її генерації та акумулюючих засобів.

© Жаркін А.Ф., Новський В.О., Попов В.А., Ярмолук О.С., 2021

ORCID ID: * <https://orcid.org/0000-0001-5996-0901>; ** <https://orcid.org/0000-0003-3857-7027>;

*** <https://orcid.org/0000-0003-3484-4597>; **** <https://orcid.org/0000-0001-8571-2573>

Застосування дистанційно керованих комутаційних апаратів. Одним із можливих шляхів досягнення поставленої мети може бути поетапна заміна комутаційних апаратів (КА) з ручним керуванням на автоматичні або дистанційно керовані, що дасть змогу оперативно змінювати топологію мереж і балансувати навантаження [1].

Однак при цьому необхідно враховувати високу вартість як самого комутаційного обладнання, так і витрати на створення необхідної для його роботи інформаційної інфраструктури та каналів телекерування; обмежений комутаційний ресурс таких вимикачів, який зазвичай не перевищує 20 000 спрацьовувань за їхній життєвий цикл; перехідні процеси, що відбуваються при комутації і пов'язані з цим можливі перенапруги, що може обмежити частоту виконання комутаційних операцій [2].

З огляду на наведені фактори, у даний час мова може йти тільки про застосування зазначених КА в окремих розподільних лініях, де вони зможуть забезпечити найбільшу ефективність. У зв'язку з цим у роботі не розглядається задача оптимального розміщення дистанційно керованих КА, а акцент зроблено на визначенні стратегії найбільш раціонального їхнього використання у процесі реалізації наступних етапів її виконання.

1. Визначається ряд контурів розподільних мереж, в яких було б доцільним встановити дистанційно керовані комутаційні апарати. Основним критерієм є добова неоднорідність потоків потужності на окремих ділянках контуру, яка визначається або безпосередньо на основі схемотехнічних розрахунків, або на основі оцінки для окремих вузлів мережі i коефіцієнтів суміщення максимумів навантажень (генерації), які відображають відношення навантаження (потужності, що генерується) даного вузла у період часу τ , що відповідає періоду максимального сумарного навантаження лінії, до максимуму навантаження (потужності, що генерується) у даному вузлі $K_{\Sigma i} = P_{i\tau} / P_{i\max}$, або експертним шляхом, наприклад, з огляду на факт наявності в контурі альтернативних джерел енергії, наприклад, фотоелектричних станцій, графіки генерації яких не лише не стабільні, але і в більшості випадків не збігаються з характерними графіками навантаження вузлів розподільних мереж.

2. Для обраних контурів розподільної мережі по окремим періодам часу, використовуючи характерні добові графіки навантажень вузлів і генерації з боку розосереджених джерел енергії, вирішується задача вибору оптимальних місць їхнього розімкнення, виходячи з мінімізації втрат потужності. Для контурів, у яких за різних добових режимів оптимальні місця їхнього розімкнення не збігаються, визначаються вузли розміщення дистанційно керованих вимикачів.

У процесі керування режимами розподільних мереж рішення щодо доцільності зміни стану дистанційно керованих комутаційних апаратів приймається на основі показника, аналогічного запропонованому в [3], шляхом його вдосконалення задля можливості урахування джерел розосередженої генерації та засобів акумулювання енергії (рис. 1).

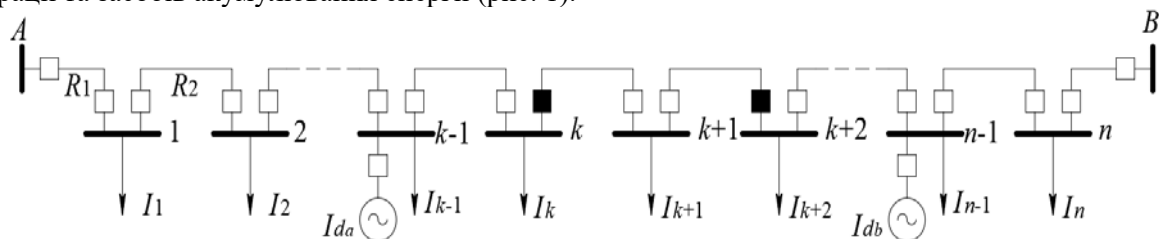


Рис. 1

Навіть не беручи до уваги зміну навантажень споживачів вузлів мережі, доцільність переміщення точки розімкнення контуру може бути викликана зміною режиму роботи джерел розосередженої генерації. Так, наприклад, доцільність перенесення місця розімкнення з ділянки $k, k+1$ на ділянку $k+1, k+2$ (тобто вправо) може бути виправдана у разі зростання потужності джерела генерації (надходження у мережу струму I_{da}), підключеного до одного з вузлів лівої частини контуру (та відповідного зменшення навантаження на частині його ділянок) або зниження вихідної потужності з боку джерела генерації (на величину струму I_{db}), підключеного до правої частини контуру (та відповідного збільшення навантаження на частині його ділянок).

Зокрема, за умови, що увімкнення/вимкнення джерел розосередженої генерації не призводить до зміни напряму потекорозподілу на ділянках контуру, відповідні залежності будуть представлено у такому вигляді:

– перемичку доцільно перемістити вліво, якщо

$$M_A - M_B + M_{d_b} - M_{d_a} > I_{\text{пер}} R_{\Sigma} / 2, \quad (1)$$

– перемичку доцільно перемістити вправо, якщо

$$M_B - M_A - M_{d_B} + M_{d_A} > I_{\text{пер}} R_{\Sigma} / 2, \quad (2)$$

де для довільного s -го вузла з джерелом розосередженої генерації $M_{ds} = I_{ds} \sum_{j \in \Pi_s} R_j$, а M_A і M_B предста-

вляють собою суму аналогічних показників, визначених із урахуванням всіх точок підключення генеруючих джерел у лівій і правій частинах контуру розподільної мережі, який розглядається,

$$M_A = \sum_{i=1}^k M_i, \quad M_B = \sum_{i=h+1}^n M_i, \quad R_{\Sigma} = \sum_{j=1}^m R_j, \quad M_i = I_i \sum_{j \in \Pi_i} R_j,$$

де n , m – відповідно кількість вузлів і ділянок у контурі; R_{Σ} – сумарний опір контуру; $I_{\text{пер}}$ – величина струмового навантаження, що переноситься з однієї «напівпетлі» контуру в іншу у процесі зміни станів комутаційних апаратів (у даному випадку $I_{\text{пер}} = I_k$); $j \in \Pi_i$ – номер ділянки мережі, який лежить на шляху живлення i -го вузла навантаження (за суттю M – це добуток навантаження (P , Q , S , I) на опір вузла мережі з зазначеним навантаженням до джерела живлення, тобто M є певним аналогом моменту).

Аналогічним чином може бути враховано наявність у контурі розподільної мережі, який розглядається, і засобів акумулювання енергії з двостороннім напрямком її передавання. Умови (1) та (2) дають можливість у процесі постійного моніторингу режиму розподільної лінії визначити зміни потокорозподілу, коли доцільно здійснити зміну стану відповідних дистанційно керованих комутаційних апаратів. Разом із тим, прийняття даного рішення вимагає додаткового аналізу.

3. Вирішується задача визначення раціональної частоти спрацьовування дистанційно керованих КА, причому в найпростішому випадку, знаючи комутаційний ресурс вимикачів і розрахунковий період проекту T , можна визначити граничну кількість їхніх спрацьовувань у межах доби. Це дає можливість під час прийняття рішень щодо доцільності реконфігурації розподільної лінії взяти до уваги не тільки факт виконання умов (1) та (2), але і тривалість Θ відповідної зміни режиму для уникнення перевищення добового ліміту комутацій.

Більш трудомісткий підхід пов'язаний із оцінкою економічної ефективності оснащення розподільної лінії дистанційно керованими КА і визначення обґрунтованої частоти їхнього спрацьовування. Зокрема, для цієї мети можна використовувати показник окупності інвестицій («ОІ»), що представляє собою відношення величини прибутку (дохід з урахуванням інвестиційних витрат) до суми інвестицій, який у даному випадку можна представити таким чином

$$OI = \frac{\sum_{t=1}^T C_e (1+i)^{-t} \sum_{\lambda=1}^{8760} (\Delta P_{\lambda 0} - \Delta P_{\lambda}) - \left[\sum_{b=1}^B (K_{bb} + K_{ib}) + \sum_{t=1}^T \sum_{b=1}^B \frac{I_b}{(1+i)^t} \right]}{\sum_{b=1}^B (K_{bb} + K_{ib}) + \sum_{t=1}^T \sum_{b=1}^B \frac{I_b}{(1+i)^t}}, \quad (3)$$

де для b -го вимикача з дистанційним керуванням: K_{bb} – витрати на його придбання та встановлення; K_{ib} – витрати на інформаційну інфраструктуру; I_b – експлуатаційні витрати; B – кількість дистанційно керованих вимикачів; i – індекс інфляції; C_e – вартість втрат електричної енергії; $\Delta P_{\lambda 0}$ – втрати потужності у період часу λ за початковою конфігурацією мережі; ΔP_{λ} – втрати потужності у період часу λ у мережі після встановлення у ній дистанційно керованих комутаційних апаратів.

Показник «ОІ» в даному випадку використаний для обґрунтування місць розміщення і режимів роботи дистанційно керованих КА, життєвий цикл (в даному випадку він і є розрахунковим періодом T) яких визначається комутаційним ресурсом і залежить від інтенсивності їхнього використання. Очевидно, що це може дозволити прийняти правильне рішення під час порівняння варіантів використання дистанційно керованих КА, зокрема, в процесі порівняльної оцінки варіантів раціонального розміщення даних КА в різних контурах мережі. За суттю показник «ОІ» є універсальним – він «працює» за наявності як економічного ефекту, так і в разі відсутності прибутку при використанні зазначених КА. Застосування більш традиційних показників типу «терміну окупності» або дисконтованих витрат істотно звужить можливість порівняння варіантів, які представляють саме практичний інтерес. При цьому слід зазначити, що не завжди застосування нових перспективних технічних рішень може бути виправдане з економічної точки зору, тобто у цих випадках показник терміну окупності не «працює». У подібних ситуаціях (виходячи з досвіду багатьох країн) рішення приймається директивне з метою початку реалізації перспективних інноваційних проектів, тобто у таких випадках (коли

інвестиції не окупаються) величина «ОІ» може приймати негативні значення. У будь-якому випадку, чим більше значення цього показника, тим більш привабливим є той чи інший варіант, наприклад, (-0,4) більше ніж (-0,6) – це в разі відсутності прибутку від реалізації проекту або 0,6 більше ніж 0,4 – за наявності прибутку).

Необхідно зазначити, що реалізація даного етапу виконання цієї стратегії вимагає знання прогнозних значень потужностей навантажень і джерел розосередженої генерації. На підставі цих даних із заданим інтервалом дискретності обчислюються прогнозні значення параметрів $M_A, M_B, M_{d_A}, M_{d_B}, I_{пер}$. Якщо для прогнозних значень перерахованих параметрів умова (1) або (2) не виконується, то ніяких дій з комутаційними апаратами не проводиться. У разі задоволення однієї з зазначених умов, продовжується процес прогнозування значень навантажень і потужності джерел розосередженої генерації зі зростаючими інтервалами упередження. Таким чином, по суті, проводиться «сканування» попередньо визначеного інтервалу часу Θ . Якщо відповідні зміни параметрів режиму носять стабільний характер (рис. 2), то подається команда на зміну стану комутаційних апаратів.

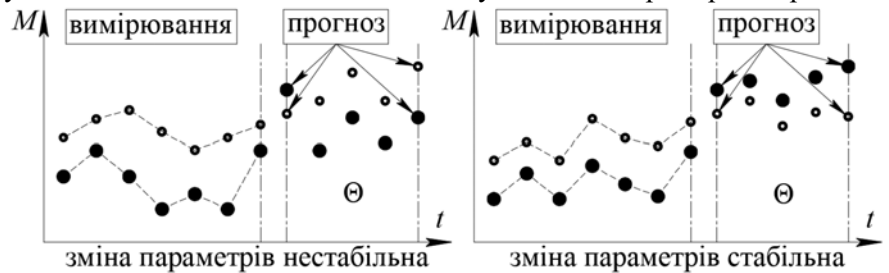


Рис. 2

Процедура прогнозування відіграє важливу роль у прийнятті рішення щодо здійснення перекомутацій у розподільній лінії, яка аналізується. У зв'язку з цим пропонується застосувати далі так званий «адаптивний» метод прогнозування необхідних параметрів, який здійснюється безперервно на підставі використання ряду різноманітних методів [4].

4. На цьому етапі зазначеної стратегії використання дистанційно керованих КА загальну структуру процедури прогнозування може бути представлено наступним чином:

$$Y_f(t+l) = \varphi_f[t, l, Y(t-ql)] \quad , \quad f = 1, \dots, F, \quad q = 1, \dots, Q.$$

Після отримання фактичного значення прогнозованого параметра оцінюється помилка прогнозу ε_f для кожного методу, який застосовувався. На наступному кроці під час оцінки доцільності зміни статусу комутаційних апаратів використовується саме та модель прогнозування φ^* , яка на попередньому кроці забезпечувала мінімальну похибку прогнозу ($\varepsilon^* = \min|\varepsilon_f|$), $f = 1, \dots, F$

$$Y^*(t+nl) = \varphi^*[t, l, Y(t-ql)], \quad n = 1, \dots, N, \quad q = 1, \dots, Q.$$

У наведених виразах φ_f – функція, яка визначає конкретний метод прогнозування; F – кількість прогнозних моделей, які використовуються; l – інтервал прогнозування; N – кількість інтервалів прогнозування ($Nl = \Theta$); Q – кількість ретроспективних вимірювань.

Таким чином, наведена вище послідовність розрахунків за етапами 1-4 стратегії оптимального використання у розподільних мережах дистанційно керованих вимикачів з урахуванням їхнього комутаційного ресурсу й особливостей режимів споживання та генерування електричної енергії дає змогу мінімізувати її втрати у зазначених мережах й, опосередковано, покращити режими напруги в них. Разом із тим, з огляду на досить великий, але все ж обмежений комутаційний ресурс і високу вартість, застосування дистанційно керованих комутаційних апаратів буде обґрунтовано лише у разі досить тривалих змін навантаження або факту увімкнення/вимкнення засобів акумулювання енергії (незалежно від особливостей їхньої роботи), а також циклічної зміни вихідної потужності джерел розосередженої генерації відповідно з природними добовими змінами рівня сонячної інсоляції, швидкості вітру та т.інш. Якщо ж у мережі мають місце різкі та часті зміни навантаження та/або вихідної потужності з боку альтернативних джерел енергії, то застосування телекерованих комутаційних апаратів виявиться економічно необґрунтованим. У цих умовах потрібні інші технічні рішення, зокрема, пов'язані з використанням засобів силової електроніки.

Формування «м'яких» точок розімкнення контурів розподільної мережі. Існують різноманітні пропозиції щодо забезпечення надійного й ефективного функціонування систем розподілу електроенергії з джерелами розосередженої генерації та її акумулювання, серед яких розглядається

можливість роботи зазначених мереж у замкнутому режимі. Це автоматично надає можливість оптимальним чином перерозподілити потоки потужності, мінімізувати втрати електричної енергії, проте одночасно таке рішення призводить до збільшення струмів короткого замикання, що може потребувати заміни комутаційного обладнання, підвищує ризик виникнення масштабних відключень, для уникнення яких у мережі встановлюються досить складні й вартісні пристрої релейного захисту.

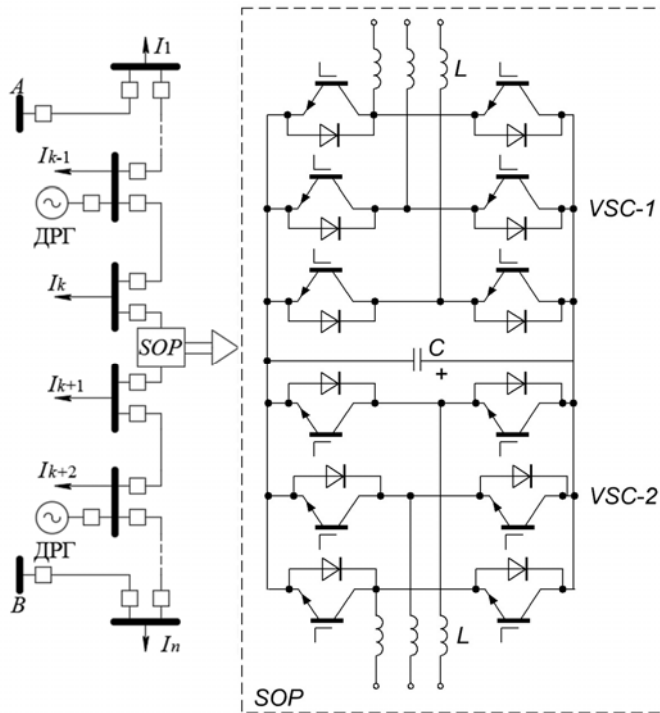


Рис. 3

У зв'язку з цим в останні роки дискутується питання щодо доцільності й ефективності застосування засобів силової електроніки у розподільних мережах шляхом формування, так званих, *soft*-точок розімкнення їхніх контурів (*Soft Open Points – SOP*) [5]. Установка відповідного пристрою силової електроніки у вузлі мережі (рис. 3) дає змогу об'єднати переваги, які мають місце під час роботи розподільних мереж в розімкнутому та замкнутому режимах, і у той же час вилучити недоліки кожного з них. Замість простого увімкнення/вимкнення комутаційних апаратів у визначених вузлах розподільної лінії *SOP* дає можливість плавно керувати перетокami активної потужності між частинами розподільної лінії, споживати або генерувати реактивну потужність, регулювати напругу в нормальному режимі, а також здійснювати ізоляцію пошкодження та відновлення електропостачання в аварійних режимах і під час проведення планових робіт [6]. Окрім цього у розподільних мережах за наявності у них як споживачів з різко змінним режимом елек-

троспоживання, так і розосереджених джерел енергії, у яких вихідна потужність характеризується частими коливаннями, використання відповідних засобів силової електроніки є безумовно доцільним, виходячи, перш за все, з відсутності інерційності керування та комутаційних обмежень.

У принципі різноманітні засоби силової електроніки можуть бути використані для організації *SOP*. Як показують дослідження (наприклад, [3, 7]), найбільш прийнятним рішенням є застосування перетворювачів напруги «*Voltage Source Converter*» (*VSC*) типу «*Back-to back*» з ланкою постійного струму. З'єднані послідовно через конденсатор з боку постійного струму обидва перетворювачі *VSC* (рис. 3) дають змогу формувати напругу з бажаною амплітудою та фазним кутом, що дає можливість керувати потоками активної потужності через вставку постійного струму та генерацією реактивної потужності на обох його шинах, а також зменшити пульсацію напруги за рахунок відповідного підключення *IGBT* – модулів у складі *VSC*. Наявність реакторів фільтра з індуктивністю *L* забезпечує загасання вищих гармонік, обмеження струмів короткого замикання та полегшує керування потоками потужності.

Хоча принципи роботи подібних перетворювачів відомі з досвіду застосування в енергосистемах [8], однак стратегія їхнього використання у розподільних мережах буде принципово іншою.

Технічними обмеженнями для використовуваних у *SOP* типу *VSC* є допустимі потужності (струми) та напруга на їхніх шинах, а також вимога дотримання балансу активних потужностей

$$\sqrt{P_{VSC}^2 + Q_{VSC}^2} \leq S_{VSCн}, \quad U_{VSC} \leq U_{VSCн}, \quad P_{inj}^A + P_{inj}^B + \Delta P_{SOP} = 0, \quad (4)$$

де P_{inj}^A , P_{inj}^B – надходження активної потужності у праву та ліву частини контуру (рис. 3); ΔP_{SOP} – втрати активної потужності в *VSC*.

У загальному випадку втрати у компонентах *SOP* включають у себе: втрати в напівпровідникових приладах і пасивних елементах (конденсаторна батарея і реактори фільтрів) *VSC1* і *VSC2*, трансформаторах і охолоджувальній системі перетворювачів, що залежать нелінійно (квадратичне) від значень струму, який протікає через них, зокрема, від обмінної активної та реактивної потужностей у мережі змінного струму. Питання їхнього визначення розглянуто в [9].

Основний інтерес представляє обґрунтування оптимальних умов застосування *SOP*. Зокрема, у роботі [7] розглядалося дві постановки даної задачі, пов'язані, відповідно, з мінімізацією втрат активної потужності

$$\Delta P = \sum R_k \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_k^2} + \Delta P_{SOP} \rightarrow \min, \quad (5)$$

де k – номер ділянки лінії,
а також мінімізацією небалансу навантажень лінії

$$LBI = \sum_k \left(\frac{I_k}{I_{кн}} \right)^2 \rightarrow \min,$$

де I_k і $I_{кн}$ – фактичний і номінальний струми k -ї ділянки лінії відповідно.

Тоді оптимальні параметри роботи *SOP* визначаються у процесі мінімізації цільової функції $Z[P'_{s_inj}, Q'_{s_inj}, Q'_{s_inj}]^T$, в яку включено обмеження по напрузі у вузлах і струмах на ділянках у формі відповідних штрафних функцій.

Разом із тим, отримане рішення не можна вважати дійсно оптимальним, оскільки у даному випадку найбільший інтерес представляє мінімізація саме втрат електричної енергії, а не покращення окремих характеристик режиму. Тому, на відміну від існуючих досліджень, тут пропонується нова стратегія керування *SOP*, згідно з якою у кожен момент часу в контурі забезпечується значення поточкорозподілу максимально близьке до того, яке мало б місце за наявності його двостороннього живлення (тобто під час роботи у замкненому режимі). У цьому випадку контроль здійснюється за навантаженням однієї з ділянок мережі, що є суміжною до *SOP*. Небаланс між фактичним навантаженням на ділянці та її бажаним значенням (тим, яке мало бути під час роботи у замкненому режимі) компенсується додатковою генерацією (позитивною або від'ємною) з боку *SOP*. Окрім цього, отриманий таким чином режим роботи контуру розподільної мережі автоматично буде забезпечувати в ньому й найбільш сприятливий режим напруги.

Важливо відзначити, що за наявності у мережі джерел розосередженої генерації, останні в багатьох випадках генерують у мережу тільки активну потужність. Тоді можливі режими, коли точки поточкорозподілу по активній і реактивній потужностям не збігатимуться. Технологія *SOP* дає змогу врахувати подібну ситуацію за рахунок незалежності керування генерацією активної та реактивної потужностей. Однак, при цьому забезпечити оптимальні потоки потужності одночасно на обох суміжних до шин *SOP* ділянках у силу (4) неможливо. Якщо рішення, яке отримується у випадку, коли забезпечується оптимальне навантаження тільки на одній із суміжних до *SOP* ділянках мережі, не задовольняє користувача, то задача формується на кшталт (5), що дасть змогу визначити поточкорозподіли на обох ділянках мережі, що примикають до *SOP*, і послідовно режими роботи зазначеними *VSC* у процесі рішення відповідної оптимізаційної задачі. Впровадження наведеної стратегії дозволяє уникнути низки технічних проблем під час широкої інтеграції альтернативних джерел енергії з мінливим і важкопрогнозованим значенням вихідної потужності в розподільній мережі, одночасно забезпечуючи найбільш ефективний режим їхньої роботи.

Зрозуміло, що впровадження достатньо дорогих нових технічних рішень задля підвищення ефективності керування режимами розподільних мереж не може бути обґрунтовано лише з позицій зменшення втрат електричної енергії. Для цієї мети має бути одночасно враховано окрім суто технічних показників й такі фактори як підвищення пропускної здатності електричних мереж, відтермінування необхідності їхньої реконструкції, значне поширення (часто неконтрольоване) використання альтернативних джерел енергії та необхідність впровадження потужних систем її накопичення з дво-напрямленими перетворювачами для забезпечення енергетичного балансу в системі між енергією, що генерується відновлюваними джерелами енергії та споживається навантаженням, покращення екологічної складової та ряд інших.

Висновки.

1. Поширення використання розосереджених джерел генерації та засобів акумулювання енергії у структурі розподільних мереж робить малоефективними існуючі підходи до вирішення завдань планування та керування їхніми режимами, зокрема, вибору оптимальних місць розімкнення.

2. Запропоновано та обґрунтовано підхід, який дає змогу визначити стратегію раціонального використання дистанційно керованих комутаційних апаратів, що з урахуванням їхнього комутаційно-

го ресурсу дозволяє реалізувати динамічну реконфігурацію контурів розподільної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії за циклічної зміни навантаження або вихідної потужності розосереджених джерел генерації енергії та засобів її акумулювання.

3. Обґрунтовано основні умови доцільності застосування засобів силової електроніки та розроблено новий підхід до керування їхньою роботою під час формування, так званих, «м'яких» точок розмикання розподільних ліній, що дає можливість за збереження розімкненої топології мереж забезпечити незалежне раціональне керування потоками активної та реактивної потужностей у реальному часі, оперативно реагуючи на зміни режимів електроспоживання та локальної генерації електричної енергії для мінімізації її втрат.

4. Задля впровадження нових технічних засобів на шляху реалізації навіть окремих компонентів відомої концепції «*Smart Grid*» розроблено відповідну методику економічного обґрунтування таких рішень, яка дає змогу об'єктивно враховувати позитивні наслідки їхнього впровадження, принаймні, з позицій підвищення показників надійності та ефективності електропостачання, покращення якості електричної енергії за напругою та ін.

Роботу виконано за договором № Н.Е.1.3.-19/279-20 «Розроблення математичних та імітаційних моделей використання засобів акумулювання енергії при балансуванні роботи електричних мереж в умовах збільшення частки відновлювальних джерел енергії в загальному енергетичному балансі» бюджетної програми «Нова енергетика» (КІПКВК 6541030).

1. Xu Y., Liu C.C., Schneider K.P., Ton D.T. Placement of remote-controlled switches to enhance distribution systems restoration capability. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. Vol. 31. Pp. 1139–1150.

2. Spitsa V., Ran X., Salcedo R., Martinez J.F., Uosef R.E., de Leon F., Czarkowski D., Zabar Z. On the Transient Behavior of Large-Scale Distribution Networks During Automatic Feeder Reconfiguration. *Proc. IEEE Transactions on Smart Grid*. 2012. Vol. 3, No 2. Pp. 887–896.

3. Zarkin A.F., Denysiuk S.P., Popov V.A. Power supply systems with distributed generation sources. Kyiv: Naukova dumka, 2017. 232 p. (Rus)

4. Garcia E.D., Pereira P.R., Canha L.N., Popov V. Grid functional blocks methodology to dynamic operation and decision making in Smart Grid. *Proc. Electrical Power and Energy Systems*. 2018. Vol. 103. Pp. 267–276.

5. Ohada N., Takasaki M., Sakai H., Ketoh S. Development of a 6,6 kV – 1 MVA transformer less loop balance controller. *Proc. IEEE Power Electronics Specialists Conference*. 17 - 21 June 2007, Orlando, Florida, USA. Pp. 1087–1091.

6. Simanjorang R., Miura Y., Ise T., Sugimoto S., Fujita H. Application of series type BTB converter for minimizing circulating current and balancing power transformers in loop distribution lines. *Proc. IEEE Conference on Power Conversion*. 02–05 April 2007. Nagoya, Japan. Pp. 997–1004.

7. Cao W., Wu J., Jenkins N., Wang Ch., Green T. Benefits analysis of soft open points for electrical distribution network operation. *Applied Energy*. 2016. Vol. 165. Pp. 36–47.

8. 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.

9. Daelemans G., Srivastava K., Reza M., Cole S., Belmans R. Minimization of steady state losses in meshed networks using VSC HVDC. *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 26-30 July 2009. Calgary, Alberta Canada. Pp. 1–5.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF DISTRIBUTION NETWORK CONTROL UNDER THE CONDITIONS OF APPLICATION OF DISTRIBUTED SOURCES GENERATION OF ELECTRICAL ENERGY AND MEANS OF ITS ACCUMULATION

A.F. Zharkin¹, V.O. Novskiy¹, V.A. Popov², O.S. Yarmoliuk²

¹ Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,

56, Peremohy ave., Kyiv, 03057, Ukraine, e-mail: zharkin@ied.org.ua, novsky@ied.org.ua

² National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,

37, Peremohy ave., Kyiv, 03056, Ukraine, e-mail: tig@ukr.net, yarmolyuk.lena@gmail.com

New technological solutions have been proposed that allow effective reduction of electrical energy losses in distribution networks with local generation sources and storage units due to the possibility of dynamic control of the network configuration. The conditions for the rational use of remotely controlled switching devices have been substantiated and an algorithm for controlling their operation has been developed. The possibility of using power electronics devices is demonstrated and an approach to their operation is proposed in order to create optimal flows of active and reactive power in the distribution network circuit to minimize energy losses. References 9, figures 3.

Key words: distributed generation, electrical energy losses, remotely controlled switching devices, power electronics

Надійшла 13.10.2020.

Остаточний варіант 15.03.2021.