

А.Ф. Жаркін¹, д-р. техн. наук, акад. НАН України, ORCID 0000-0001-5996-0901В.А. Попов², д-р. техн. наук, проф., ORCID 0000-0003-3484-4597О.С. Ярмолюк², канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0001-8571-2573С.О. Палачов¹, канд. техн. наук, ORCID 0000-0002-4502-1724В.О. Наталіч², аспірант, ORCID 0000-0003-0242-626X¹Інститут електродинаміки національної академії наук України²Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ДИНАМІЧНЕ КЕРУВАННЯ ТОПОЛОГІЄЮ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ІЗ ЗАЛУЧЕННЯМ УСТАНОВОК ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ

Активне впровадження відновлюваних джерел енергії у вигляді розподільної генерації суттєво змінює як структуру, так і умови роботи існуючих систем розподілу електричної енергії. Зокрема, непередбачувані зміни режимів не дають можливості переконливо визначити фіксовані місця розмикання контурів, які будуть оптимальними впродовж тривалого періоду часу, що вважалося загальноприйнятою практикою у традиційних системах розподілу електричної енергії. У зв'язку з цим, у роботі розглядається можливість й обґрунтовується стратегія використання дистанційно керованих комутаційних апаратів, як засобу динамічного керування топологією розподільних мереж, що дає змогу зменшити втрати електричної енергії за умов використання локальних джерел енергії з мінливою вихідною потужністю. Однак, складністю для ефективного використання дистанційно керованих комутаційних апаратів є їх обмежений комутаційний ресурс, що, з економічної точки зору, дає можливість здійснювати відповідні перемикання у мережі обмежену кількість разів, відповідно, лише за довготривалих змін режиму. У той же час, за умов використання відновлюваних джерел енергії більш характерними є часті та короточасні зміни режиму. У якості можливого шляху вирішення цього протиріччя, у роботі розглядається питання одночасного, з впровадженням дистанційно керованих комутаційних апаратів, використання установок зберігання енергії з метою певної корекції режимів мережі за умов їх короткотривалого збурення, що дає змогу, таким чином, підтримати оптимальність певних місць розмикання розподільних ліній. Аналізуються технічні умови, які визначають можливість використання у зазначених випадках установок зберігання енергії, та розраховуються необхідні параметри режимів їх роботи у різноманітних ситуаціях. Продемонстровано, що одночасне узгоджене використання установок зберігання енергії та дистанційно керованих комутаційних апаратів дає змогу підвищити ефективність запропонованих рішень щодо динамічного керування режимами розподільних мереж за рахунок покращення його гнучкості та забезпечення більш раціонального використання комутаційного ресурсу вимикачів.

Ключові слова: розподільні мережі, установки зберігання енергії, дистанційно керовані комутаційні апарати, втрати енергії, відновлювані джерела енергії.

Вступ. Поширення впровадження та використання потенціалу відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) сьогодні є одним із стратегічних напрямів розвитку сучасної електроенергетики. Зазначені джерела включають, насамперед, сонячні панелі та вітрові генератори, які у багатьох випадках приєднуються до електричних мереж як на рівні систем розподілу, так і безпосередньо з боку споживачів. У той же час, системи розподілу проектувалися й експлуатувалися не передбачаючи можливості появи в їх структурі додаткових джерел енергії, які, у загальному випадку, здатні не тільки забезпечити частину навантаження споживачів окремих вузлів, але і генерують електричну енергію у розподільні мережі.

При цьому, у численних публікаціях, наприклад [1–3], звертається увага на те, що у процесі поширення використання зазначених локальних джерел енергії як у вигляді окремих генеруючих пристроїв, так і у формі, так званих мікромереж, виникають проблеми з підтримкою не лише оптимальних, а навіть і припустимих режимів роботи розподільних мереж за рядом показників, зокрема, таких як надійність, відхилення напруги, втрати енергії, забезпечення коректної роботи існуючих засобів релейного захисту й автоматики. Більш того, зазначені обставини розглядаються у якості серйозної перешкоди у подальшому поширенні впровадження локальних джерел генерації, у першу чергу не контрольованих, заснованих на використанні відновлюваних ресурсів [4].

Значною мірою це пов'язано з мінливим характером роботи таких джерел, що ускладнює керування режимами розподільних мереж на базі існуючих технічних засобів і методів їх використання, які не дають можливості з необхідною швидкістю адекватно реагувати на зміни режиму.

Кардинальним виходом із цієї ситуації вважається побудова активних гнучких систем розподілу електричної енергії [5] з масштабним залученням широкого спектру сучасних засобів автоматизації та

керування, у тому числі на базі пристроїв силової електроніки, та глобальної їх інформатизації, що зрештою дасть можливість керувати режимами мереж у реальному часі. Звісно, що реалізація зазначених перетворень буде потребувати часу та значних матеріальних витрат.

У роботі [6] було запропоновано підхід, який не вимагає занадто великих інвестицій, але дає змогу частково вирішити або, принаймні, пом'якшити перераховані вище проблеми, пов'язані з впровадженням розподільної генерації, шляхом реалізації динамічного керування топологією (а, відповідно, і режимами) розподільних мереж за рахунок застосування дистанційно керованих комутаційних апаратів (ДККА). Використання такого комутаційного обладнання дає змогу відносно оперативно реагувати на зміни навантаження вузлів розподільної лінії та потужності, яка надходить від інтегрованих до неї локальних джерел генерації.

Головне обмеження, пов'язано з реалізацією цієї пропозиції, полягає у наступному. По-перше, у контурі розподільної лінії може бути встановлена лише обмежена кількість ДККА, що впливає з суто економічних міркувань. По-друге, у процесі використання зазначених комутаційних апаратів необхідно враховувати їх обмежений комутаційний ресурс, що не дає змоги їх використання з будь-якою інтенсивністю для підтримки найбільш ефективного режиму за умов нестабільного характеру роботи ВДЕ. Якщо зміна режиму носить короткочасний характер, то використання ДККА, скоріш за все, буде недоцільним у зв'язку з тим, що негативний ефект від прискореного використання їх комутаційного ресурсу може переважати позитивний ефект, пов'язаний із додатковим зменшенням втрат електричної енергії.

Мета досліджень. Підвищення ефективності використання ДККА з метою оптимізації розподілу потужності в контурі розподільної лінії можливо за рахунок одночасного узгодженого використання установок зберігання енергії (УЗЕ), для яких режими споживання електричної енергії з мережі або її генерації в мережу визначаються виходячи з позицій підтримки оптимального режиму для певного варіанту розмикання контуру за умов короткочасної зміни вихідної потужності інтегрованих ВДЕ.

Питання обґрунтування місць розташування й умов роботи ДККА було розглянуто в [7], де вони вирішувалися на підставі, так званого, сценарного методу. При цьому при формуванні сценаріїв до уваги бралися такі характеристики як типові графіки навантаження вузлів мережі та вихідної потужності відповідних ВДЕ за окремими сезонам року та кількість діб з певними метеорологічними умовами (які впливають на вихідну потужність відновлюваних джерел) у межах кожного сезону. На підставі цих даних шляхом моделювання й оптимізації режимів визначалися найкращі місця розмикання контуру, що, по суті, відповідає бажаним місцям розташування ДККА. Отримані результати ранжувалися виходячи з тривалості часу, коли певний варіант розмикання контуру (використання певного ДККА) був оптимальним, а також із урахуванням відповідного цьому періоду часу загального навантаження контуру, що опосередковано свідчило щодо можливого ефекту, пов'язаного з потенційним додатковим зменшенням втрат електричної енергії за умов прийняття такого рішення.

Запропоновані в [8] індикативні показники дають можливість оцінити доцільність зміни місця розмикання контуру розподільної лінії відповідно до поточного режиму без необхідності його детального розрахунку. Припустимо, що на схемі, яку наведено на рис. 1, ДККА В₁, В₂ та В₃ встановлено відповідно на ділянках із опорамі R₃, R₅ та R₆. Вважаємо, що контур розімкнено на ділянці з опором R₃ (ДККА В₁).

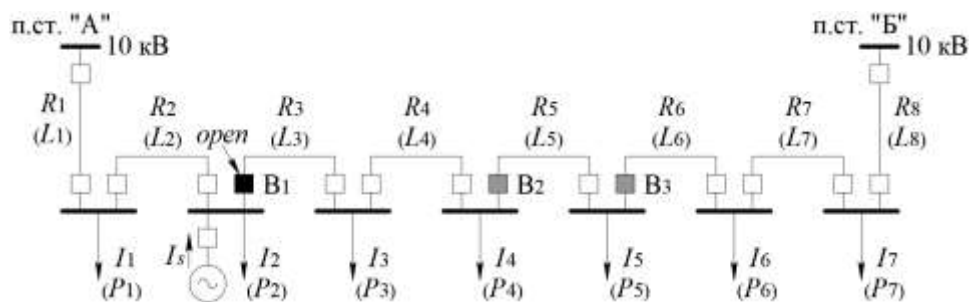


Рисунок 1 – Контур розподільної лінії з розташованими ДККА

У певний момент часу з'ясовується, що згідно поточного режиму з'являється доцільність зміни місця розмикання контуру з ділянки з опором R₃ (ДККА В₁) на ділянку з опором R₅ (ДККА В₂) з метою формування струморозподілу, за якого зменшуються втрати електричної енергії, що визначається наступною умовою

$$M_{I,R} - M_{I,L} + M_s > \frac{I_{I, ch} R_{\Sigma}}{2}, \quad (1)$$

$$\text{де } M_{I,L} = M_1 + M_2 = I_1 R_1 + I_2 (R_1 + R_2), \quad M_{I,R} = M_3 + M_4 + M_5 + M_6 + M_7 = I_3 (R_4 + R_5 + R_6 + R_7 \oplus$$

$$\oplus R_8) + I_4(R_5 + R_6 + R_7 + R_8) + I_5(R_6 + R_7 + R_8) + I_6(R_7 + R_8) + I_7 R_8, \quad M_s = I_s(R_1 + R_2), \quad I_{1, ch} = I_3 + I_4.$$

У наступний період часу, наприклад, за рахунок збільшення генерації з боку локального джерела енергії, приєднаного до вузла 2, або зменшення навантаження у лівій частині контуру, може виникнути доцільність подальшого зміщення місця розмикання контуру праворуч (на ділянку з опором R_6 (ДККА В₃)). Таке рішення є аргументованим, якщо виконується умова

$$M_{II, R} - M_{II, L} + M_s > \frac{I_{II, ch} R_{\Sigma}}{2},$$

$$\text{де } M_{II, L} = M_1 + M_2 + M_3 + M_4 = I_1 R_1 + I_2(R_1 + R_2) + I_3(R_1 + R_2 + R_3) + I_4(R_1 + R_2 + R_3 + R_4),$$

$$M_{II, R} = M_5 + M_6 + M_7 = I_5(R_6 + R_7 + R_8) + I_6(R_7 + R_8) + I_7 R_8, \quad M_s = I_s(R_1 + R_2), \quad I_{II, ch} = I_5.$$

Аналогічно визначаються всі умови, які свідчать щодо доцільності зміни місця розмикання контуру у будь-якому напрямі за рахунок використання існуючих ДККА. Таким чином, якщо у процесі прогнозування режиму з'ясовується, що він відповідає умовам доцільності зміни місця розмикання та має достатньо тривалий характер, то приймається рішення щодо зміни стану відповідних ДККА.

У той же час, у багатьох випадках після отримання інформації, яка свідчить щодо доцільності зміни місця розмикання контуру розподільної лінії, у процесі подальшого прогнозування (сканування) режиму виявляється, що виконання відповідної умови, наприклад (1), носить нестабільний характер, тобто, вона задовольняється на певному інтервалі часу (наприклад, продовж $t_1, \dots, t_4$ на рис. 2), потім короткочасно перестає виконуватися (зокрема, на інтервалі $t_4, \dots, t_6$ на рис. 2), далі знову починає виконуватися (інтервал часу $t_6, \dots, t_8$ на рис. 2) і так далі.

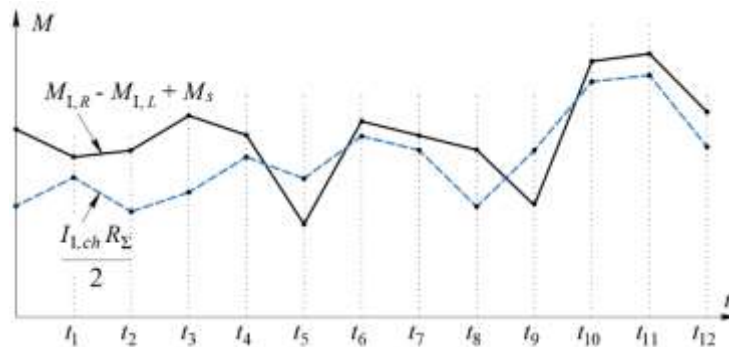


Рисунок 2 – Прогноз зміни параметрів режиму (індикативних показників)

При цьому, у наведених ситуаціях із точки зору ефективності використання комутаційного ресурсу ДККА рішення щодо зміни місця розмикання контуру не приймається.

Використання УЗЕ з метою підвищення ефективності динамічного керування режимами з залученням ДККА. У зазначених вище випадках режим роботи лінії може бути примусово скориговано, зокрема, за рахунок відповідного застосування УЗЕ. При цьому в періоди часу, коли умова, що свідчить про доцільність зміни місця розмикання контуру, не виконується (інтервали часу $t_4, \dots, t_6, t_8, \dots, t_{10}$ на рис. 2), є можливість шляхом певних цілеспрямованих дій внести необхідні зміни у потікорозподіл лінії, таким чином, щоб домогтися виконання умови, що буде підтверджувати доцільність збереження нового місця розмикання контуру (рис. 3 – за умов розташування УЗЕ у правій частині контуру).

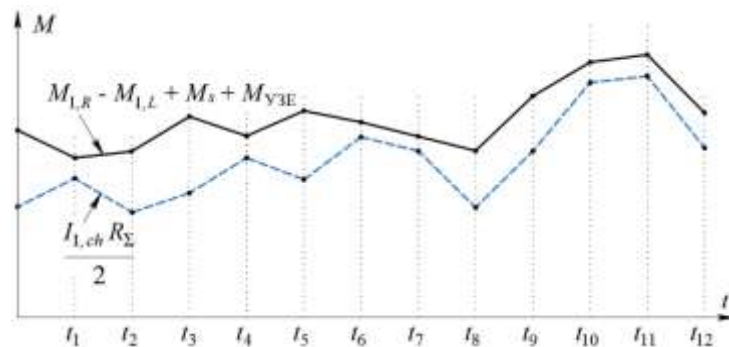


Рисунок 3 – Прогноз зміни параметрів режиму (індикативних показників) за умов використанням УЗЕ

Аналіз (1) свідчить, що для виконання зазначеної умови на інтервалах часу $t_4, \dots, t_6$ та $t_8, \dots, t_{10}$ необхідно або належним чином збільшити складову $M_{I,R}$ або зменшити складову $M_{I,L}$. Це може бути досягнуто або шляхом додаткового завантаження правої частини контуру, або розвантаження його лівої частини. Вибір такого рішення залежить від місця розташування УЗЕ. Зрозуміло, що, коли УЗЕ приєднано до вузла мережі у лівій частині контуру, то для досягнення зазначеної мети вона повинна працювати у режимі розрядки. Відповідно, якщо УЗЕ знаходиться у правій частині контуру, то вона має працювати у режимі зарядки.

Визначимо параметри роботи УЗЕ, які необхідні для вирішення наведеного завдання. Для цієї мети розглянемо варіант зміни місця розмикання контуру з ділянки з опором R_3 (ДККА В₁) на ділянку з опором R_5 (ДККА В₂) (рис. 1). При цьому в залежності від точки підключення УЗЕ (ліва або права частини контуру розподільної лінії) відповідні умови будуть мати наступний вигляд

$$(M_{I,R} + M_{УЗЕ}) - M_{I,L} + M_s > \frac{I_{I,ch} R_\Sigma}{2}, \quad (2)$$

або

$$M_{I,R} - (M_{I,L} + M_{УЗЕ}) + M_s > \frac{I_{I,ch} R_\Sigma}{2}. \quad (3)$$

Тоді режим роботи УЗЕ визначаються на підставі виконання наступної умови

$$|M_{УЗЕ}| > M_{I,L} + \frac{I_{I,ch} R_\Sigma}{2} - M_{I,R} - M_s. \quad (4)$$

У виразах (2)–(4) усі складові визначаються згідно (1). З цього випливає, що необхідна струмова ін'єкція з боку УЗЕ для кожного періоду часу t ($I_{УЗЕ,t}$) розраховується виходячи з умови

$$M_{УЗЕ,t} = I_{УЗЕ,t} R_{УЗЕ}, \quad (5)$$

де $R_{УЗЕ}$ – сумарний опір ділянок лінії від центру живлення до вузла, де встановлена УЗЕ.

Безумовно, що використання УЗЕ у процесі динамічного керування режимом розподільної мережі згідно наведених вище міркувань можливе лише за умов дотримання технічних обмежень. Якщо мова йде відносно акумуляторних батарей, то, у першу чергу, це стосується таких параметрів, як потужність і ємність батарей та поточний рівень її заряду (SoC).

При цьому можливо запропонувати наступні правила використання батарей:

- якщо SoC = 20 % ... 40 %, то батарея має працювати у режимі зарядження;
- якщо SoC = 60 % ... 80 %, то батарея має працювати у режимі розрядження;
- якщо SoC = 40 % ... 60 %, то батарея може працювати як в одному, так і в іншому режимах.

Тому, коли вирішується питання щодо використання батарей для цілеспрямованого впливу на режим розподільної лінії, можлива стратегія поведінки залежить від поточного значення SoC батарей, що дає можливість визначити, у якому режимі вона потенційно може використовуватися: зарядження, розрядження або у будь-якому.

Стратегії використання УЗЕ за умов динамічного керування режимами. У цьому сенсі можна розглянути дві принципові ситуації. У першому випадку збурення, які порушують умови доцільності зміни місця розмикання контуру розподільної лінії, носять короткотривалий характер (рис. 4).

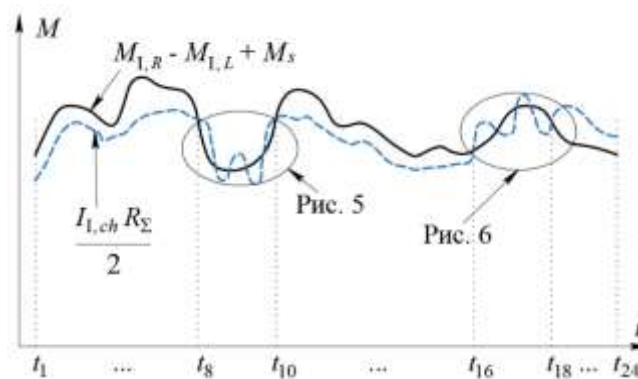


Рисунок 4 – Короткотривалі збурення режиму

Якщо за таких умов приймається рішення щодо використання УЗЕ для коригування режиму, скажемо, на інтервалі часу $t_8 \dots t_{10}$, то параметри, наприклад акумуляторної батареї, визначаються згідно (5) й послідовно розраховується обсяг енергії, яка має бути спожита або видана в мережу, за умови, що показник SoC не виходить за свої рекомендовані межі, а значення її потужності та ємності не перевищують припустимих рівнів (рис. 5)

$$SoC_{\min} < SoC_t < SoC_{\max}, \quad P_{УЗЕ,t} \leq P_{УЗЕ,\max}, \quad A_{УЗЕ} = \sum_t P_{УЗЕ,t}, \quad t \in T_{УЗЕ}, \quad A_{УЗЕ} \leq A_{УЗЕ,\text{ном}}, \quad (6)$$

де $T_{УЗЕ}$ – передбачуваний час використання УЗЕ.

Якщо у процесі прогнозування добового графіку зміни індикативних показників виявляється декілька короткотривалих періодів (рис. 4) з нестабільним виконанням умови, наприклад (1), то у разі можливості дотримання обмежень (6) з'являється варіант використання УЗЕ на кожному з зазначених періодів часу у протилежних режимах (рис. 5) та (рис. 6), тобто спочатку в режимі розрядження, а потім у режимі зарядження. Це дасть можливість на кінець доби забезпечити значення показника SoC максимально близьким до його початкового рівня.

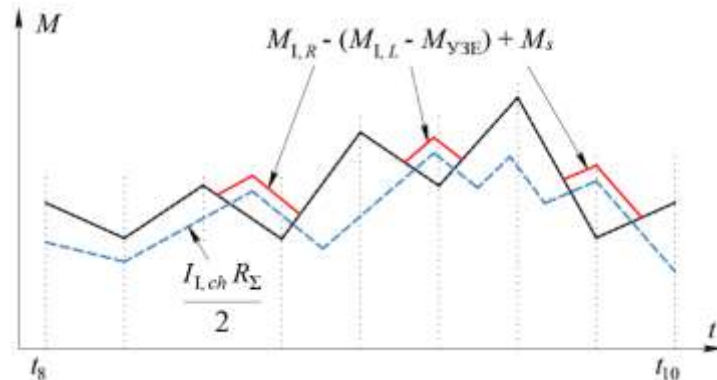


Рисунок 5 – Короткотривале використання УЗЕ для підтримки поточного місця розмикання контуру розподільної лінії (режим розрядження батареї)

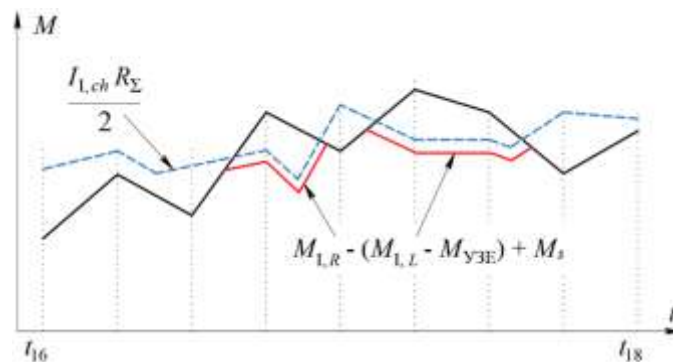


Рисунок 6 – Короткотривале використання УЗЕ для підтримки поточного місця розмикання контуру розподільної лінії (режим зарядження батареї)

Одночасно з цим можливі випадки, коли виконання умови (1) носить мінливий характер на достатньо тривалих інтервалах часу (рис. 7) та поточне значення параметру SoC батареї дає змогу її використання як в режимі зарядження, так і зарядження.

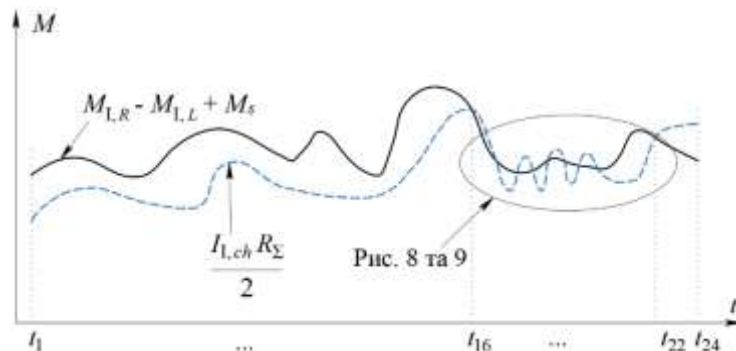


Рисунок 7 – Довготривала мінливість режиму роботи контуру розподільної лінії

Тоді виникає питання, яке з рішень буде більш обґрунтованим: зберегти існуюче місце розмикання контуру (рис. 8) або одразу орієнтуватися на альтернативний варіант його розмикання (рис. 9). У таких

випадках рівень надійності електропостачання може бути додатковим фактором для остаточного визначення кращого рішення.

У загальному випадку для кількісної оцінки рівня надійності розподільної лінії [9] використовують показник очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії, який залежить від значень питомої пошкоджуваності ліній (ω_0), довжини окремих ділянок ліній ($L_i, i = 1, \dots, N$), середнього навантаження вузлів ($P_j, j = 1, \dots, M$) та часу відновлення електропостачання (τ_{ij}), який, у свою чергу, визначається типом, кількістю та розташуванням комутаційно-захисних апаратів.

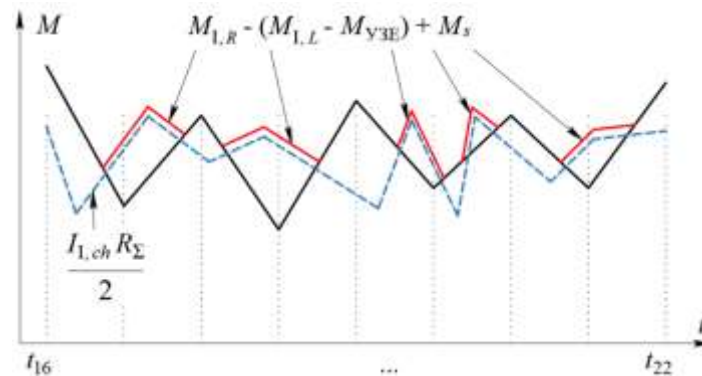


Рисунок 8 – Довготривале використання УЗЕ для підтримки поточного місця розмикання контуру розподільної лінії (режим заряджання батареї)

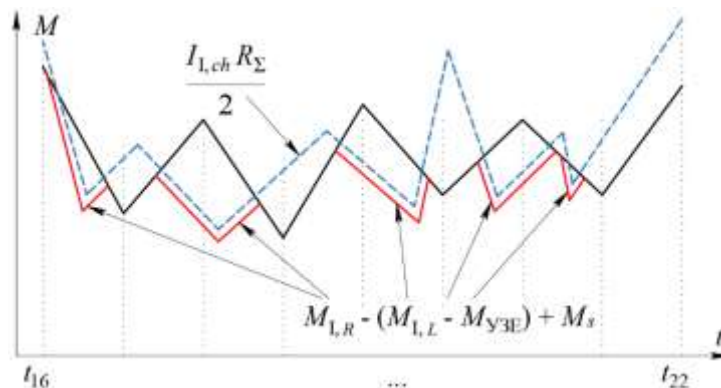


Рисунок 9 – Довготривале використання УЗЕ для зміни поточного місця розмикання контуру розподільної лінії (режим розряджання батареї)

Будемо вважати, що у разі виникнення пошкодження у лінії, локальне джерело енергії здатне підтримати навантаження лише вузла до якого воно підключено. Тоді, з урахування наведених на рис. 1 існуючих у лінії комутаційних апаратів, час відновлення електропостачання для решти вузлів навантаження може бути пов'язаний, або з локалізацією місця пошкодження ($\tau_{\text{лок}}$), або з їх переключенням на живлення від альтернативного джерела ($\tau_{\text{пер}}$), зокрема, на підстанцію «Б» (рис. 1).

Повертаючись до схеми розподільної лінії наведеної на рис. 1, розраховуємо очікуване значення недовідпущеної електроенергії у разі її розмикання за допомогою ДККА встановлених відповідно на ділянках L_3 (ДККА B_1) та L_5 (ДККА B_2).

При цьому маємо наступні результати у разі розмикання контуру за допомогою ДККА (B_1):

$$EENS = \omega_0 \left[\sum_{i=1}^3 P_i \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \in i}}^2 L_j \tau_{\text{пер}} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \notin i}}^2 L_j \tau_{\text{лок}} \right) + \sum_{i=3}^7 P_i \left(\sum_{\substack{j=3 \\ j \in i}}^8 L_j \tau_{\text{пер}} + \sum_{\substack{j=3 \\ j \notin i}}^8 L_j \tau_{\text{лок}} \right) \right], \quad (7)$$

та у разі розмикання контуру за допомогою ДККА (B_2):

$$EENS = \omega_0 \left[\sum_{i=1}^4 P_i \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \in i}}^4 L_j \tau_{\text{пер}} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \notin i}}^4 L_j \tau_{\text{лок}} \right) + \sum_{i=5}^7 P_i \left(\sum_{\substack{j=6 \\ j \in i}}^8 L_j \tau_{\text{пер}} + \sum_{\substack{j=6 \\ j \notin i}}^8 L_j \tau_{\text{лок}} \right) \right]. \quad (8)$$

У наведених виразах позначення $j \in i$ означає, що при підсумовуванні розглядаються лише ті ділянки лінії j , які знаходяться на шляху живлення вузла i . Відповідно, $j \notin i$ означає, що при підсумовуванні розглядаються лише ті ділянки лінії j , які не знаходяться на шляху живлення вузла i .

У підсумку варіант рішення, якому відповідає менше значення очікуваної величини недовідпущеної енергії, буде розглядатися у якості бажаного.

Додатково необхідно зазначити, що у виразах (7) та (8) передбачається, що після спрацювання (відключення) ДККА відповідна ділянка лінії відключається лише з одного боку, тобто залишається під напругою. Тому можливе пошкодження на ній буде призводити до відключення відповідної частини лінії та, таким чином, впливати на очікувану величину недовідпущеної електроенергії.

Висновки.

Поява ВДЕ з мінливою та важко передбаченою вихідною потужністю у розподільних мережах знижує ефективність впровадження такої широко поширеної й ефективної задачі як вибір оптимальних місць їх розмикання, що пов'язано з нестабільним характером режимів, які при цьому виникають.

Впровадження ДККА дає можливість більш оперативно змінювати топологію відповідних контурів мережі згідно до її поточних режимів. У той же час, певним гальмом для вирішення зазначеної задачі є обмежений комутаційний ресурс традиційних комутаційних апаратів (вимикачів навантаження).

У роботі демонструється, яким чином цей недолік може бути подолано за рахунок одночасного узгодженого використання ДККА й УЗЕ. Розроблено алгоритм, який дає змогу визначити режим роботи УЗЕ у відповідності з існуючими та прогнозними значеннями навантажень і вихідної потужності локальних джерел енергії. Продемонстровано за яких умов прийняття найбільш обґрунтованих рішень потребує залучення додаткових критеріїв.

Запропоновані рішення можливо розглядати як перший крок до створення гнучких розподільних мереж та у якості однієї з функцій багатоцільового використання УЗЕ в сучасних системах розподілу електричної енергії за умов появи в їх структурі та поширення використання локальних ВДЕ.

A. Zharkin¹, Dr. Sc. (Eng.), Ac. of NAS of Ukraine, ORCID 0000-0001-5996-0901

V. Popov², Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0003-3484-4597

O. Yarmoliuk², Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0001-8571-2573

S. Palachov¹, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-4502-1724

V. Natalych², Ph. D. student, ORCID 0000-0003-0242-626X

¹*Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine*

²*National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»*

DYNAMIC CONTROL OF DISTRIBUTION NETWORK TOPOLOGY WITH THE USE OF ENERGY STORAGE FACILITIES

The widespread use of renewable energy sources in the form of distributed generation significantly changes both the structure and operating modes of existing electrical distribution systems. In particular, unpredictable changes in modes do not allow to determine fixed open points of circuit that will be optimal over a long period of time, as is the case in traditional electrical distribution networks. In this regard, the article considers the possibility and justifies the strategy of using remotely controlled switching devices as a means of dynamic control of the topology of distribution networks, which allows to reduce electrical energy losses under the conditions of using local energy sources with variable output power. However, the difficulty for the effective use of remotely controlled switching devices is their limited switching resource, which, from an economic point of view, allows to carry out limited number of the corresponding switching operations in the network, mainly under conditions of long-term mode changes. At the same time, in the presence of renewable energy sources, frequent and short-term modes changes are more typical. As a possible way to resolve this contradiction, the paper considers the possibility of using energy storage units for the purpose of goal-oriented correction of network modes under their short-term disturbances, which makes it possible to maintain the optimality of the selected open points in corresponding branches of distribution lines. The technical conditions that determine the possibility of using energy storage units are analyzed, and the necessary parameters of their operating modes in various situations are calculated. It is demonstrated that the simultaneous coordinated use of energy storage units and remotely controlled switching devices allows to increase the efficiency of the proposed solutions for dynamic control of distribution network modes by improving its flexibility and ensuring more rational use of the switching resource of switches.

Keywords: *distribution networks, energy storage units, remotely controlled switching devices, energy losses, renewable energy sources.*

References

1. B. Yang et al., “A Critical Review of Active Distribution Network Reconfiguration: Concepts, Development, and Perspectives,” *Energy Engineering*, vol. 121, no. 12, pp. 3487–3546, Nov. 2024. doi: <https://doi.org/10.32604/ee.2024.054662>
2. M. Al-Muhaini, and G.T. Heydt, “Evaluating future power distribution system reliability including distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 4, pp. 2264–2272, Sep. 2013. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2253808>
3. V. Saxena et al., “Navigating the complexities of distributed generation: Integration, challenges, and solutions,” *Energy Reports*, vol. 12, pp. 3302–3322, Dec. 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.09.017>
4. B.L.M. Santos, L.S. Barros, F.A. Moreira, and D. Barbosa, “Hosting capacity maximization of distributed energy resources through simultaneous optimized volt–var curve and network reconfiguration,” *Electric Power Systems Research*, vol. 234, no. 110743, Sep. 2024. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.110743>
5. K.H. Sirviö, H. Laaksonen, K. Kauhaniemi, and N. Hatziaargyriou, “Evolution of the Electricity Distribution Networks – Active Management Architecture Schemes and Microgrid Control Functionalities,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 2793, Mar. 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/app11062793>
6. V. Popov, V. Tkachenko, O. Yarmoliuk, and D. Yatsenko, “Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation,” *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022, vol. 220, pp. 319–346. doi: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_14
7. A.F. Zharkin, V.A. Novskyi, V.A. Popov, O.S. Yarmoliuk, A.N. Havkar, “Ohliad tekhnologii keruvannia rezhymamy elektrychnykh merezh napruhoiu 6...20 kV z rozoseredzhenymy dzherelamy enerhii [Review of technologies for controlling the modes of operation of 6...20 kV electrical networks with distributed energy sources],” (in Ukrainian), *Elektronne modelivannia*, vol. 43, no. 1, pp. 46–66, Jan. 2021. doi: <https://doi.org/10.15407/emodel.43.01.046>
8. D.V. Yachenko, V.A. Popov, A.I. Zamulko, O.S. Yarmoliuk, and O.V. Adanikov, “Zastosuvannia indykatyvnoho pokaznyka pry dynamichnomu keruvanni topolohiieiu rozpodilnoi merezhi z lokalnymy dzherelamy enerhii z metoiu minimizatsii vtrat enerhii [Application of indicative quality indicator in dynamic management of the topology of a distribution network with local energy sources with the purpose of minimizing energy losses],” (in Ukrainian), *Visnyk Khmelnytskoho natsionalnoho universytetu. Tekhnichni nauky*, no. 6, pp. 274–281, Dec. 2022. doi: <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2022-315-6-274-281>
9. A. Zharkin, V. Novskyi, V. Popov, and S. Palachov “Improving the Reliability and Power Quality in Distribution Networks with Sources of Dispersed Generation,” *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022, vol. 388, pp. 23–45. doi: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_2

Надійшла: 14.07.2025

Received: 14.05.2025