

Д. О. ДАНИЛЬЧЕНКО, Д. С. КУЗНЕЦОВ

ВИКОРИСТАННЯ ПРИСТРОЇВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРИ ВПРОВАДЖЕННІ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

В Україні заплановано поступове скорочення вироблення електроенергії на теплових електростанціях за рахунок розбудови відновлюваних джерел електроенергії. Відновлюються малі гідрравлічні електростанції, споруджуються сонячні електростанції та вітрові електростанції. Це дозволить вирішити існуючі проблеми вітчизняної енергетики щодо дефіциту паливних ресурсів, енергетичної безпеки та зниження рівня шкідливого впливу на навколишнє середовище, викликане функціонуванням традиційних джерел електроенергії. Спостерігається тенденція переходу від чисто централізованого електропостачання до комбінованого, коли зростає кількість місцевих розосереджених джерел електроенергії безпосередньо в розподільних електричних мережах. Таким чином розподільчі електричні мережі поступово перетворюються в мережу з ознаками, характерними для локальної електричної системи, яка отримує живлення як від власних розподільчих електричних мереж, так і від централізованого джерела – електроенергетичної системи. Відновлювальна енергетика має ряд переваг, порівняно з традиційною, однак є і недоліки. Серед них слід виділити ускладнення функціонування електричних мереж у разі зростання в них встановлених потужностей відновлюваних джерел електроенергії та нестабільність генерування через природну їх залежність від метеорологічних умов, якщо говорити більш конкретно про технічні недоліки то це стосується – синусоїдності напруг і струмів та відхилень напруги, забезпечення якості електроенергії яке напряму залежить від забезпечення балансу по активній та реактивній потужності в електричній системі. Звідси слідує необхідність узгодженого електропостачання від відновлюваних джерел електроенергії і підстанцій електроенергетичної системи. Одночасно здійснюється поступовий перехід від оптового ринку електроенергії єдиного покупця до балансуєчого ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми угодами, а також впровадження ринкових методів керування. В даній статті розглянуто заходи щодо зниження втрат електричної енергії, обмеження відхилень напруги, покращення якості електричної енергії та компенсації реактивної потужності локальних навантажень завдяки впровадженню пристроїв компенсації реактивної потужності разом з відновлювальними джерелами електроенергії та полегшення їх інтеграції в електромережу.

Ключові слова: реактивна потужність, компенсація, конденсаторні установки, розвантаження, зменшення втрат, підвищення ефективності, розосереджене генерування.

D. O. DANYLCHENKO, D. S. KUZNETSOV

USE OF REACTIVE POWER COMPENSATION DEVICES IN IMPLEMENTATION OF DISTRIBUTED GENERATION

In Ukraine, a gradual reduction of electricity production at thermal power plants is planned due to the development of renewable sources of electricity. Small hydraulic power plants are being restored, solar power plants and wind power plants are being built. This will allow solving the existing problems of the domestic energy industry regarding the shortage of fuel resources, energy security and reducing the level of harmful effects on the environment caused by the operation of traditional sources of electricity. There is a trend of transition from a purely centralized electricity supply to a combined one, when the number of local decentralized sources of electricity directly in distribution networks is increasing. In this way, distribution electric networks are gradually transformed into a network with features characteristic of a local electric system, which receives power both from its own distribution electric networks and from a centralized source - the electric power system. Renewable energy has a number of advantages compared to traditional energy, but there are also disadvantages. Among them, the complications of the functioning of electrical networks should be highlighted in the event of an increase in the capacities of renewable sources of electricity installed in them and the instability of generation due to their natural dependence on meteorological conditions, if we talk more specifically about technical shortcomings, then this concerns - sinusoidal of voltages and currents and voltage deviations, quality assurance of electricity, which directly depends on ensuring the balance of active and reactive power in the electrical system. Hence the need for coordinated power supply from renewable sources of electricity and substations of the power system. At the same time, there is a gradual transition from the wholesale electricity market of a single buyer to the balancing market of electricity and electricity supply under bilateral agreements, as well as the introduction of market management methods. This article discusses measures to reduce electrical energy losses, limit voltage deviation, improve the quality of electrical energy, and compensate for the reactive power of local loads due to the introduction of reactive power compensation devices together with renewable sources of electricity and facilitating their integration into the power grid.

Keywords: reactive power, compensation, capacitor units, offloading, loss reduction, efficiency improvement, distributed generation.

Вступ. За сучасних умов у багатьох розвинених країнах зростання попиту на електроенергію задовольняється завдяки інтеграції до електричних мереж (ЕМ) відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) [1, 2].

За останні 10 років в Україні найбільший розквіт спостерігався у сфері сонячної та вітрової енергетики. Протягом наступних 10 років [3], не зважаючи на змінний характер виробництва, загальна потужність сонячних електростанцій (СЕС) та вітрових електростанцій становитиме 25 % від потужності всіх джерел електроенергії в Україні [4, 5]. Термін «джерела розподіленої генерації» або «розосереджена генерація» (РГ) використовується для опису електричних джерел

енергії, які безпосередньо підключені до електричної мережі або підключені до неї з боку споживачів.

Необхідно продовжувати удосконалення методів та засобів керування нормальними режимами електричних мереж України для розвитку ВДЕ. Інтеграція відновлюваних джерел енергії в енергосистему має свої переваги, але підключення таких джерел до розподільних електричних мереж має суттєвий вплив на втрати потужності, рівень напруги в електричній мережі, а також на роботу релейного захисту та автоматики.

Вплив РГ на роботу електричних мереж. Впровадження РГ впливає на розподільні ЕМ та перетворює їх на активні елементи енергосистеми. Це

© Д. О. Данильченко, Д. С. Кузнецов, 2024

призводить до необхідності внесення змін (або перегляду та модернізації) у прийнятті стратегії керування, експлуатації та планування ЕМ. При цьому їхній вплив може мати як позитивний, так і негативний характер, тому доцільно ретельно проаналізувати питання приєднання джерел РГ в розподільні ЕМ України.

Можна виділити основні напрямки впливу РГ на ЕМ:

- на втрати електричної енергії в ЕМ;
- на напругу в ЕМ;
- на якість електричної енергії;
- на релейний захист та автоматику;
- на надійність роботи та експлуатацію ЕМ.

Розглянемо більш детально перші 3 пункти.

Вплив РГ на втрати електричної енергії в ЕМ.

Встановлення джерел живлення РГ в розподільній ЕМ неподалік від навантаження може змінювати напрямок потоків потужності. При цьому слід виділити три ситуації щодо вузлового навантаження і РГ [6]:

1. Власне навантаження кожного вузла в ЕМ більше або дорівнює вихідній потужності джерел РГ, підключених до цього вузла.

2. В ЕМ існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність джерел РГ більша, ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність джерел РГ даної ЕМ у цілому менша, ніж сумарне навантаження.

3. В ЕМ існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність РГ більша, ніж власне навантаження цього вузла і сумарна потужність джерел РГ даної ЕМ в цілому більша, ніж сумарне навантаження.

У першому випадку встановлені джерела РГ в ЕМ будуть впливати на зменшення втрат потужності в розподільній ЕМ.

У другому випадку джерела РГ можуть перманентно збільшувати втрати потужності у деяких лініях електропередач (ЛЕП) розподільної ЕМ, але, в цілому, сумарні втрати потужності в ЕМ знижуються.

У третьому випадку сумарні втрати потужності всієї розподільної ЕМ будуть більше, ніж до встановлення джерел РГ. При цьому досить невдалою є ситуація, коли відбувається транспортування електричної енергії в зворотному напрямку, тобто з «хвоста» ЕМ до її головної ділянки. Це пов'язано з тим, що переріз проводів ЛЕП в розподільних мережах, як правило, зменшується від головної ділянки ЛЕП до її кінця, а, як відомо, опір ЛЕП і її втрати залежать від перерізу проводів. Також різні джерела РГ працюють із різним $\cos\phi$ і їхня вихідна реактивна потужність може змінюватися від незначної генерації (газотурбінні установки тощо) до значного, в масштабах розподільних ЕМ, споживання (вітрові електростанції і т.д.), що також негативно впливає на величину втрат потужності в ЕМ [7].

Таким чином, встановлення джерел РГ може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в ЕМ, що в основному залежить від місць розташування, потужності, рівня впровадження джерел РГ в ЕМ, їхнього $\cos\phi$, а також від топології ЕМ тощо.

Вплив РГ на напругу в ЕМ. Можна виділити два різновиди впливу.

По-перше, це вплив на рівні напруги в усталеному режимі роботи ЕМ [8]. У традиційних розподільних мережах, тобто в ЕМ радіального типу, зниження напруги відбувається вздовж напрямку електропостачання споживачів, від головної ділянки ЛЕП до її кінця. Після встановлення джерел РГ в такій ЕМ відбувається зниження навантаження живильного фідера, а напруга вздовж ЛЕП може збільшуватися. Важливими при цьому є $\cos\phi$ джерел РГ та тип генератора (синхронний або асинхронний). У деяких випадках при використанні відносно потужних синхронних генераторів може відбуватися перевищення допустимого рівня напруги ($>1,1U_{ном}$). Таким чином, величина зміни напруги залежить від місць встановлення джерел РГ, їхньої потужності та $\cos\phi$ (генерація або споживання).

По-друге, вплив РГ на коливання напруги в ЕМ [8]. У традиційній розподільній ЕМ, активне та реактивне навантаження вузлів змінюється з часом, що викликає певні коливання рівня напруги в ЕМ. У напрямку від головної ділянки до кінця ЛЕП коливання напруги, як правило, збільшується. Якщо навантаження сконцентровано в основному біля кінця ЛЕП, то рівень напруги буде коливатися більш інтенсивно. Після приєднання до розподільної ЕМ джерел РГ останні будуть впливати на коливання рівнів напруги у вузлах, збільшуючи або зменшуючи їх. У випадку, коли джерела РГ працюють узгоджено з місцевим навантаженням, тобто, їхня потужність збільшується (зменшується) при збільшенні (зменшенні) навантаження у вузлах, вони будуть демпфірувати коливання напруги. Але, коли джерела РГ працюють неузгоджено з місцевим навантаженням, оскільки потужність джерел РГ залежить від первинних ресурсів і вихідні характеристики яких складно контролювати (такі як швидкість вітру, інтенсивність випромінювання сонячного світла тощо), то у такій ситуації РГ можуть значно збільшити коливання напруги в ЕМ. Крім того, деяким джерелам РГ (наприклад ВЕС, фотогальванічні елементи) притаманне сильне коливання вихідної потужності, що суттєво впливає на коливання рівнів напруги у вузлах ЕМ, ефект тим сильніший, чим більша встановлена потужність джерел РГ.

Вплив РГ на якість електричної енергії.

Встановлення джерел РГ у розподільних ЕМ має досить суттєвий вплив на якість електричної енергії [9, 10].

По-перше, джерела РГ призводять до збільшення дози флікера, що може відбуватися при введенні або виведенні з роботи потужних джерел РГ в розподільних ЕМ, раптовій зміні вихідної потужності джерел РГ, взаємодії між джерелами РГ і регулюючими пристроями.

По-друге, джерела РГ можуть генерувати в ЕМ гармоніки високих порядків, при цьому джерела РГ або самі по собі можуть бути джерелами гармонік вищих порядків або приєднуються до розподільної ЕМ через інвертор, який генерує в мережу гармоніки вищих

порядків, що характерно для паливних та фотогоальванічних елементів, вітроустановок тощо.

По-третє, джерела РГ впливають на провали напруги, що, здебільшого, пов'язано із типом генератора. Наприклад, при РГ із синхронними генераторами після провалу напруги остання відновлюється приблизно до початкового рівня, а у випадку асинхронних генераторів напруга не відновлюється до початкового рівня в зв'язку із зниженням підтримки за реактивною потужністю [11]. Також слід відзначити, що сумарний вплив джерел РГ на провали напруги хоч і залежить від потужності РГ, але не досить сильно.

Якщо коротко резюмувати вище наведені впливи РГ на втрати електричної енергії, на напругу та якість електричної енергії, то використання пристроїв компенсації реактивної потужності при впровадженні РГ дасть змогу частково або повністю вирішити ці проблеми.

Фізика процесу компенсації реактивної потужності. Принцип компенсації реактивної потужності полягає в наступному: як було встановлено, струм, що проходить через конденсатор, випереджає прикладену до нього напругу на 90° , в той час як струм, що проходить через котушку індуктивності, відстає від прикладеної напруги на 90° . Таким чином, ємнісний струм протилежний індуктивному струму і індуктивна потужність, що йде на створення електричного поля, протилежна за напрямком реактивної потужності, що йде на створення магнітного поля. Тому реактивний струм і реактивна потужність вважаються умовно негативними по відношенню до струму намагнічування і потужності намагнічування, умовно прийнятими позитивними.

Таким чином, чисельно рівні реактивні потужності ємності (QC) і намагнічування (QL) взаємно «компенсуються» ($QC - QL = 0$) і мережа розвантажується від протікання реактивної складової струму навантаження.

Принцип компенсації за допомогою ємнісного струму пояснює векторна діаграма на рис. 1.

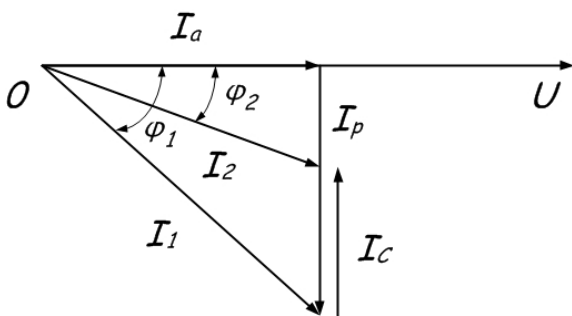


Рисунок 1 – Принцип компенсації реактивного струму намагнічування:

I_a – активна складова струму, I_p – реактивна складова струму, I_c – ємнісна складова струму, I – значення повного струму, U – напруга, φ – кут зсуву фаз між струмом і напругою навантаження

Ємність конденсатора C , підключеного паралельно навантаженню, що містить активну R та

індуктивну L складові, підбирають такий, щоб струм I_c , що проходить через конденсатор, був по можливості близький по абсолютній величині до індуктивного струму I_L .

З рис. 1 видно, що підключення конденсатора C дало можливість зменшити кут зсуву фаз між струмом і напругою навантаження з величини φ_1 до величини φ_2 і відповідно підвищити коефіцієнт потужності навантаження. Збільшуючи ємність, можна повністю компенсувати реактивну потужність навантаження, коли $\varphi = 0$.

Методи компенсації реактивної потужності. В основному компенсація реактивної електроенергії застосовується для:

- зниження активних втрат електроенергії в лініях живлення;
- розвантаження силового обладнання від протікання через нього реактивної потужності;
- зниження оплат за реактивну електроенергію.
- підвищення напруги;

Для зменшення перетоків реактивної потужності по лініях і трансформаторах – джерела реактивної потужності повинні розташовуватися поблизу місць її споживання. При цьому передавальні елементи мережі розвантажуються від реактивної потужності, чим досягається зниження втрат активної потужності і напруги.

До застосування пристроїв компенсації реактивної потужності повинен передувати ретельний техніко-економічний аналіз в зв'язку з високою вартістю і достатньою складністю цих пристроїв.

Методи застосування компенсуючих пристроїв в залежності від місця їх розташування в електроенергетичній системі поділяються на такі види: індивідуальні, групові, централізовані.

При індивідуальній компенсації конденсатор підключається прямо до місця виникнення реактивної потужності, тобто свій конденсатор до асинхронного двигуна, індивідуальний – до зварювального апарата, окремий конденсатор – для індукційної печі, для трансформатора і т. д. Таким чином від реактивних струмів розвантажуються дроти живлення, які підходять до конкретного споживача. На рис. 2 показана схема індивідуальної компенсації.

Групова компенсація – має на увазі підключення одного загального конденсатора або загальної групи конденсаторів відразу до декількох споживачів зі значними індуктивними складовими. Лінія яка живить дану групу споживачів виявиться розвантажена від реактивної потужності. На рис. 3 показана схема групової компенсації.

Централізована компенсація передбачає установку конденсаторів з регулятором в головному або груповому розподільному щиті. Регулятор оцінює в режимі реального часу поточне споживання реактивної потужності, і оперативно підключає і відключає необхідну кількість конденсаторів. В результаті споживана від мережі сумарна потужність завжди зводиться до мінімуму відповідно до миттєвої

величини необхідної реактивної потужності. На рис. 4 показана схема централізованої компенсації.

Основні пристрої компенсації реактивної потужності. До основних сучасних пристроїв компенсації реактивної потужності можна віднести конденсаторні установки (0,4–10 кВ) та статичний синхронний компенсатор (СТАТКОМ) (6–35 кВ та вище).

Конденсаторні установки бувають 2-х видів:

- регульовані (автоматичні) конденсаторні установки (АКУ);
- нерегульовані (неавтоматичні) конденсаторні установки (НКУ).

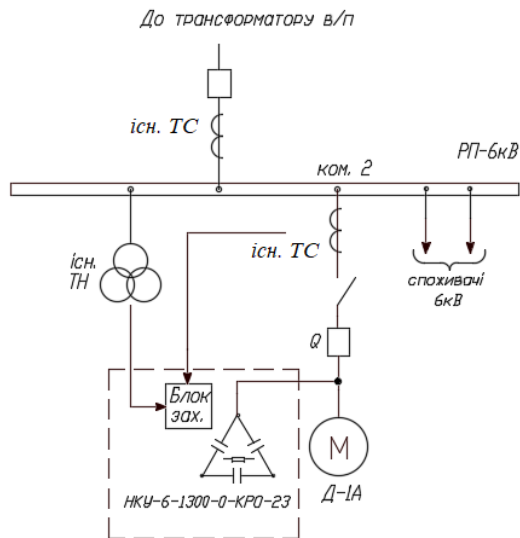


Рисунок 2 – Схема індивідуальної компенсації:
ТС – існуючий трансформатор струму; РП – розподільчий пристрій; ТН – трансформатор напруги; НКУ – нерегульована конденсаторна установка; Д-1А – двигун навантаження; в/п – власні потреби

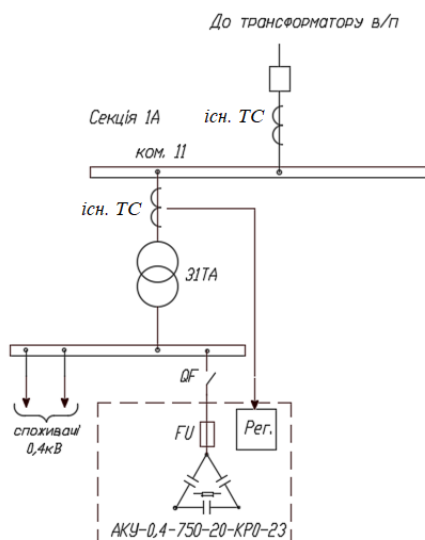


Рисунок 3 – Схема групової компенсації:
ТС – існуючий трансформатор струму; АКУ – автоматична конденсаторна установка; ЗІТА – трансформатор масляний; Рег. – регулятор; в/п – власні потреби; QF – автоматичний вимикач; FU – запобіжник

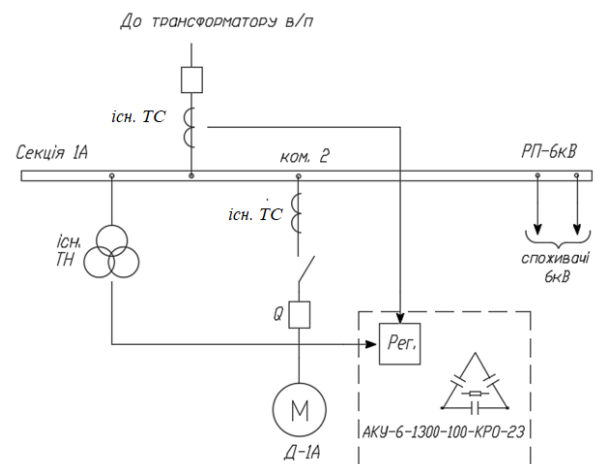


Рисунок 4 – Схема централізованої компенсації:
ТС – існуючий трансформатор струму; РП – розподільчий пристрій; ТН – трансформатор напруги; АКУ – автоматична конденсаторна установка; Д-1А – двигун навантаження; в/п – власні потреби; Q – вимикач

АКУ мають на увазі під собою, що реактивна потужність в мережі регулюється за допомогою мікропроцесорного регулятора, який завдяки сигналу з трансформатора струму на ввід підприємства або розподільчого пристрою, і т. д., подає команду на замикання або розмикання ступенів конденсаторної установки з яких складається АКУ.

Потужність такої установки розраховується виходячи з аналізу даних споживання електроенергії підприємства або електромережі і підбирається відповідними ступенями навантаження. Генерація установки виключена через уставки регулятора. Структурна схема такої установки показана на рис. 5.

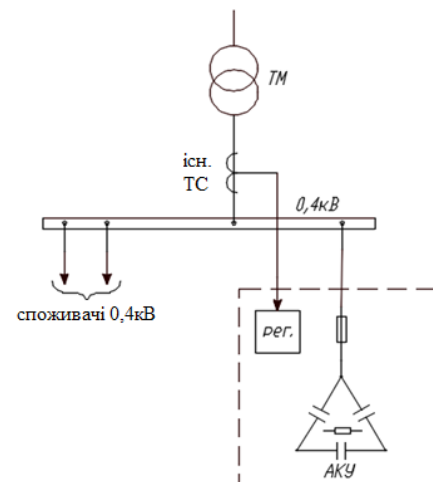


Рисунок 5 – Структурна схема АКУ-0,4 кВ:
ТМ – трансформатор масляний; ТС – існуючий трансформатор струму; рег. – регулятор

Перевагами АКУ є:

- автоматично відстежує зміну реактивної потужності навантаження в мережі і відповідно до заданого значення $\cos \varphi$;
- виключається генерація реактивної потужності в мережу;

- візуально відслідковуються всі основні параметри мережі;

- передбачена система аварійного відключення конденсаторної установки і попередження обслуговуючого персоналу.

Час перекомутації однієї ступені не більше 3 хв. Якщо потрібно зменшити час розряду конденсаторів, то застосовуються спеціальні розрядні пристрої.

НКУ зазвичай застосовуються в мережах 6 кВ та вище (але 0,4 кВ не виключення). Номінальна потужність набирається також ступенями з конденсаторів, але на відміну від АКУ ступені вмикаються всі відразу або можлива комутація ступенів тільки в ручному режимі. Регулятор відсутній або ж може бути, але використовується тільки в якості блоку захистів конденсаторної установки.

Такі установки мають свій ряд переваг і недоліків в порівнянні з АКУ 6 кВ, до переваг можна віднести:

- менша вартість ніж АКУ, за рахунок відсутності вакуумних контакторів і призначених захисних апаратів до них;
- більше термін служби конденсаторів тому відсутні часті комутації та супутні пікові ударні струми до $100 \times I_{ном}$;
- простоту експлуатації через відсутність механічних рухомих частин;
- менші експлуатаційні витрати;
- відсутність необхідності постійного контролю;
- регулювання і профілактики комутаційних пристроїв з боку персоналу;
- менші габарити установки порівняно з АКУ.

Що стосується недоліків, то найголовніший з них це можлива генерація реактивної електроенергії в енергосистему, що буде нести за собою серйозні проблеми.

На рис. 6 показана структурна схема НКУ 10кВ.

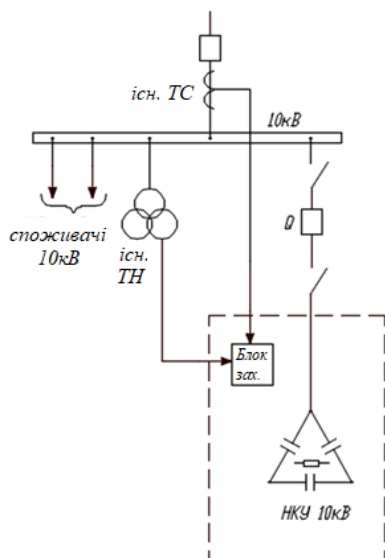


Рисунок 6 – Структурна схема НКУ 10 кВ:
ТС – існуючий трансформатор струму; ТН – існуючий трансформатор напруги; блок зах. – блок захистів;
Q – вимикач

СТАТКОМ – це швидкодіючий пристрій, здатний видавати або поглинати реактивний струм і таким чином регулювати напругу в точці підключення до електромережі.

Він класифікується як гнучка система передачі змінного струму (FACTS). Технологія заснована на основі «Voltage Source Converter» (перетворювач джерела напруги) з напівпровідниковими вентилями в модульній багаторівневій конфігурації [12].

Основна схемна конфігурація СТАТКОМ включає набір фільтрів вищих гармонік фільтрокомпенсуючих ланцюгів, що постійно підключені до мережі або комутуються вимикачами, і включені паралельно їм у трикутник три фази керованих тиристорами реакторів – тиристорна реакторна група (ТРГ) (рис. 7). Кут запалювання тиристорів ТРГ може швидко змінюватися таким чином, щоб струм у реакторі відстежував струм навантаження або реактивну потужність в енергосистемі.

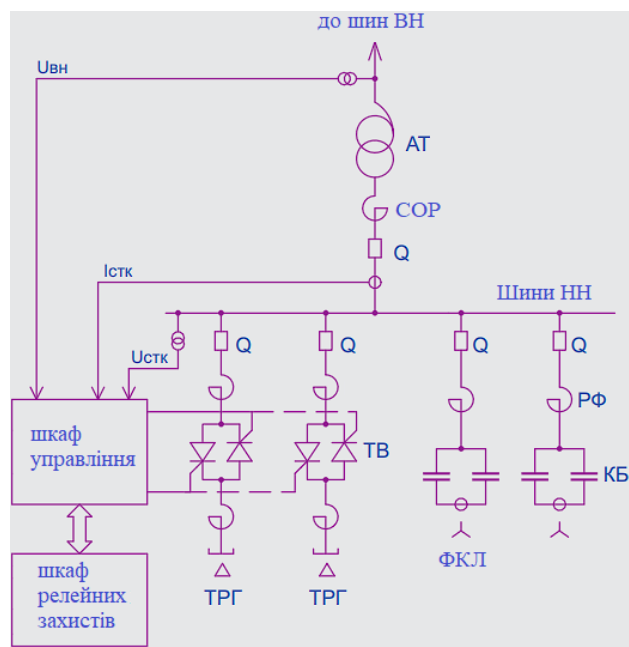


Рисунок 7 – Приклад виконання СТАТКОМ 35 кВ:
АТ – автотрансформатор; СОР – струмообмежуючий реактор; Q – вимикач; РФ – реактор фільтруючий; ТВ – тиристорний вентиль; ФКЛ – фільтрокомпенсуючий ланцюг;
КБ – конденсаторна батарея

Система управління та захисту СТАТКОМ забезпечує швидку компенсацію реактивної потужності навантаження та підтримання регульованого параметра відповідно до заданої уставки, виконує захист обладнання СТАТКОМ, контроль та сигналізацію відмов та може бути модифікована під конкретні вимоги ЕМ.

Час реакції системи регулювання СТАТКОМ на зміну регульованого параметра становить 5 мс для навантажень типу дугових сталеплавильних печей і 25–100 мс для загальнопромислових навантажень мережних підстанцій.

СТАТКОМ має рівень автоматизації, що забезпечує його роботу без постійної присутності

персоналу. Управління СТАТКОМ здійснюється від пульта дистанційного керування або від автоматичної системи управління технологічним процесом через зовнішній інтерфейс.

Номинальна потужність та схема СТАТКОМ вибирається для конкретного об'єкта залежно від параметрів системи електропостачання, виду та потужності компенсованого навантаження та вимог щодо якості електроенергії та виконуваних функцій. Для кожного окремого випадку проводиться розрахунок необхідної потужності ТРГ та фільтрокомпенсуючих ланцюгів і визначається їх склад.

Зміна параметрів електричної мережі при застосуванні пристроїв компенсації реактивної потужності. Як було зазначено раніше, масивне вироблення фотоелектричної енергії, підключене до мережі, створює безліч проблем, таких як стабільність напруги, компенсація реактивної потужності локальних навантажень, експлуатаційна надійність, тощо.

Для того щоб реалізувати компенсацію реактивної потужності місцевих навантажень, зменшити втрати електричної енергії та покращити керованість фотоелектричної системи пропонується розглянути варіант встановлення СТАТКОМ 35 кВ разом з СЕС.

В ДСТУ 8635:2016 [13] є вимоги щодо величини напруги, якості електричної енергії та регулювання реактивної потужності СЕС, а саме:

- допустимі діапазони частоти й напруги електроенергії, що виробляється фотоелектричною станцією (ФЕС), мають відповідати вимогам до рівнів частоти й напруги в нормальних та аварійних режимах роботи енергосистеми згідно з ГОСТ 13109 та/або ДСТУ EN 50160:2023. При цьому потужність генерації ФЕС повинна зменшуватися на мінімально можливу величину;
- показники якості електричної енергії, що виробляється ФЕС в точці приєднання, мають

відповідати вимогам до якості електроенергії згідно з ГОСТ 13109 та/або ДСТУ EN 50160:2023;

- за необхідності ФЕС має бути оснащено відповідними швидкодійними засобами компенсації реактивної потужності з фільтрами вищих гармонік. Відповідність обладнання ФЕС вимогам щодо якості електричної енергії має бути підтверджено моделюванням та/або експериментально;

- ФЕС має бути оснащено функціями регулювання реактивної потужності. Поточні уставки параметрів для регулювання реактивної потужності та напруги має бути визначено перед введенням ФЕС в експлуатацію власником електричних мереж (та за необхідності системним оператором);

- ФЕС повинна мати можливість фіксувати уставки коефіцієнта потужності з точністю 0,001 кВА. Якщо уставка коефіцієнта потужності для ФЕС потужністю більше ніж 25 МВт змінюється, то такі зміни мають бути прийняті протягом 2 с та вступити в силу не пізніше ніж через 30 с після отримання розпорядження змінити уставку. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ номінальної потужності залежно від того, який із критеріїв жорсткіший.

Отже, спираючись на вище згаданий ДСТУ 8635:2016, впровадження пристроїв компенсації реактивної потужності є необхідністю для нормального функціонування СЕС та її інтеграції в ЕМ.

Розглянемо як зміняться параметри нормального режиму ЕМ (рис. 8) при впровадженні СТАТКОМ 35 кВ 6,5 МВАр (потужність обрана щоб покрити місцеве реактивне споживання підстанції (ПС)) разом із СЕС 20 МВт в одному з районів Одеської області (рис. 9). Параметри мережі до та після впровадження СТАТКОМ наведені у табл. 1 і 2.

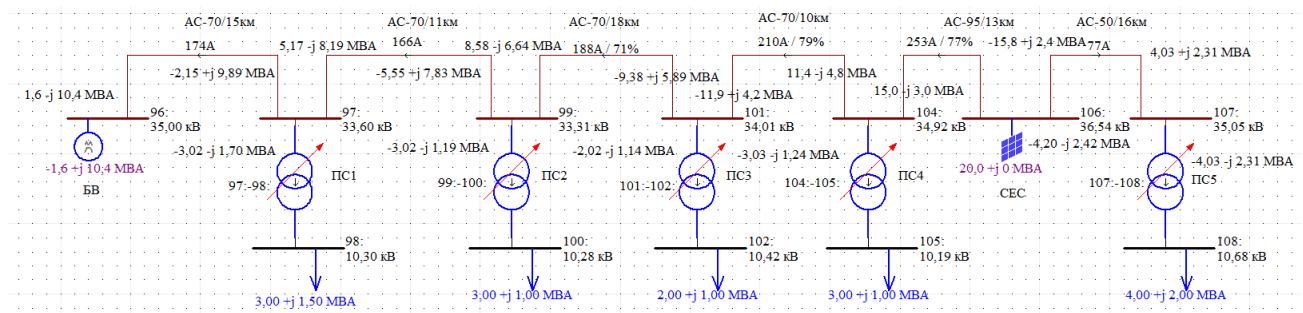


Рисунок 8 – Схема нормального режиму до впровадження СТАТКОМ

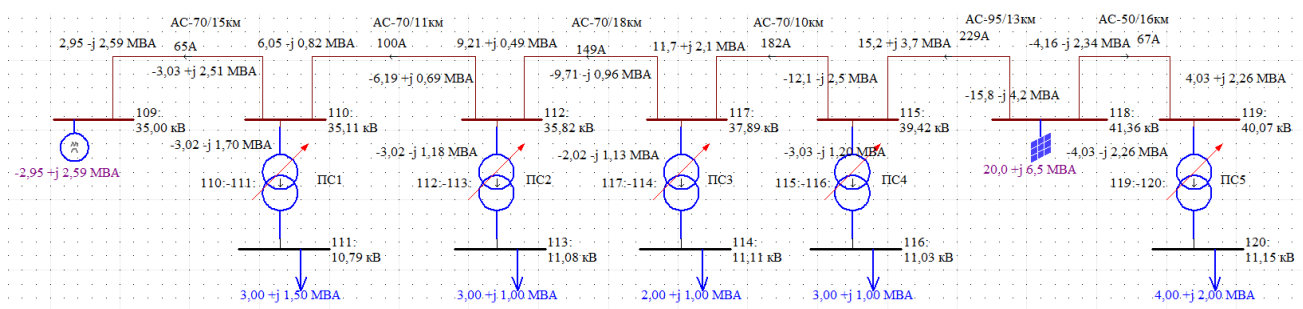


Рисунок 9 – Схема нормального режиму після впровадження СТАТКОМ

Таблиця 1 – Параметри мережі до впровадження СТАТКОМ

Назва лінії	Тип проводу/ довжина, км	Завантаженість ліній, %	I , А	U , кВ
БВ-ПС1	АС-70/15	65,6	174	33,6
ПС1-ПС2	АС-70/11	62,8	166	33,31
ПС2-ПС3	АС-70/18	70,9	188	34,01
ПС3-ПС4	АС-70/10	79,1	210	34,92
ПС4-СЕС	АС-95/13	76,5	253	36,54
СЕС-ПС5	АС-50/16	36,5	77	35,05

Таблиця 2 – Параметри мережі після впровадження СТАТКОМ

Назва лінії	Тип проводу/ довжина, км	Завантаженість ліній, %	I , А	U , кВ
БВ-ПС1	АС-70/15	24,4	65	35,11
ПС1-ПС2	АС-70/11	37,9	100	35,82
ПС2-ПС3	АС-70/18	56,1	149	37,9
ПС3-ПС4	АС-70/10	68,5	182	39,42
ПС4-СЕС	АС-95/13	69,3	229	41,37
СЕС-ПС5	АС-50/16	31,7	67	40,07

Для моделювання були взяті максимальні миттєві значення по літніх вимірах електричної енергії.

СЕС генерує потужність 20МВт, ця потужність повністю покриває потреби в активній енергії вузла і решта електричної енергії від СЕС через лінії від ПС4 йде до балансувального вузла в ЕМ.

Такий варіант не є найкращим з техніко-економічної точки зору, тому що згенерована електрична енергія не залишається у вузлі, а її залишки йдуть через лінії живлення 35 кВ до балансувального вузла ЕМ.

Як видно з моделювання, значно знижується протікання струму в живлячих ЛЕП, а отже зменшуються втрати електричної енергії, розвантажуються лінії та підвищується напруга на ПС, які знаходяться ближче до балансувального вузла.

Це дуже впливає на техніко-економічну ефективність сумісної експлуатації ЕМ і ВДЕ.

Додатково, як відомо з [14–16] інвертори СЕС є джерелами гармонійних спотворень, тому СТАТКОМ виконує додаткову функцію фільтра гармонік, тим самим покращує показники якості електроенергії.

Також по результатам моделювання в [17] можна стверджувати, що СТАТКОМ є одним з ефективних засобів при вирішенні проблем з відхиленням напруги.

Як приклад, СТАТКОМ встановлено на таких об'єктах – SVG-СТАТКОМ 35 кВ 4×8 МВАр, FC 35 кВ 4×5 МВАр для ТОВ «Покровська СЕС» (ТОВ «ДТЕК ВДЕ»).

Висновки. Як зазначено у [18] компанія «ДТЕК ВДЕ» завершила на своїх підприємствах процес додаткового налаштування пристроїв компенсації реактивної потужності (Statcom), покликаних вирішити питання демпфування низькочастотних коливань (POD – power oscillation damping) у мережі Об'єднаної енергетичної системи України, що було однією з умов її синхронізації з європейською мережею операторів системи передачі електроенергії ENTSO-E.

Також впровадження Statcom сприятиме розширенню експортних можливостей України в мережі ENTSO-E на 730 МВт (наразі технічна можливість для експорту з об'єднаних у рамках інтеграції з ENTSO-E систем України/Молдови до Європи становить 400 МВт) [18].

Це говорить про реальну перспективу впровадження СТАТКОМ для ЕМ України.

Отже, застосування пристроїв керованої компенсації реактивної потужності:

- дозволить підвищити пропускну спроможність діючих ліній електропередач і трансформаторів [19, 20];

- зменшить втрати електричної енергії, що дуже цінно в грошовому еквіваленті;

- вирішить проблему зі стабілізацією або втратою напруги в ЕМ;

- покращить показники якості електроенергії.

Все вище перераховане сприяє прискоренню інтеграції ВДЕ в ЕМ України, особливо коли більшість схем ЕМ, куди інтегрується ВДЕ, мають радіальний тип.

Список літератури

1. European Environment Agency. Europe's onshore and offshore wind energy potential. An assessment of environmental and economic constraints. 2009. DOI: <https://doi.org/10.2800/11373>.
2. International Energy Agency. Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy 2010. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/3a99654f-ffff-469f-b83c-bf0386ed8537/pv_roadmap.pdf.
3. Яндульський О. С., Труніна Г. О. Підходи до оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженою генерацією. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2013. № 6. С. 62–64.
4. Труніна Г. О. Зони ефективного регулювання напруги джерелами розосередженої генерації з інверторним приєднанням в розподільній електричній мережі. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 5. С. 50–52.
5. Яндульський О. С., Труніна Г. О. Підхід до оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелом розосередженої генерації з урахуванням їх належності одному або різним власникам. *Вісник Приазовського Державного Технічного Університету. Серія: Технічні науки*. 2015. Т. 2, № 30. С. 121–129. DOI: <https://doi.org/10.31498/2225-6733.30.2015.52731>.
6. Ackermann T., Knyazkin V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. *Asia Pacific Conference and Exhibition of the IEEE-Power Engineering Society on Transmission and Distribution*, Yokohama, Japan, 6–10 October 2002. P. 1357–1362. DOI: <https://doi.org/10.1109/tde.2002.1177677>.
7. Ackermann T. Distributed resources and re-regulated electricity markets. *Electric Power Systems Research*. 2007. Vol. 77, no. 9. P. 1148–1159. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.006>.
8. Wang S. Distributed generation and its effect on distribution network system. *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2009)*, Prague, Czech Republic, 8–11 July 2009. DOI: <https://doi.org/10.1049/cp.2009.0560>.
9. The effect of dispersed generation on power quality in distribution system / J. Dolezal et al. *CIGRE/IEEE PES International Symposium. Quality and Security of Electric Power Delivery Systems*, Montreal, Quebec, Canada, 8–10 October 2003. P. 204–207. DOI: <https://doi.org/10.1109/qseps.2003.159821>.
10. Impact of embedded generation on the voltage quality of distribution networks / G. Esposito et al. *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, Spain, 9–11 October 2007. DOI: <https://doi.org/10.1109/epqu.2007.4424154>.
11. Handbook of Power Quality / ed. by A. Baglioni. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2008. DOI: <https://doi.org/10.1002/9780470754245>.

12. Static synchronous compensators (STATCOM): a review / B. Singh et al. *IET Power Electronics*. 2009. Vol. 2, no. 4. P. 297–324. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2008.0034>.
13. ДСТУ 8635:2016. Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи. Чинний від 2017-01-01. Вид. офіц. Київ, 2017.
14. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Вплив інверторів СЕС на показники якості електричної енергії в ЛЕС. *Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Технічні науки*. 2015. № 2 (233). С. 134–139.
15. Enslin J. H. R., Heskes P. J. M. Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2004. Vol. 19, no. 6. P. 1586–1593. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpel.2004.836615>.
16. Бордаков М. М. Компенсація реактивної потужності сонячною електро-станцією та вплив даного процесу на роботу центральної електричної мережі. *Відновлювана енергетика*. 2019. № 1(56). С. 31–35. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.1\(56\).31-35](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.1(56).31-35).
17. Захаров А. А. Зменшення відхилень напруги в місцях приєднання потужних сонячних електростанцій до електричних мереж. *Технічна електродинаміка*. 2014. № 5. С. 44–46.
18. «ДТЕК ВДЕ» завершив установлення Statcom на трьох своїх станціях у рамках синхронізації ОЕС України з ENTSO-E. *Интерфакс-Україна*. URL: <https://interfax.com.ua/news/greendead/938512.html>.
19. Данильченко Д. О., Кузнецов Д. С. Використання пристроїв компенсації реактивної потужності на станціях з відновлювальними джерелами енергії. *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я*: тези доповідей XXX міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2022, м. Харків, Україна, 19–21 жовт. 2022 р. С. 70.
20. Use of Capacitor Batteries to Improve the Quality of Electrical Energy / S. Shevchenko et al. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 13–17 September 2021. P. 666–669. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek53812.2021.9570023>.
- 10, 2002. pp. 1357–1362, doi: <https://doi.org/10.1109/tdc.2002.1177677>
7. T. Ackermann, “Distributed resources and re-regulated electricity markets”, *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 9, pp. 1148–1159, Jul. 2007, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2006.08.006>
8. S. Wang, “Distributed generation and its effect on distribution network system”, in *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2009)*, Prague, Czech Republic, Jul. 8–11, 2009. IET, doi: <https://doi.org/10.1049/cp.2009.0560>
9. J. Dolezal, P. Santarius, J. Tlustý, V. Valouch, and F. Vybiralík, “The effect of dispersed generation on power quality in distribution system”, in *CIGRE/IEEE PES International Symposium. Quality and Security of Electric Power Delivery Systems*, Montreal, Quebec, Canada, Oct. 8–10, 2003. pp. 204–207, doi: <https://doi.org/10.1109/qsepsd.2003.159821>
10. G. Esposito, D. Zaninelli, G. C. Lazaroiu, and N. Golovanov, “Impact of embedded generation on the voltage quality of distribution networks”, in *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, Spain, Oct. 9–11, 2007, doi: <https://doi.org/10.1109/epqu.2007.4424154>
11. A. Baghini, Ed., *Handbook of Power Quality*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, LTD, 2008, doi: <https://doi.org/10.1002/9780470754245>
12. B. Singh, K. Al-Haddad, R. Saha, and A. Chandra, “Static synchronous compensators (STATCOM): A review”, *IET Power Electronics*, vol. 2, no. 4, pp. 297–324, Jul. 2009, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2008.0034>
13. *Helioenergetyka. Ploshchadky dlia fotoelektrychnykh stantsii. Pryiednannia stantsii do elektroenergetychnoi systemy [Solar energy. Sites for photovoltaic power plants. Connection of power plants to the electricity system]*, DSTU 8635:2016, Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2017. (in Ukrainian)
14. P. D. Legnuk, O. E. Rubanenko, and I. A. Hunko, “Solar power stations inverter influence on electric energy quality in local electric systems”, *Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences*, no. 2 (233), pp. 134–139, 2015. (in Ukrainian)
15. J. H. R. Enslin and P. J. M. Heskes, “Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 6, pp. 1586–1593, Nov. 2004, doi: <https://doi.org/10.1109/tpel.2004.836615>
16. M. Bordakov, “Compensation of reactive power by industrial solar power plant and influence of this process on the central electric network”, *Vidnovliuvana enerhetyka*, no. 1(56), pp. 31–35, Aug. 2019, doi: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.1\(56\).31-35](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.1(56).31-35) (in Ukrainian)
17. A. A. Zakharov, “Reducing of voltage deviation at the point of common coupling of the powerful solar power plants”, *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 5, pp. 44–46, 2014. (in Ukrainian)
18. “DTEK RES completes installation of Statcom at three of its stations while synchronizing power system of Ukraine with ENTSO-E.” *Интерфакс-Україна*. [Online]. Available: <https://en.interfax.com.ua/news/economic/938547.html>
19. D. O. Danylchenko and D. S. Kuznetsov, “Vykorystannia prystroiv kompensatsii reaktivnoi potuzhnosti na stantsiiakh z vidnovliuvalnyimi dzherelamy enerhii [Use of reactive power compensation devices at renewable energy plants]”, in *Information Technologies: Science, Engineering, Technology, Education, Health*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 19–21, 2022. p. 70. (in Ukrainian)
20. S. Shevchenko, D. Danylchenko, D. Kuznetsov, and S. Petrov, “Use of capacitor batteries to improve the quality of electrical energy”, in *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Sep. 13–17, 2021. pp. 666–669, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek53812.2021.9570023>

References

1. European Environment Agency, “Europe’s onshore and offshore wind energy potential. An assessment of environmental and economic constraints”, EEA Technical report No 6/2009, Jul. 2009, doi: <https://doi.org/10.2800/11373>
2. International Energy Agency, “Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy 2010.” [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/3a99654f-ffff-469f-b83c-bf0386ed8537/pv_roadmap.pdf
3. O. S. Yandulskyi and H. O. Trunina, “Approaches to the optimal control of modes of distribution power networks with distributed generation”, *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*, no. 6, pp. 62–64, 2013. (in Ukrainian)
4. H. O. Trunina, “Areas of effective voltage control by distributed generation with inverter interconnection in distribution networks”, *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 5, pp. 50–52, 2014. (in Ukrainian)
5. O. S. Yandulsky and G. O. Trunina, “Voltage optimal regulation of distribution power network with a source of dispersed generation owned by either one or several owners”, *Reporter of the Priazovskiy State Technical University. Section: Technical Sciences*, vol. 2, no. 30, pp. 121–129, 2015, doi: <https://doi.org/10.31498/2225-6733.30.2015.52731> (in Ukrainian)
6. T. Ackermann and V. Knyazkin, “Interaction between distributed generation and the distribution network: Operation aspects”, in *Asia Pacific Conference and Exhibition of the IEEE-Power Engineering Society on Transmission and Distribution*, Yokohama, Japan, Oct. 6–

Надійшла (received) 04.05.2024

Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

Данильченко Дмитро Олексійович (Dmytro Danylchenko) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри передачі електричної енергії; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7912-1849>; e-mail: dmytro.danylchenko@kpi.edu.ua.

Кузнецов Дмитро Сергійович (Dmytro Kuznetsov) – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-1543-7854>; e-mail: dmytro.kuznetsov@ieeek.kpi.edu.ua.