

## АНАЛІЗ НОРМАТИВНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ ТА ТЕХНІЧНИХ ВИМОГ, ЩОДО МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ «ОСТРІВНОГО РЕЖИМУ» В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

У статті розглядаються основні питання щодо допустимості й умов функціонування мікромереж в, так званому, «острівному режимі» (ОР), а саме: ідентифікації появи ОР, нормативно-правові аспекти допустимості та технічні вимоги його реалізації. Проаналізовано основні методи та підходи до питання ідентифікації ОР, понять «запланованого» та «небажаного» ОР, розглянуті можливі переваги та наслідки функціонування частини розподільчої мережі в ОР. Проведено аналіз та порівняння нормативно-правової бази стосовно можливості використання ОР в країнах Європейського Союзу та України. Наведено зміни в національне законодавство, щодо гармонізації нормативно-правової документації України та Європейського Союзу, які були зумовлені прагненням України інтеграції своєї енергосистеми до європейської мережі операторів системи передачі електроенергії (ENTSO-E). Представлено та розглянуто нормативно-правову документацію як національного, так і міжнародного використання, стосовно норм інтеграції в розподільні мережі джерел розосередженої генерації та їх функціонування в ОР. Розглянуті питання відносно технічного забезпечення функціонування ОР в розподільній мережі, за умов дотримання відповідних вимог до показників якості електропостачання. Одночасно з цим аналізуються переваги, які надає розподільним мережам та споживачам можливість використання ОР та проблеми, які можуть виникнути при неправильному планування, ідентифікації та технічної реалізації ізолюваної роботи частини мережі з локальними джерелами енергії. Зібрано та наведено інформацію, стосовно граничних обмежень до частоти та напруги в розподільчій мережі, які є допустимими для короточасних відхилень даних показників в залежності від стандарту, яким нормується експлуатація відповідних розподільчих мереж. Узагальнено важливість врахування усіх раніше зазначених аспектів функціонування розподільних мереж в ОР та зроблені висновки, щодо доцільності забезпечення можливості функціонування мереж в зазначеному режимі в Україні.

**Ключові слова:** острівний режим, джерела розосередженої генерації, розподільна мережа, відновлювальні джерела енергії, системи накопичення енергії.

### Вступ

Політика впровадження «зеленої» генерації та стратегічне завдання щодо досягнення країнами нульових викидів вуглецю стимулює збільшення використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), у тому числі, відносно невеликої потужності, що інтегруються в мережі середньої та низької напруги. Зазначена тенденція впливає на роботу/функціонування розподільної мережі (РМ), оскільки фактично відбувається перехід від суто централізованого електропостачання до можливості одночасного використання відносно малих джерел розосередженої генерації (ДРГ) та систем накопичення енергії (СНЕ). При функціонуванні РМ у таких умовах збільшується ймовірність виникнення так званого «острівного» режиму, що може мати як позитивні так і негативні наслідки для РМ, зокрема, з точки зору забезпечення надійності електропостачання.

Відповідно до Кодексу системи передачі (КСП) [1], ізолюваний (острівний) режим роботи - незалежна робота всієї або частини енергосистеми, що ізолювана внаслідок від'єднання від об'єднаної енергосистеми, та має принаймні одну генеруючу одиницю або систему ПСВН (постійний струм високої напруги), що видає потужність в електричну мережу цієї енергосистеми та регулює частоту та напругу. Саме від'єднання від об'єднаної енергосистеми може бути як плановим, для проведення випробувань чи ремонтних робіт, так і в наслідок виникнення несправностей і бути непередбачуваним. Другий варіант може бути як позитивним явищем, оскільки частина споживачів залишаються з електропостачанням, так і негативним для РМ та споживачів, через не контрольованість показників якості постачання електроенергії.

Спираючись на раніше зазначену тенденцію до збільшення частки ДРГ, актуальності набирає питання, щодо можливості управління даним режимом при його виникненні (тобто з метою дотримання нормованих показників надійності), або запобігання взагалі можливості утворенню ОР. З цією метою в даній роботі будуть проаналізовані існуючі нормативно-правові документи й регуляторні вимоги, які

стосуються питання припустимості ОР, методів їх ідентифікації, та основні технічні вимоги, щодо можливості безпечної реалізації зазначених режимів.

#### **Мета та завдання**

Метою роботи є аналіз нормативно-правових та технічних вимог до функціонування частини розподільної мережі у «острівному» режимі, які застосовуються як у міжнародній так і у вітчизняній практиці.

Відповідно до поставленої мети повинні бути вирішені наступні завдання:

1. Дослідження вимог щодо принципів ідентифікації виникнення ОР.
2. Аналіз міжнародних регламентів та стандартів, щодо забезпечення функціонування певних фрагментів РМ в ОР та їх порівняння з національними нормативно-правовими документами, стосовно цього питання.
3. Аналіз технічних вимог щодо забезпечення безпечного функціонування РМ у ОР.

#### **Матеріал і результати досліджень**

##### **Ідентифікація острівного режиму.**

Для того, аби мати можливість управляти/керувати ОР, або запобігти його виникненню, важливо мати відповідну методику його виявлення. Про важливість виявлення переходу системи у функціонування в ОР зазначається в Регламент Комісії (ЄС) № 2016/631 від 14 квітня 2016 [2] року стосовно встановлення мережевого кодексу щодо вимог для приєднання виробників електроенергії до мереж. В Регламенті зазначається, що ідентифікація виникнення ОР не має виявлятися лише комутаційною апаратурою оператора системи передачі (ОСП). Можливість виникнення ОР має бути завчасно промодельована між власником генеруючих потужностей та ОСП.

Спираючись на дану вимогу, зони у яких має можливість утворитися ОР мають бути визначені завчасно, аби у разі його настання повинна бути можливість контролювати показники якості електропостачання. Для забезпечення можливості попередньої ідентифікації ОР використовується стандарт IEEE 1547.4.

Слід зазначити, що утворений «острів» може вважатися частиною *Microgrid*. Відповідно до [3] International Electrotechnical Commission (IEC) *Microgrid* має наступне визначення:

Мікромережа (*Microgrid*) - сукупність взаємопов'язаних навантажень та джерел розсердженної генерації з певними електричними кордонами (межами), що утворює локальну електроенергетичну систему на рівнях розподільної напруги, що діє як єдиний керований об'єкт і може працювати як у мережевому, так і в ізолюваному режимі.

Тобто, у такому випадку, межі роботи РМ у ОР у випадку її відключення від центрального живлення (ЦЖ) будуть визначені межами мікромережі. Слід зазначити, що частина мережі у якій утворився ОР, вважається мікромережею, якщо задовольняє наступним вимогам [3]:

- має ДРГ і навантаження;
- має можливість відключатися від системи електропостачання (СЕП) і працювати з нею паралельно;
- має можливість функціонувати разом з локальними СЕП;
- бути заздалегідь змодельованою.

Утворення ОР, як частини *Microgrid*, може мати наступні переваги [4]:

- підвищити надійності за рахунок забезпечення живленням ізолюваної частини СЕП під час відключення чи порушення роботи;
- усунути проблеми з перевантаженням СЕП на певних ділянках за рахунок навмисного ізолювання частини СЕП та зняття навантаження з решти мережі;
- вирішити проблеми якості електроенергії за рахунок зниження гармонічних спотворень на навантаженнях.

При переході від ЦЖ до ОР має бути визначене обладнання, яке буде приймати участь у забезпеченні даного режиму. Тобто має бути визначені ДРГ, які будуть здатні забезпечити нормальний режим роботи, з відповідними показниками якості електропостачання для споживачів. У свою чергу, споживачі теж можуть бути класифіковані на групи відповідно до критичності їх відключення.

Методика вирішення зазначених питань висвітлюється в стандарті IEEE 1547 [6], який визначає пріоритетність функціонування ДРГ в ОР. Однею з важливих складових стандарту IEEE 1547 є питання «комунікації», а отже і вимог щодо ідентифікації обладнання, яке буде приймати участь в разі утворення ОР. Щодо такої ідентифікації існують наступні рекомендації [5].

По-перше, вимоги щодо відключення при пошкодженнях та за умови обриву фази повинні бути вирішені перед включенням ДРГ (які можуть бути відключені у разі виявлення утворення ненавмисного «острову»). По-друге, повинні виконуватися вимоги по режиму активної потужності, напруги та регулюванню частоти [5]. Надалі здатність ДРГ обмежувати свою активну потужність має пріоритет перед вимогами до функції регулювання напруги. Нарешті, повинні виконуватися інші вимоги, щодо реактивної потужності, можливості управління напругою та потужністю.

Крім того, IEEE 1547 визначає припинення подачі енергії як «припинення подачі активної потужності у сталих та перехідних режимах та обмеження обміну реактивною потужністю». Таким чином, це не впливає на СНЕ та передбачає можливість продовження її. Тобто навіть за умови отримання команди на відключення ДРГ, все одно залишається можливість генерації електроенергії при наявності СНЕ. Проте, у цьому стані обмін реактивною потужністю має бути меншим за 10 % або 3 % від паспортних даних для ДРГ потужністю відповідно до та понад 500 кВА.

Проте залишається питання ідентифікації виникнення ОР у частині СЕП, у якій даний режим не передбачений та «відношення» щодо даного явища зі сторони законодавства, як в Україні, так і нормативні вимоги до нього у країнах ENTSO-E. Маючи узагальнену інформацію щодо цього питання, формуються основні технічні вимоги/параметри як до функціонування частини РМ, так і до обладнання, яке функціонує в цій зоні.

#### **Нормативні документи щодо допустимості острівного режиму.**

Одним з основних документів ЄС, щодо нормування роботи об'єднаної європейської мережі електропостачання є Регламент Комісії (ЄС) № 2016/631 від 14 квітня 2016 року про встановлення мережевого кодексу стосовно вимог для приєднання виробників електроенергії до мереж (Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators) [2]. Також даний регламент частково унормовує питання роботи частини мережі в «острівному режимі».

Саме визначення острівного режиму є майже аналогічним, що і в КСП, оскільки при адаптації своєї нормативно правової бази, Україна спирається на норми, які діють в об'єднанні ENTSO-E. Відповідно до даного регламенту, статтею 15 (5) встановлюються загальні вимоги для генеруючих модулів типу С, щодо: здатності брати участь в острівному режимі, межі частоти та напруги, режими їх роботи тощо.

При розгляді питання моделювання роботи в острівному режимі, використовується стаття 52 (4) та стаття 55 (4), які встановлюють норми для моделювання на відповідність синхронних генеруючих модулів та модулів енергоцентрів типу С, де зазначається, що перед функціонуванням модулів в ОР мають бути проведені їх випробування, в результаті яких будуть продемонстровані характеристики генеруючого модуля. При задоволенні вимог, щодо випробувань, які прописані в зазначених статтях регламенту, випробування можуть вважатися успішними.

Дані вимоги, щодо роботи РМ в ОР є загально прийнятими в ЄС. Україна, яка мала на меті інтегруватися до Європейської мережі, майже ідентично вводила дані норми у свою нормативно-правову базу, тому далі проаналізуємо лише відмінності в зазначеному регламенті та КСП.

В українському законодавстві норми щодо острівного режиму детально прописані в КСП та відсутні в КСР, тому далі буде проаналізований саме КСП.

Слід зазначити, що при внесенні змін до КСП, щодо питань роботи в «острівному режимі» в більшій мірі розглядалося саме питання, щодо нормування проходження ОЕС України випробувань у лютому 2022, що було однією з умов, щодо приєднання української системи електропостачання до ENTSO – E. Через даний факт, в КСП існують вимоги, щодо роботи ОЕС України в острівному (ізолюваному) режимі, проте мають на увазі вимоги, які мали виконуватися при проходженні саме випробувань в мережі.

Враховуючи зазначений факт, встановлені норми у КСП та Регламент Комісії (ЄС) № 2016/631 майже аналогічні. З відмінностей можна зазначити наявність в КСП вимог, щодо участі у «острівному режимі» СНЕ [1], проте, про функціонування СНЕ більше зазначаються вимоги для випробувань, відносно яких раніше вже йшла мова.:

Тож спираючись на той факт, що Україна вже довгий час інтегрує свої внутрішні процеси (в тому числі і законодавство) до аналогів ЄС, не є дивним що і основні вимоги, щодо функціонування «острівного режиму» є ідентичними.

Регламент Комісії (ЄС) № 2016/631 не є єдиним документом, який нормує роботу РМ у ОР. Для детального нормування роботи РМ у ОР використовується стандарт IEEE 1547.4 [6], що використовується для проектування роботи РМ, враховуючи інтеграцію в неї ДРГ. Як зазначалося в розділі, щодо питання ідентифікації ОР, в даному стандарті представлені підходи та передовий досвід проектування, експлуатації та інтеграції ОР з використанням ДРГ у СЕП. Це включає можливість відокремлюватися від частини

територіальної СЕП і знову підключатися до неї, одночасно забезпечуючи живлення ізольованих споживачів. Цей стандарт розглядає питання використання ДРГ, управління ОР та забезпечення у такому режимі якості електропостачання, яка відповідає стандартам.

Також в стандарті IEEE 1547.4 перераховуються наступні переваги функціонування системи в ізольованому режимі [6]:

- підвищення надійності для споживачів;
- усунення проблем із перевантаженням системи електропостачання;
- вирішення проблем з якістю електроенергії;
- можливість обслуговування компонентів енергосистеми без переривання обслуговування споживачів.

Слід зазначити, що крім міжнародних стандартів у багатьох країнах є їх національні підходи та правила, щодо роботи частини РМ в ОР з використанням ДРГ. Аналіз, щодо такого різновиду нормативно-правових та технічних документів був проведений у роботі [3]. В таблицях 1 та 2 представлені матеріали та результати опрацювання й класифікації нормативно-правових документів за країнами походження.

**Таблиця 1.** Стандарти щодо інтеграції ДРГ та функціонування ОР (міжнародні).

Країна	Стандарт	Назва	Напрявлення
ЄС 2019	CLC/TC 50549-1	Вимоги до генеруючих станцій, які підключаються паралельно до РМ. Частина 1. Підключення до низьковольтної РМ.	Генеруючі установки типу В в мережі НН
ЄС 2013	EN 50438	Вимоги до мікрогенераторних установок, які підключаються для паралельної роботи з РМ НН	Мікрогенераторні станції менше 16 А на фазу в загально-доступних РМ НН 230/400 В. Генерація при СН та НН
Між-Народний 2011	IEC/IEEE/PAS 63547	Взаємозв'язок ДРГ з електроенергетичними системами	ДРГ менше 10 МВА
Між-Народний 2000	IEEE 929	Рекомендована практика для утилітарного інтерфейсу фотоелектричних систем	PV менше 10 кВт
Між-Народний 2018	IEEE 1547	Стандарт для взаємозв'язку ДРГ із системами електроенергії	Використання ДРГ при первинній або вторинній нарузі
Між-Народний 2013	UEN/EN/IEC 62109	Безпека силових перетворювачів для використання у фотоелектричних системах. Частина 2: Особливі вимоги до інвертора	PV при менше 1000 В
Між-Народний 2017	IEC 62898-1	Мікромережі — Частина 1: Рекомендації щодо планування та специфікації проектів мікромереж	Електричні системи змінного струму з навантаженнями та ДРГ, підключеними до НН або СН
Між-Народний 2018	IEC 62898-2	Мікромережі — Частина 2: Інструкції з експлуатації	Електричні системи змінного струму з навантаженнями та ДРГ, підключеними до НН/СН
Між-Народний 2020	IEC 62898-3-1	Мікромережі - Частина 3. Технічні вимоги. Захист і динамічний контроль	Електричні системи змінного струму з навантаженнями та ДРГ, підключеними до НН або СН
Між-Народний 2017	IEEE P2030.8	Тестування контролерів Microgrid	Процедури тестування різних функцій контролера мікромережі

Таблиця 2. Стандарти щодо інтеграції ДРГ та функціонування ОР (національні).

Країна	Стандарт	Назва	Напрявлення
Австралія 2016	AS A777-1	Приєднання енергетичних систем до мережі через інвертори Частина 1: Вимоги до встановлення	Інвертори менше 200 кВА при низькій напрузі
Австралія 2015	AS A777-2	Приєднання енергетичних систем через інвертори Частина 2: Вимоги до інвертора	Інвертори на низькій напрузі
Еквадор 2018	ARCONEL 003	Фотоелектрична мікро генерація для самозабезпечення кінцевого споживача електричною енергією	Фотоелектричні системи менше 100 кВт при НН або СН та менше 300 кВт для житлового використання, або менше 500 кВт для комерційного/промислового використання
Німеччина 2008	BDEW	Генеруючі станції, підключені до мережі СН	Системи виробництва електроенергії менше 100 кВА, підключені до НН
Німеччина 2011	VED-AR_N 4105	Системи виробництва електроенергії, підключені до РМ НН. Мінімальні технічні вимоги до підключення та паралельної роботи з РМ НН	Системи виробництва електроенергії менше 100 кВА, підключені до НН
Індія 2014	Gazette of India Part 3 - Sec.4	Технічні стандарти підключення ДРГ	ДРГ підключений до мережі
Італія 2019	CEI 0-21	Довідкові технічні правила приєднання активних і пасивних споживачів до НН	Активні та пасивні користувачі в системах розподілу менше 1 кВ (НН)
КНР 2012	GB-T 19964	Технічні вимоги до підключення фотоелектричної станції (PV) до енергосистеми	PV підключено до ВН, СН та НН
КНР 2006	GB-T20046	Фотоелектричні (PV) системи. Характеристика інтерфейсу утиліти	PV менше 10 кВА в РМ НН
Іспанія 2013	UNE 206007-1	Вимоги до підключення до системи живлення. Частина 1: Інвертори, підключені до мережі	Інвертори, підключені до загальнодоступної РМ
Британія 2014	G 59	Рекомендації щодо підключення генеруючої станції до систем розподілу ліцензованих ОСР	Генеруючі установки менше 17 кВт на фазу, або менше 50 кВт трифазної системи розподілу
Британія 2012	G 83	Рекомендації щодо підключення малогабаритних вбудованих генераторів (до 16 А на фазу), які пройшли типові випробування, паралельно з системами розподілу низької напруги	Малі вбудовані генератори менше 16 А на фазу в НН РМ 230/400 В
С.Ш.А 2005	UL 1741	Інвертори, перетворювачі, контролери та обладнання систем з'єднання для використання з розподіленими енергетичними ресурсами	ДРГ підключені до СЕП

На підставі аналізу інформації з наведених вище джерел щодо нормативно-правового регулювання використання ДРГ та управління «острівним режимом» в РМ, з'являється можливість сформулювати технічні вимоги, щодо забезпечення функціонування РМ у зазначеному режимі.

### **Технічні вимоги щодо забезпечення роботи в острівному режимі.**

Питання технічного управління РМ в ОР, має бути заздалегідь проаналізовано та забезпечений її нормальний режим роботи з дотриманням вимог до показників якості електропостачання в такому режимі. Якщо ж дане питання не розглядалося (наприклад на етапі проектування) для ділянки РМ, на якій виник ОР, то дане явище вважається «негативним острівним режимом». Саме тому для правильного функціонування РМ технічні вимоги/засоби мають бути визначені заздалегідь.

Також, слід звернути увагу на той факт, що при проектування зони РМ з можливим утворенням ОР, мають дотримуватися вимоги ДСТУ:ІЕС 61000-4-30-2010 [7], щодо дотримання на задовільному рівні показників якості електричної енергії.

Як раніше зазначалося, відносно нормативно-правових аспектів існує ряд вимог щодо генеруючого обладнання та особливостей його випробування. Це відбувається, оскільки наступні технічні проблеми можуть обмежувати ізолювану роботу локальних генераторів [8]:

- при функціонуванні в ОР частина мережі може залишитися без заземлення;
- не забезпечується відповідне керування частотою в ізолюваній частині мережі;
- не забезпечується достатній контроль напруги в ізолюваній частині мережі;
- з'являється необхідність використання додаткових захисних та комутаційних пристроїв для створення та балансування ізолюваної мережі;

- необхідно синхронізувати обладнання для повторного підключення острова до основної мережі;

Також підкреслюється ряд технічних вимог, які мають бути проаналізовані та виконані при плануванні функціонування мікромережі в ОР. Необхідно зібрати та визначити таку інформацію:

- обстеження майданчика (включаючи інвентаризацію рівня навантажень та процедури післяаварійного відновлення);
- розташування, параметри та конфігурацію конденсаторних батарей, обладнання для регулювання напруги, реакторів, захисного й секційного обладнання та трансформаторів;
- характеристики навантаження;
- характеристики ДРГ, джерело палива та можливість пуску в повністю автоматичному режимі;
- локальні параметри системи (наприклад, заземлення системи, рівні струмів короткого замикання, імпеданс джерела, засоби регулювання напруги, схеми систем захисту та автоматики);
- допустима напруга, частота та діапазон гармонік (з урахуванням нормальних та перехідних процесів);
- максимально допустима швидкість зміни частоти для потужності, що генерується;
- допустима асиметрія напруги у конкретній точці системи;
- допустимі межі динамічної стійкості;
- параметри та типи комутаційних апаратів;
- засіб підтвердження того, що передбачувана мікромережа, що функціонує в ОР по суті залишається такою самою, як раніше запланована;
- засоби захисту наявні в мікромережі;
- резерви для майбутнього розширення.

Перелічені технічні вимоги, демонструють загальні принципи, що виставляють стандарти до різного типу обладнання, яке має приймати участь у роботі в острівному режимі. В самих же стандартах вказаний ряд конкретних вимог до обладнання, але і вони відрізняють в залежності від регіону застосування.

Основна задача всіх перелічених вимог до обладнання, яке планується до використання в мікромережі при виникненні ОР, забезпечення стандартів якості електропостачання, які відповідно можуть бути різні в залежності від країни використання. Також має враховуватися можливість певного збільшення відхилення показників якості від норми (яка закріплена нормативними документами) при роботі в ОР в порівнянні з показниками якості, які мають бути забезпечені, при ЦЖ споживачів.

Відповідно до раніше розглянутих стандартів, існують різні вимоги, щодо функціонування ОР в частині РМ. У якості приклада вимоги щодо короткочасного відхилення напруги та частоти і граничний час спрацювання захисту представлені в таблицях 3-4, відповідно до стандартів, діючих у країнах представлених в таблицях 1-2.

Таблиця 3. Технічні вимоги щодо часу спрацювання захисту при короткочасному відхиленню напруги.

Стандарт	Функціонування	Нижня межа відхилення напруги 1 (%)	Нижня межа відхилення напруги 2 (%)	Верхня межа відхилення напруги 1 (%)	Верхня межа відхилення напруги 2 (%)
AS A777-2	Відхилення	22	-	від 9 до 13	-
	Спрацювання захисту (с)	2	-	2	-
BDEW	Відхилення	20	55	20	-
	Спрацювання захисту (с)	1,5-2,4	0,3	0,1	-
ARCONEL 003	Відхилення	10	-	10	-
	Спрацювання захисту (с)	1	-	1	-
VED-AR_N 4105	Відхилення	20	-	10	15
	Спрацювання захисту (с)	0,1	-	0,1	0,1
CLC/TS 50549-1	Відхилення	15	-	20	30
	Спрацювання захисту (с)	-	-	-	-
CEI 0-21	Відхилення	15	60	10	15
	Спрацювання захисту (с)	0,4	0,2	603	0,2
IEC/IEEE/PAS 63547 < 30 kW	Відхилення	12	50	10	20
	Спрацювання захисту (с)	2	0,1	1	0,16
IEEE 929	Відхилення	12	50	10	37
	Спрацювання захисту (с)	2	0,1	2	0,03
IEEE 1547 Category I	Відхилення	30	-55	10	20
	Спрацювання захисту (с)	2	0,16	2	0,16
IEEE 1547 Category II	Відхилення	30	55	10	20
	Спрацювання захисту (с)	10	0,16	2	0,16

Таблиця 4. Технічні вимоги щодо часу спрацювання захисту при короткочасному відхиленню частоти.

Стандарт	Функціонування	Нижня межа відхилення частоти 1 (Гц)	Нижня межа відхилення частоти 2 (Гц)	Верхня межа відхилення частоти 1 (Гц)	Верхня межа відхилення частоти 2 (Гц)
AS A777-2	Відхилення	3	-	2	-
	Спрацювання захисту (с)	2	-	2	-
BDEW	Відхилення	2,5	-	2	-
	Спрацювання захисту (с)	0,1	-	0,1	-
ARCONEL 003	Відхилення	0,5	-	0,5	-
	Спрацювання захисту (с)	-	-	-	-
CLC/TS 50549-1	Відхилення	1,5	2,5	1,5	-
	Спрацювання захисту (с)	-	-	-	-
CEI 0-21	Відхилення	0,5	2,5	0,2	1,5
	Спрацювання захисту (с)	0,1	0,1 - 4	0,1	0,1 - 1
IEC/IEEE/PAS 63547 < 30 kW	Відхилення	0,7	-	0,5	-
	Спрацювання захисту (с)	0,16	-	0,16	-
IEEE 929	Відхилення	0,7	-	0,5	-
	Спрацювання захисту (с)	0,1	-	0,1	-
IEEE 1547 Category I	Відхилення	1,5	3,5	1,2	2
	Спрацювання захисту (с)	300	0,16	300	0,16
IEEE 1547 Category II	Відхилення	1,5	3,5	1,2	2
	Спрацювання захисту (с)	300	0,16	300	0,16

### Висновки

В роботі проведено аналіз питань щодо нормативно-правової допустимості, ідентифікації та технічних умов забезпечення функціонування ОР в розподільній мережі.

Проведено аналіз та порівняння нормативно-правової бази стосовно питання можливості застосування та функціонування ОР в країнах Європейського Союзу та в Україні. Зазначено, що в українських законах поняття ізольованого режиму («острівного») у своїй більшості пов'язано не з функціонуванням частини РМ в автономному режимі, а з випробуваннями усєї об'єднаної енергосистеми України, які проводилися в лютому 2022 року відповідно до вимог інтеграції до мереж зони країн ENTSO-E і безпосередньо не відносяться до питання формування ОР у РМ. Наведено основні міжнародні та національні стандарти, які нормують питання використання ДРГ, СНЕ та забезпечення ОР в РМ.

При розгляді питання ідентифікації ОР, було зазначено, що така процедура має бути виконана не лише за рахунок технічного обладнання, що має ідентифікувати зону, яка перейшла в ОР, а і бути заздалегідь спланованою та здійснена попередня класифікація ДРГ та споживачів на такі, які будуть приймати участь у забезпеченні функціонування такого режиму у частині РМ, й такі, що мають бути тимчасово відключені. У разі виникнення острівного режиму у РМ без попереднього планування, таке явище буде вважатися «небажаним».

Досліджені питання стосовно технічного забезпечення функціонування ОР в РМ, з дотриманням відповідних вимог до показників якості електропостачання відповідно до ДСТУ ІЕС 61000-4-30:2010. Зазначено ряд переваг та недоліків, які виникають при функціонування частини РМ в «острівному» режимі, підкреслено, що з метою запобігання виникненню додаткових недоліків/невідповідностей у зазначеному режимі, мають бути визначені та реалізовані відповідні технічні рішення. У протилежному випадку, доцільнішим буде запобігти можливості виникнення ОР у даній частині РМ, що дозволить захистити споживачів від можливих пошкоджень (виходу з ладу) електрообладнання у разі значного відхилення показників якості електропостачання від діючих норм.

Зважаючи на поточну ситуацію в енергетиці України, питання забезпечення функціонування розподільчих мереж в ОР, набуває значно більшої актуальності і повинно розглядатися далі з метою його оптимального впровадження для підвищення надійності забезпечення споживачів електропостачанням.

### Список використаної літератури

1. Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2018 р. № 309 : станом на 21 трав. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 25.09.2022).
2. Регламент Комісії (ЄС) № 2016/631 від 14 квітня 2016 року про встановлення мережевого кодексу щодо вимог для приєднання виробників електроенергії до мереж : Регламент Європ. Союзу від 14.04.2016 р. № 2016/631. URL: [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984\\_027-16#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_027-16#Text) (дата звернення: 25.09.2022).
3. IEC TS 62898-1:2017. Microgrids - Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. Effective from 2017-12-31. Official edition. 2017. URL: <https://webstore.iec.ch/publication/28363> (date of access: 25.09.2022).
4. Castro-Sayas F., Clarke G. THE COSTS AND BENEFITS OF EMBEDDED GENERATION ISLANDING OPERATION. URL: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/20350839> (date of access: 25.09.2022).
5. Microgrid and Distributed Energy Resources Standards and Guidelines Review: Grid Connection and Operation Technical Requirements / D.Rebollal et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 3. P. 523. URL: <https://doi.org/10.3390/en14030523> (date of access: 25.09.2022).
6. SASB/SCC21. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. Effective from 2018-04-06. Official edition. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/> (date of access: 25.09.2022).
7. ДСТУ ІЕС 61000-4-30:2010. Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії. Чинний від 2010-09-01. Вид. офіц. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0400774-19#Text> (дата звернення: 25.09.2022).
8. Distributed Generation Islanding Effect on Distribution Networks and End User Loads Using the Load Sharing Islanding Method / M. Kreishan et al. *Energies*. 2016. Vol. 9, no. 11. P. 956. URL: <https://doi.org/10.3390/en9110956> (date of access: 25.09.2022).



**ANALYSIS OF REGULATORY DOCUMENTATION AND TECHNICAL REQUIREMENTS REGARDING THE FUNCTIONING OF THE NETWORK IN "ISLAND MODE"**

*The article examines main issues regarding the admissibility and conditions of operation of microgrids in the so-called "islanding mode" (IM), namely: identification of the appearance of an IM, regulatory and legal aspects of admissibility, and technical requirements for its implementation. Main methods and approaches to the issue of identification of IM, concepts of "planned" and "unwanted" IM are analyzed, possible advantages and consequences of the operation of a part of the distribution network in the IM are considered. An analysis and comparison of the legal framework regarding the possibility of IM usage in the countries of the European Union and Ukraine was carried out. Changes to the national legislation regarding the harmonization of regulatory documentation of Ukraine and the European Union, which were caused by Ukraine's desire to integrate its energy system into the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), are presented. The normative and legal documentation of both national and international use, regarding the norms of integration into the distribution networks of sources of distributed generation and their functioning in the IM, is presented and reviewed. Issues related to the technical support of the operation of the IM in the distribution network, subject to compliance with the relevant requirements for power supply quality indicators, are considered. Additionally, analysis of the advantages that distribution networks and consumers have with the possibility of using IM was carried out and the problems that may arise in the event of incorrect planning, identification and technical implementation of the isolated operation of a part of the network with local energy sources were identified. Information has been collected and presented regarding the maximum limits to the frequency and voltage in the distribution network, which are permissible for short-term deviations of these indicators depending on the standard that regulates the operation of the corresponding distribution networks. The importance of taking into account all the previously mentioned aspects of the operation of distribution networks in the IM is summarized, and conclusions are drawn regarding the feasibility of ensuring the possibility of the operation of networks in the specified mode in Ukraine.*

**Key words:** island mode, distributed generation sources, distribution network, renewable energy sources, energy storage systems.

**References**

1. Pro zatverdzhennya Kodeksu sistemi peredachi : Postanova Nac. komis., sho zdiysnyuye derzh. reguluyuvannya u sferah energetiki ta komun. poslug vid 14.03.2018 r. № 309 : stanom na 21 trav. 2022 r. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (date of access: 25.09.2022).
2. Reglament Komisiyi (YeS) № 2016/631 vid 14 kvitnya 2016 roku pro vstanovlennya merezhevo go kodeksu shodo vimog dlya priyednannya virobnykiv elektroenergiyi do merezh : Reglament Yevrop. Soyuzu vid 14.04.2016 r. № 2016/631. URL: [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984\\_027-16#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_027-16#Text) (date of access: 25.09.2022).
3. IEC TS 62898-1:2017. Microgrids - Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. Effective from 2017-12-31. Official edition. 2017. URL: <https://webstore.iec.ch/publication/28363> (date of access: 25.09.2022).
4. Castro-Sayas F., Clarke G. THE COSTS AND BENEFITS OF EMBEDDED GENERATION ISLANDING OPERATION. URL: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/20350839> (date of access: 25.09.2022).
5. Microgrid and Distributed Energy Resources Standards and Guidelines Review: Grid Connection and Operation Technical Requirements / D. Rebolal et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 3. P. 523. URL: <https://doi.org/10.3390/en14030523> (date of access: 25.09.2022).
6. SASB/SCC21. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. Effective from 2018-04-06. Official edition. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/> (date of access: 25.09.2022).
7. DSTU IEC 61000-4-30:2010. Elektromagnitna sumisnist. Chastina 4-30. Metodi viprobuvannya ta vimiryuvannya. Vimiryuvannya pokaznykiv yakosti elektrichnoyi energiyi. Chinnij vid 2010-09- 01. Vid. ofic. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0400774-19#Text> (date of access: 25.09.2022).
8. Distributed Generation Islanding Effect on Distribution Networks and End User Loads Using the Load Sharing Islanding Method / M. Kreishan et al. *Energies*. 2016. Vol. 9, no. 11. P. 956. URL: <https://doi.org/10.3390/en9110956> (date of access: 25.09.2022).

Надійшла 29.10.2022

Received 29.10.2022