

ОСОБЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ У СИСТЕМАХ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

У статті розглядаються питання визначення й обґрунтування різноманітних шляхів і засобів регулювання напруги у розподільних системах, які містять у своїй структурі локальні нерегульовані та регульовані джерела енергії. Продемонстровано, що у багатьох випадках використання традиційних методів визначення параметрів централізованих засобів регулювання напруги у зазначених умовах не тільки не дає змоги забезпечити нормовані відхилення напруги у споживачів, але, навіть, і погіршує якість електричної енергії. У зв'язку з цим у роботі запропоновано модифікований алгоритм визначення закону регулювання напруги у центрі живлення, демонструється можливість й ефективність цілеспрямованого впливу на режими напруги за рахунок примусової зміни поточкорозподілу активної та реактивної потужностей в окремих розподільних лініях із локальними джерелами енергії. Для зазначеної мети планується використовувати установки зберігання енергії й альтернативні джерела енергії, які підключаються до мережі через інверторний інтерфейс.

Ключові слова: локальні енергетичні ресурси, розподільні мережі, регулювання напруги, матриця чутливості по реактивній потужності, якість електричної енергії.

Вступ

Практичний досвід багатьох країн свідчить, що поширення використання у системах розподілу електричної енергії локальних джерел енергії різноманітного характеру, перш за все нерегульованих, може здійснювати суттєвий вплив практично на весь спектр показників якості електричної енергії, серед яких, насамперед, слід відзначити відхилення, коливання та провали, напруги, її гармонійні спотворення [1, 2].

Зрозуміло, що шляхи подолання наслідків, пов'язаних із коливаннями напруги, тривалими змінами режиму напруги (її відхиленнями від номінального значення), появою вищих гармонік будуть суттєво різними. Особливої уваги потребує забезпечення припустимих відхилень напруги, що у традиційних розподільних системах має забезпечуватися шляхом відповідного налаштування та використання централізованих засобів регулювання напруги.

Проблеми, які при цьому виникають, пов'язані не тільки з випадковістю та нестабільністю вихідної потужності, що генерується, зокрема, відновлюваними джерелами енергії, які інтегруються у розподільні мережі, але, найчастіше, і розбіжністю у часі режимів максимуму генерації та максимального електроспоживання. Це призводить у багатьох випадках до істотної зміни поточкорозподілу в окремих розподільних лініях по відношенню до режиму електроспоживання основної маси споживачів, які отримують живлення від загальної шини (трансформатора) підстанції. Зазначені обставини істотно впливають на ефективність централізованого регулювання напругою, що безпосередньо впливає на якість електроенергії на затискачах усієї маси електроприймачів.

Ще одна складність реалізації ефективного керування напругою в розподільних мережах пов'язана з тим, що раптова зміна швидкості вітру або сонячної радіації призводить до зміни вихідної потужності локальних джерел генерації, а, відповідно, і режиму напруги, що може призвести до безперервного спрацьовування пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) трансформатора. Це, по суті, і викликає коливання напруги, у той час як самі по собі коливання вихідної потужності джерел генерації у більшості випадків не мають такого істотного впливу на зміни напруги.

У літературі розглядалось декілька шляхів виходу з цієї ситуації, які були визначені достатньо давно, та, серед інших, включали обмеження потужності відновлюваних джерел енергії [3], управління потоками реактивної потужності, зокрема, через використання інверторного інтерфейсу [4], залучення установок зберігання енергії (УЗЕ) [5].

Окремо, кожне з наведених рішень має свої недоліки. Малоімовірно, що власники локальних джерел генерації погодяться на зменшення обсягів енергії, яка ними виробляється, або ці втрати потенційного прибутку мають бути відповідним чином скомпенсовані. Збільшення перетікань реактивної потужності вимагає застосування інверторів з більш високою номінальною потужністю, що призводить як до зростання їхньої вартості, так і величини втрат потужності. Використання УЗЕ вимагає не тільки

додаткових інвестицій, але й вирішення питань щодо визначення необхідних параметрів, місць розташування та принципів керування їхньою роботою.

Таким чином, радикальним рішенням може бути або відмова від централізованого регулювання напруги та переорієнтація на децентралізоване (принаймні для окремих розподільних ліній), що потребує суттєвої перебудови існуючих систем розподілу електричної енергії, або комплексне вирішення завдання шляхом адаптації традиційних методів централізованого регулювання напруги до умов наявності локальних джерел енергії з одночасним оптимальним використанням зазначених вище можливостей цілеспрямованого впливу на режими напруги.

Адаптація методу визначення закону регулювання напруги у центрах живлення

Будь-який із існуючих методів керування напругою у розподільних мережах, ставить за мету забезпечення її рівнів у всіх електроприймачів максимально наближених до номінального значення. Достатньо поширена та використовувана на практиці методика визначення параметрів засобів централізованого регулювання напруги у традиційних розподільних системах [6], полягає в тому, щоб у кожний момент часу t забезпечити добавку напруги на трансформаторі у центрі живлення E_{Π} , яка дорівнює сумі середньозважених за потужністю втрат напруги від шин підстанції до центру навантаження усіх N розподільних трансформаторів, які від неї одержують живлення. При цьому в процесі розрахунку враховують втрати напруги в розподільній мережі до певного розподільного трансформатора, втрати напруги в самому трансформаторі та в його низьковольтній мережі, а також обрані попередньо добавки напруги на розподільних трансформаторах E_{TR} .

У загальному випадку середньозважені за потужністю втрати напруги до умовного центру навантаження кожної ТП d -тої ($d = 1, \dots, D$) розподільної лінії визначаються наступним чином

$$\Delta U_{dnt} = \sum_{\ell=1}^{M_{dLn}} \Delta U_{d\ell t} + \Delta U_{dTRnt} + \frac{\sum_{m=1}^{M_{dCn}} \Delta U_{dnmt} P_{dnmt}}{\sum_{m=1}^{M_{dCn}} P_{dnmt}} = \Delta U_{dLnt} + \Delta U_{dTRnt} + \Delta U_{dCnt}, \quad (1)$$

де M_{dLn} – кількість ділянок розподільної лінії на шляху живлення n -тої ТП;

M_{dCn} – кількість споживачів у мережі низької напруги n -тої ТП;

$\Delta U_{d\ell t}$ – втрата напруги на ℓ -й ділянці розподільної лінії у t -му режимі;

ΔU_{dTRnt} – втрата напруги в трансформаторі n -тої ТП у t -му режимі;

ΔU_{dnmt} – втрата напруги від шин низької напруги n -тої ТП до її m -го споживача потужністю P_{dnmt} у t -му режимі;

ΔU_{dLnt} – втрата напруги в d -й розподільній лінії до n -тої ТП у t -му режимі;

ΔU_{dCnt} – втрата напруги до умовного центру навантажень n -тої ТП у t -му режимі.

На підставі отриманих згідно (1) результатів з'являється обґрунтування для вибору відгалужень переключень без збудження (ПБЗ), а, відповідно, і надбавок напруги E_{TRn} в окремих розподільних трансформаторах кожної d -тої розподільної лінії, виходячи з умови

$$E_{TRn} \leq \left| \frac{\sum_{t=1}^T (\Delta U_{dLnt} + \Delta U_{dTRnt} + \Delta U_{dCnt}) P_{dnt}}{\sum_{t=1}^T P_{dnt}} \right|, \quad n = 1, \dots, N_d,$$

де P_{dnt} – навантаження трансформатору n -тої ТП d -тої розподільної лінії у t -му режимі;

N_d – кількість ТП в d -й розподільній лінії.

Таким чином, принцип вибору закону регулювання у центрі живлення полягає у визначенні таких рівнів напруги на його шинах, які б забезпечували для будь-якого періоду часу компенсацію середньозваженої втрати напруги до умовного центру навантаження кожної ТП з урахуванням усіх розподільних ліній, тобто

$$E_{\Pi t} = - \frac{\sum_{d=1}^D E_{dt} \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}{\sum_{d=1}^D \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}, \quad (2)$$

де P_{dnt} – навантаження n -тої ТП d -тої розподільної лінії у t -му режимі;

$$E_{dt} = \frac{\sum_{n=1}^{N_d} (E_{TRn} - \Delta U_{dnt}) P_{dnt}}{\sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}, \quad t = 1, \dots, T, \quad (3)$$

E_{TRn} – добавка напруги створювана ПБЗ n -тої ТП d -тої розподільній лінії;

ΔU_{dnt} – середньозважені за потужністю втрати напруги до умовного центру навантаження кожної ТП d -тої ($d = 1, \dots, D$) розподільної лінії визначаються згідно (1).

Для традиційних розподільних мереж розрахунки згідно (1)–(3) є тривіальною задачею. У той же час, за умов наявності в мережах локальних джерел енергії, при виконанні зазначених розрахунків мають бути враховані наступні особливості.

При розрахунку втрат напруги в мережах низької напруги, вплив локальних джерел енергії враховується лише за умов приєднання останніх безпосередньо до ввідно-розподільних пристроїв споживачів.

Вихідна потужність локальних джерел генерації, а також УЗЕ в режимі розрядження у період їх функціонування (відповідно $t \in t_{\text{ПГ}}$ та $t \in t_f^-$) розглядається як від’ємне навантаження. Якщо виявляється, що у певній лінії низької напруги в окремі періоди часу змінюється напрямок потокорозподілу на протилежний, то втрата напруги в ній, відповідно, буде мати від’ємне значення, оскільки при цьому потужність, що генерується локальним джерелом або УЗЕ, перевищує навантаження споживача. Потужність УЗЕ у період її зарядження ($t \in t_f^+$) враховується як додаткове навантаження.

У разі присутності в мережі трансформаторних підстанцій ($k = 1, \dots, K$) з приєднаними до них локальними джерелами енергії та/або УЗЕ, втрата напруги (у відсотках) у них корегується наступним чином

$$\delta(\Delta U_{TRkt}) = -\frac{P_{\text{ПГ}kt} R_{TRk}}{10U_{\text{B}kt}^2} - \frac{Q_{\text{ПГ}kt} X_{TRk}}{10U_{\text{B}kt}^2} + [a] \frac{P_{\text{ф}kt} R_{TRk}}{10U_{\text{B}kt}^2} + [a] \frac{Q_{\text{ф}kt} R_{TRk}}{10U_{\text{B}kt}^2}, \quad t \in t_{\text{ПГ}}, \quad t \in t_f,$$

де $P_{\text{ПГ}kt}$, $Q_{\text{ПГ}kt}$ – відповідно значення активної та реактивної потужностей, що генерується з боку локальних джерел генерації у t -му режимі ($t \in t_{\text{ПГ}}$);

R_{TRk} , X_{TRk} – відповідно значення активного та реактивного опорів k -го трансформатора ТП;

$U_{\text{B}kt}$ – рівень напруги на шинах високої напруги ТП у t -му режимі;

$[a]$ – параметр, значення якого залежить від режиму роботи УЗЕ: $[a] = -1$ – у разі роботи УЗЕ в режимі розрядження ($t \in t_f^-$), $[a] = 1$ – у разі роботи УЗЕ в режимі зарядження ($t \in t_f^+$);

$P_{\text{ф}kt}$, $Q_{\text{ф}kt}$ – значення активної та реактивної потужності УЗЕ, відповідно, у режимі їх розрядження ($t \in t_f^-$) або зарядження ($t \in t_f^+$).

Варто зазначити, що у певних режимах, якщо генерація з боку локальних джерел генерації або УЗЕ в умовах розряду перевищує навантаження трансформатору, в ньому виникають реверсивні потоки потужності та, відповідно, скореговані втрати напруги будуть мати від’ємне значення.

Вплив локальних джерел генерації й УЗЕ на втрати напруги від шин підстанції до ТП залежить від взаємного розташування трансформатора, до якого розраховується втрата напруги, та трансформаторів, до яких підключено зазначені локальні джерела енергії. У даному випадку розрахунки доцільно вести окремо для кожної з розподільних ліній ($d = 1, \dots, D$), приєднаних до шин підстанції. При цьому в періоди роботи зазначених засобів генерування й УЗЕ втрати напруги до кожної ТП обчислюють (корегують) по чергово, враховуючи вплив кожного з локальних джерел енергії окремо.

Наприклад, у разі появи в мережі УЗЕ, встановленого у вузлі s , відповідне значення втрат напруги до кожного n -го розподільного трансформатора ($n = 1, \dots, N_d$) d -тої розподільної лінії ($d = 1, \dots, D$) корегується наступним чином:

- у режимі зарядження втрати напруги (у відсотках) зростають на величину

$$\delta(\Delta U_{dLnt}) = P_{\text{dfst}} \sum_{i \in \Pi_{n,s}} \frac{R_i}{10U_{it}^2} + Q_{\text{dfst}} \sum_{i \in \Pi_{n,s}} \frac{X_i}{10U_{it}^2}, \quad t \in t_f^+, \quad d = 1, \dots, D;$$

- у режимі розрядження втрати напруги (у відсотках) зменшуються на величину

$$\delta(\Delta U_{dLnt}) = -P_{\text{dfst}} \sum_{i \in \Pi_{n,s}} \frac{R_i}{10U_{it}^2} - Q_{\text{dfst}} \sum_{i \in \Pi_{n,s}} \frac{X_i}{10U_{it}^2}, \quad t \in t_f^+, \quad d = 1, \dots, D;$$

де P_{dfst} , Q_{dfst} – вихідна потужність УЗЕ встановленого в s -му вузлі d -тої розподільної лінії у t -му режимі;

$t \in t_f$ – час роботи УЗЕ відповідно у режимах зарядження $t \in t_f^+$ та розрядження $t \in t_f^-$;

$i \in \Pi n, s$ означає, що підсумовуються опори R_i та X_i тільки тих ділянок мережі, які одночасно перебувають на шляху живлення вузлів навантаження n та s .

Таким чином, при використанні відповідних залежностей щодо визначенням закону регулювання напруги у центрі живлення, мають бути прийняті до уваги особливості розрахунку втрат напруги в усіх елементах мережі, пов'язані з наявністю в ній і особливістю роботи локальних джерел генерації й УЗЕ, які були розглянуті вище.

Регулювання потоків активної та реактивної потужностей

На практиці у багатьох випадках складається ситуація, коли локальні енергетичні ресурси інтегруються переважно в окрему розподільну лінію. Тому її характеристики визначені згідно (3) суттєво відрізняються від аналогічних характеристик решти розподільних ліній принаймні в окремі періоди часу. Це значно ускладнює визначення закону регулювання напруги, який би задовольняв усіх споживачів центру живлення з точки зору забезпечення припустимих відхилень напруги.

Як вже зазначалося вище, одним з можливих шляхів вирішення зазначеної проблеми є примусова зміна поточкорозподілу в лінії з локальними джерелами енергії за рахунок їх раціонального (у певному сенсі) використання.

Для цієї мети визначається $E_{Птав}$ – значення показника (2) для групи розподільних ліній, які мають схожі режимні характеристики. Керуючи впливи, які повинні здійснюватися за рахунок зміни поточкорозподілу, повинні максимально компенсувати різницю між $E_{Птав}$ й показником (3) розрахованим, наприклад, для j -тої розподільної лінії (E_{jt}) з відмінними режимними характеристиками незалежно по кожному часовому перерізу. Якщо в k -му вузлі j -тої розподільної лінії знаходиться регульоване локальне джерело (джерела) енергії, то вибір бажаних змін режимів його роботи (ΔP_{jkt} , ΔQ_{jkt}) можна здійснити виходячи з необхідності виконання наступної умови

$$\left(\frac{\sum_{d=1}^D E_{dt} \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}{\sum_{d=1}^D \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}} - E_{jt} - \frac{\sum_{i \in \Pi k} R_{ji} \Delta P_{jkt} + \sum_{i \in \Pi k} X_{ji} \Delta Q_{jkt}}{\sum_{n=1}^{N_j} P_{jnt}} \right) \rightarrow \min, \quad t = 1, \dots, T, (4)$$

де E_{dt} , E_{jt} визначаються на підставі (2) та (3);

P_{dnt} , P_{jnt} – навантаження трансформатору n -тої ТП, відповідно, d -тої та j -тої розподільних ліній в t -му режимі;

R_{ji} , X_{ji} – опори i -тої ділянки j -тої розподільної лінії;

$i \in \Pi k$ означає, що підсумовуються опори усіх ділянок лінії, які лежать на шляху живлення k -тої ТП.

Одна з потенційних можливостей впливу на рівні напруги у розподільній мережі полягає у зміні потоків активної або реактивної потужностей. Зокрема, напруга у вузлах розподільної мережі може бути знижена або за рахунок зменшення активної вихідної потужності локальних джерел енергії, або шляхом збільшення активної потужності навантажень, або використовуючи УЗЕ, що працюють у відповідному режимі. Скорочення виробництва енергії з боку локальних джерел – це крайня міра та припустима лише у виключних випадках, якщо недостатні можливості інших засобів впливу на режим напруги. Штучно збільшити навантаження споживачів також практично неможливо.

В останні роки активно вивчається питання застосування різноманітних УЗЕ для вирішення питань як розширення використання розподіленої генерації, так і запобігання можливих негативних наслідків для режимів електричних мереж, які можуть при цьому виникнути. Наприклад, у роботі [7] автори одними з перших порушили питання можливості використання УЗЕ, як контрольованих джерел, з метою зменшення кількості спрацьовувань РПН трансформаторів підстанцій за рахунок корекції поточкорозподілу в розподільній лінії в процесі зміни навантажень та, перш за все, вихідної потужності інтегрованих до неї відновлюваних локальних джерел генерації. Тому саме варіант використання УЗЕ виглядає сьогодні найбільш перспективним у плані реалізації необхідного впливу на режим напруги. У цьому сенсі зазначені установки є унікальними, оскільки, принаймні теоретично, дають можливість у залежності від конкретної ситуації виконувати функцію як додаткового навантаження та, таким чином, збільшувати втрати напруги

в мережі, або в режимі розряду зменшувати втрати напруги. Це дає змогу визначити такий режим їх роботи в певні періоди часу, який буде сприяти виконанню умови (4).

Можливість управління генерацією реактивної потужності з боку локальних джерел генерації залежить від форми їхнього приєднання до мережі [8]. Синхронні й асинхронні генератори можуть як безпосередньо підключатися до мережі, так і через інверторні перетворювачі. Також через зазначені перетворювачі підключаються до загальної мережі сонячні батареї й УЗЕ. Генерація реактивної потужності синхронним генератором регулюється системою збудження. Асинхронні генератори завжди споживають реактивну потужність. За наявності інверторів реактивна й активна потужності можуть регулюватися незалежно за умови, що не перевищено значення номінальної (граничної) потужності інвертора.

Сучасні генератори, які використовуються у якості локальних джерел енергії, часто вже оснащені автоматичними регуляторами напруги (АРН), і, таким чином, мають змогу регулювати свою реактивну потужність, виходячи з напруги на їх клеммах, тобто можуть працювати у режимі керування напругою. Сучасні АРН дають змогу здійснювати перемикання між режимами регулювання коефіцієнта потужності та регулювання напруги в залежності від того, чи знаходиться напруга на клеммах на прийнятному рівні, чи ні. Таким чином, відповідний контролер працює в режимі керування коефіцієнтом потужності, поки напруга на клеммах залишається в певних межах, але переходить у режим регулювання напруги при її виході за встановлені межі [9].

Показник $\frac{\partial U_i}{\partial Q_j}$ характеризує вплив (ступень впливу) зміни реактивної потужності (навантаження)

у вузлі j δQ_j на напругу у вузлі i . Іншими словами, зазначені характеристики можливо розглядати як показники чутливості напруги у вузлах відносно реактивних навантажень у мережі.

Таким чином, якщо маємо генерацію реактивної потужності в мережу (відповідно $\delta Q_j < 0$) у будь-якому з вузлів мережі, то зміна напруги буде позитивною $\delta U_i > 0$, тобто напруга у вузлі підвищується. Якщо є необхідність знизити напругу у будь-якому вузлі мережі, то необхідно передбачити збільшення споживання реактивної енергії у будь-якому з вузлів, тобто має бути $\delta Q_j > 0$.

Зазначена умова може бути відображена наступним виразом

$$\begin{pmatrix} \delta U_1 \\ \delta U_2 \\ \dots \\ \delta U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\delta U_1}{\delta Q_1} & \frac{\delta U_1}{\delta Q_2} & \dots & \frac{\delta U_1}{\delta Q_n} \\ \frac{\delta U_2}{\delta Q_1} & \frac{\delta U_2}{\delta Q_2} & \dots & \frac{\delta U_2}{\delta Q_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\delta U_n}{\delta Q_1} & \frac{\delta U_n}{\delta Q_2} & \dots & \frac{\delta U_n}{\delta Q_n} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \delta Q_1 \\ \delta Q_2 \\ \dots \\ \delta Q_n \end{pmatrix}, \quad (5)$$

або у матричній формі $|\delta U| = |S_Q| \times |\delta Q|$,

де $|S_Q|$ – матриця чутливості по реактивній потужності;

$|\delta Q|$ – вектор зміни реактивної потужності (навантаження);

$|\delta U|$ – вектор зміни напруги у вузлах мережі.

Можливо довести, що елементи i, j матриці чутливості являють собою арифметичну суму реактивних опорів ділянок мережі по яким протікає реактивна потужність, що споживається як у вузлі i , так і у вузлі j , помножену на $(-\frac{1}{U_n})$.

На практиці виникає завдання щодо визначення вузла мережі, регулювання реактивною потужністю в якому, має найбільший вплив на рівень напруги в i -му вузлі. Аналіз виразу (5) свідчить, що найбільш ефективним, у зазначеному плані, буде вузол, у якому параметр $\frac{\partial U_i}{\partial Q_j} \delta Q_j$ має максимальне значення.

З метою визначення найкращої точки підключення джерела реактивної потужності, необхідно оцінити окремі компоненти $\frac{\partial U_i}{\partial Q_j} \delta Q_j$, що знаходяться в матриці $|S_Q|$ у рядку, який відповідає вузлу i та розраховуються на підставі реактивних опорів відповідних ділянок розподільної мережі.

Таким чином, шляхом знаходження максимального значення показника чутливості у рядку i , автоматично визначається найкращий вузол для використання потенціалу джерела реактивної потужності. При цьому кожний елемент i, j у матриці $|S_Q|$ являє собою зміну фазної напруги у вузлі i , коли має місце зміна реактивної потужності у вузлі j .

Якщо відсутня можливість регулювання реактивної потужності у певному вузлі навантаження j мережі (тобто $\delta Q_j = 0$) або у зазначеному вузлі джерело реактивної потужності взагалі відсутнє, то відповідний елемент у матриці чутливості приймає нульове значення.

Висновки

З поширенням використання різноманітних локальних енергетичних ресурсів, інтегрованих в розподільні мережі, можуть виникнути проблеми з забезпечення допустимих відхилень напруги. У багатьох випадках основною причиною цього є те, що зазначені розподілені ресурси концентруються в окремій розподільній лінії, суттєво змінюють її режим і, таким чином, знижують ефективність централізованого регулювання напруги при спробі задовольнити вимоги усіх без винятку споживачів щодо припустимих відхилень напруги за умов використанні традиційних методів визначення законів її регулювання на підстанції. Певна адаптація законів регулювання напруги, примусова зміна потококорозподілу активної та реактивної потужностей в окремих розподільних лініях гарантовано не вирішують питання забезпечення відповідної якості електричної енергії, але їх одночасне, скоординоване використання у багатьох випадках може дати позитивний результат і виключити необхідність інвестицій у додаткове регулювальне обладнання.

Список використаної літератури

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 1. С. 46–53.
2. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Буславець О.А., Тептя В.В. Оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на функціонування електричних мереж. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка*. 2015. № 165. С. 40–49.
3. Tonkoski R., Lopes L.A.C., El-Fouly T.H.M. Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention. *IEEE Trans. Sustainable Energy*. 2011. Vol. 2, No. 2. Pp. 139–147.
4. Caldón R., Coppo M., Turri R. Distributed voltage control strategy for LV networks with inverter-interfaced generators. *Electric Power Systems Research*. 2014. Vol. 107. Pp. 85–92.
5. Liu X.H., Aichhorn A., Liu L.M., Liu H. Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2012. Vol. 3, No. 2. Pp. 897–906.
6. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,32 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 163 с. Назва з екрану. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/45661>.
7. Liu X., Aichhorn A., Liu L., Li H. Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2012. Vol. 3. Pp. 897–906.
8. Hasheminamin M., Agelidis V.G., Ahmadi A., Siano P., Teodorescu R. Single-point reactive power control method on voltage rise mitigation in residential networks with high PV penetration. *Renewable Energy*. 2018. Vol. 119. Pp. 504–512.
9. Carvalho P.M.S., Correia P.F., Ferreira L.A.F. Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks. *IEEE Trans. Power System*. 2008. Vol. 23. Pp. 766–772.

V. Popov¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0003-3484-4597

O. Yarmoliuk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0001-8571-2573

A.B. Khorenko¹, student, ORCID 0009-0009-1582-0021

I.R. Gladchenko¹, student, ORCID 0009-0009-7325-0354

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

FEATURES OF VOLTAGE CONTROL IN ELECTRICAL ENERGY DISTRIBUTION SYSTEMS WITH LOCAL ENERGY SOURCES

The article deals with the identification and justification of the most rational approaches and technical solutions for voltage control in electrical distribution systems with the local non-dispatchable and dispatchable energy sources in their structure. It has been demonstrated that under conditions in many cases the use of traditional methods of determining the parameters of technical means to realise centralized voltage control using distribution transformers and transformers of power substations not only does not allow to ensure permissible voltage deviations for consumers, but even will deteriorate the quality of electric energy. This is especially true to the situation when the local energy sources are concentrated in separate distribution feeders. In this regard, the paper proposes a modified algorithm for determining the law of voltage control applied to transformer of power substations, demonstrates the possibility and effectiveness of a targeted impact on voltage regimes due to a forced change of the active and reactive power flow in separate feeders with local energy sources. For this purpose, it is planned to use energy storage devices and alternative energy sources that are connected to the network through the inverter interface. Due to the use of the reactive power sensitivity matrix, it becomes possible to determine the most appropriate network nodes, in which alterations in reactive power will be the most effective from the point of view of impact on the voltage levels. Under these conditions, in many cases, by the alteration of load flow in the feeder with local energy sources, it is possible to increase the homogeneity of the load curves of all distribution feeders and, due to this, to improve the efficiency of voltage control without involving investments in the installation of additional voltage control equipment.

Keywords: local energy sources, electrical distribution networks, voltage control, reactive power sensitivity matrix, quality of electrical energy.

References

1. Kyrylenko O.V., Pavlovskiy V.V., Lukianenko L.M. Technical aspects of adoption of distributed generation sources in electric mains. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2011. No 1. Pp. 46–53.
2. Lezhniuk P.D., Kulyk V.V., Buslavets O.A., Teptia V.V. Assessment of the impact of renewable sources of electricity on the operation of electrical networks. *Kharkiv Petro Vasylenko National Technical University of Agriculture Bulletin*. 2015. No 165. Pp. 40–49.
3. Tonkoski R., Lopes L.A.C., El-Fouly T.H.M. Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention. *IEEE Trans. Sustainable Energy*. 2011. Vol. 2, No. 2. Pp. 139–147.
4. Caldón R., Coppo M., Turri R. Distributed voltage control strategy for LV networks with inverter-interfaced generators. *Electric Power Systems Research*. 2014. Vol. 107. Pp. 85–92.
5. Liu X.H., Aichhorn A., Liu L.M., Liu H. Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2012. Vol. 3, No. 2. Pp. 897–906.
6. Effective management of modes of systems for providing consumers with electric energy [Electronic resource] : study guide for students of specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", educational programs "Electricity supply systems for consumers" and "Energy management and energy-efficient technologies" / V. A. Popov, V. V. Tkachenko, O. S. Yarmoliuk ; National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute». – Electronic text data (1 file: 4,32 Mb). – Kyiv : National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute», 2021. – 163 p. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/45661>.
7. Liu X., Aichhorn A., Liu L., Li H. Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2012. Vol. 3. Pp. 897–906.
8. Hasheminamin M., Agelidis V.G., Ahmadi A., Siano P., Teodorescu R. Single-point reactive power control method on voltage rise mitigation in residential networks with high PV penetration. *Renewable Energy*. 2018. Vol. 119. Pp. 504–512.
9. Carvalho P.M.S., Correia P.F., Ferreira L.A.F. Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks. *IEEE Trans. Power System*. 2008. Vol. 23. Pp. 766–772.

Надійшла: 01.04.2024

Received: 01.04.2024