

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

УДК 621.311:681.3

DOI 10.20535/1813-5420.3.2021.251196

Д.О. Олефір, ORCID 0000-0002-1154-6127

В.Ю.Бабіч, ORCID 0000-0002-4922-6313

ПрАТ «Укргідроенерго»

І.В. Блінов, д-р. техн. наук, ORCID 0000-0001-8010-5301

Інститут електродинаміки НАН України,

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОЕС УКРАЇНИ РЕСУРСАМИ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ

Розглянуто основні вимоги до обсягів надання допоміжних послуг в ОЕС України, зокрема резерву підтримання частоти та резервів відновлення частоти. Показано вплив відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на баланс виробництва та споживання електричної енергії. Розглянуте місце гідроелектростанцій в сучасних умовах функціонування ОЕС України та структурі ринку допоміжних послуг. Показано, що за існуючої в ОЕС України структури виробничих потужностей фактично лише агрегати ГЕС та ГАЕС здатні балансувати швидкозмінний графік навантажень відновлюваних джерел енергії за рахунок їх високої маневреності. Наведено особливості роботи агрегатів ГЕС у нормальних та аварійних режимах. Означені перспективи розвитку допоміжних послуг в ОЕС України. За результатами аналізу особливостей функціонування ОЕС України відзначено потребу оновлення нормативної бази, зокрема і Кодексу системи передачі в частині актуалізації вимог щодо мінімально необхідних обсягів резервів для регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України з огляду на зростання частки нерегульованих ВДЕ у структурі виробничих потужностей. Запропоновані окремі заходи для підвищення рівня операційної безпеки режимів в умовах подальшого розвитку ВДЕ та планів синхронізації ОЕС України з енергосистемами ENTSO-E. Бібл. 18, рис. 4.

Ключові слова: ринок електричної енергії, електроенергетична система, гідроелектростанція, резерв відновлення частоти, резерв підтримання частоти

Вступ. В Україні вже більше двох років функціонує лібералізований ринок електроенергії [1,2]. В той час, як запуск організованих сегментів ринку [3-5] електричної енергії України відбувся вже у липні 2019 року, початок функціонування ринку допоміжних послуг [6, 7] заримувався внаслідок тривалої за часом процедури сертифікації енергоагрегатів електростанцій до надання окремих видів допоміжних послуг. Тому перші торги у цьому ринковому сегменті відбулися вже у березні 2020 року. При цьому Оператор системи передачі (ОСП) в Україні (НЕК «Укренерго») неодноразово вдавався до впровадження технологічних обмежень як на обсяги генерації (зокрема, для станцій з відновлюваними джерелами – ВДЕ), так і в частині імпорту/експорту електричної енергії. Проте згідно оприлюдненої на офіційному сайті НЕК «Укренерго» ретроспективної інформації, частка торгів на балансуєчому ринку не часто перевищує 5%, що свідчить про достатньо якісний рівень прогнозування балансу виробництва і споживання електричної енергії. Тому суть проблем балансування режимів ОЕС України полягає передусім у невідповідності наявних ресурсів допоміжних послуг фактичним потребам підтримки операційної безпеки режимів ОЕС України.

Мета та завдання. Публікація присвячена висвітленню результатів дослідження сучасного стану, проблем та перспектив подальшого розвитку сегменту допоміжних послуг в Україні. Дослідження виконувалися аналізом нормативно-правової бази функціонування ринку допоміжних послуг та ретроспективної інформації, оприлюдненої НЕК «Укренерго», як оператора системи передачі.

Матеріал і результати досліджень. Розглянемо основні вимоги до обсягів послуг регулювання режимів ОЕС України. Основним документом, який регламентує вимоги до надання допоміжних послуг, є Кодекс системи передачі (КСП) [8]. Так, відповідно до вимог Глави 8 Розділу V КСП, резерв підтримання частоти (РПЧ) повинен складати ± 1000 МВт для відокремленого від інших енергосистем режиму роботи ОЕС України. При цьому у КСП передбачається, що у ізольованому режимі роботи енергосистеми України величина 1000 МВт може бути загальним обсягом РПЧ та резервів відновлення частоти (РВЧ). Така вимога

обумовлена економічною доцільністю підтримання РПЧ. За умови синхронної роботи з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії чи ENTSO-E, обсяг РПЧ відповідним чином розраховує і затверджує ОСП. Для ОЕС України такий обсяг може складати близько ± 140 -190 МВт. Тому тримати більші обсяги РПЧ для ізольованого режиму не доцільно.

В частині вимог до обсягів РВЧ та резервів заміщення (РЗ) КСП регламентує 1000 МВт резервів на завантаження та 500 МВт – на розвантаження.

Згідно з реєстром одиниць надання допоміжних послуг, оприлюдненим на офіційному веб-сайті НЕК «Укренерго» 22.09.2021 в ОЕС України в аукціонах на закупівлю допоміжних послуг можуть брати участь 18 електростанцій [9]. З них – вісім ГЕС, вісім ТЕС, одна ТЕЦ та одна АЕС. Сумарний обсяг сертифікованих РПЧ станом на 22.09.2021 складав ± 270 МВт, автоматичні РВЧ (аРВЧ) – 1714 МВт (± 978 МВт), ручні РВЧ (рРВЧ) – 4091 МВт (-4040 МВт) і РЗ – 4840 МВт.

Слід зауважити, що вимоги КСП в частині регулювання частоти та потужності формувалися на основі нормативних документів, затверджених Мінпаливенерго України ще у 2009 році, зокрема, мова іде про СОУ-Н ЯЕК 04.156:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України», і протягом останніх двох років в цій частині не переглядалися. Тому ці вимоги не враховують зміни у структурі виробничих потужностей ОЕС України, передусім збільшення частки ВДЕ та їх впливу на небаланси в ОЕС України [10, 11]. Так з 2018 до 2021 року встановлена потужність сонячних (СЕС) та вітрових (ВЕС) зросла з 1100 МВт до 7000 МВт [12, 13].

За останні три роки відбулося значне розбалансування ОЕС України внаслідок стрімкого та неконтрольованого введення в роботу ВДЕ, передусім СЕС та ВЕС. Розвитку ж та збільшенню обсягів швидких резервів потужності у енергосистемі не надавалося достатньої уваги. Підтвердженням цьому є той факт, що у Звіті з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2020 році [14], затвердженого Постановою НКРЕКП від 16.06.2021 №975 зазначається, що з метою збільшення виробництва електроенергії електростанціями з використанням ВДЕ без застосування обмежень з боку диспетчера НЕК «Укренерго» (зменшення навантаження електростанцій на ВДЕ), в ОЕС України повинно бути не менше 2 ГВт високоманеврених потужностей. Таким чином, КСП потребує перегляду в частині визначення мінімально необхідних обсягів резервів для регулювання частоти та потужності в ОЕС України.

Вплив ВДЕ на баланси виробництва/споживання електричної енергії.

Як відомо, фактичний графік навантажень СЕС та ВЕС має різко змінний характер, обумовлений швидкоплинністю зміни погодних умов у місцях розташування ВДЕ. За оцінками НЕК «Укренерго» [12] ще у 2018 році зміна потужності СЕС та ВЕС у суміжні інтервали одиниці реального часу (15 хвилин) складала близько 450 МВт.

Суттєве збільшення встановленої потужності ВДЕ призводить до збільшення коливань нерегульованого відпуску електричної енергії в ОЕС України. Розглянемо приклад фактичного графіку роботи однієї з СЕС, що експлуатується в ОЕС України (рис.1). Встановлена потужність зазначеної електростанції складає близько 18 МВт. У період з 12⁰⁰ до 13⁰⁰ 29.06.2021 мінімальне значення навантаження зазначеної СЕС складало 3 МВт, а максимальне – 14,5 МВт. Протягом 2-3 хвилин зміна потужності становила 10,5 МВт, або 58,3% від встановленої потужності СЕС.

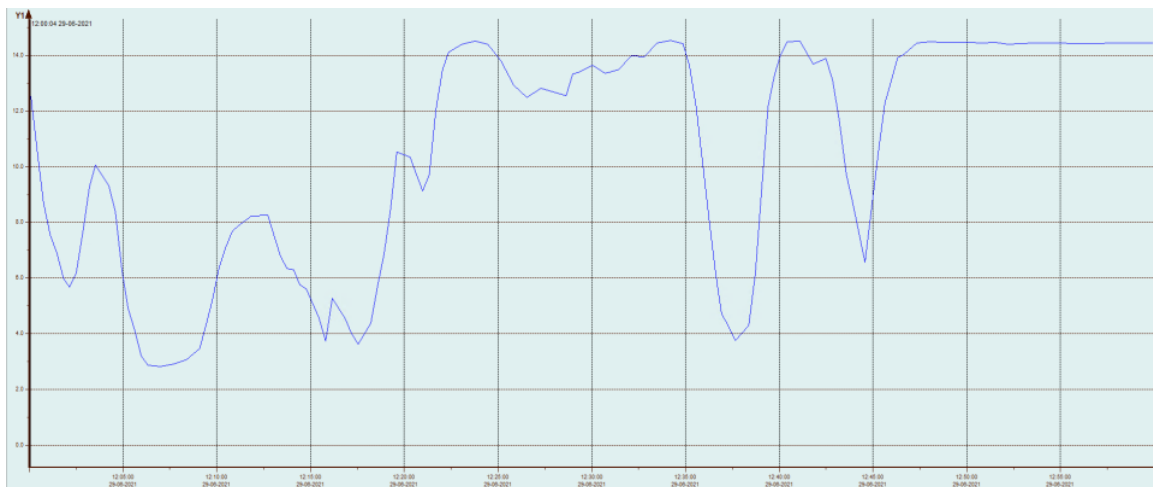


Рисунок 1 – Фактична зміна потужності СЕС протягом години 29.06.2021.

Згідно оприлюдненої НЕК «Укренерго» ретроспективній інформації про добові графіки виробництва/споживання електричної енергії в ОЕС України (рис.2), у період з 12⁰⁰ до 13⁰⁰ 29.06.2021 сумарна потужність ВДЕ становила 3149 МВт, з яких домінуючу частку у цю годину доби складають саме СЕС. Навіть з урахуванням взаємної компенсації коливань потужності окремих СЕС в різних частинах ОЕС України зміна потужності ВДЕ у суміжні інтервали одиниць реального часу може досягати 1000 МВт. Для більш точної оцінки коливань генерації ВДЕ в ОЕС України необхідні відповідні ґрунтовні дослідження. В межах даної публікації на якісному рівні показана потреба у збільшенні в порівнянні з потребами трирічної давнини ресурсах підтримки частоти для компенсації коливань потужності ВДЕ.

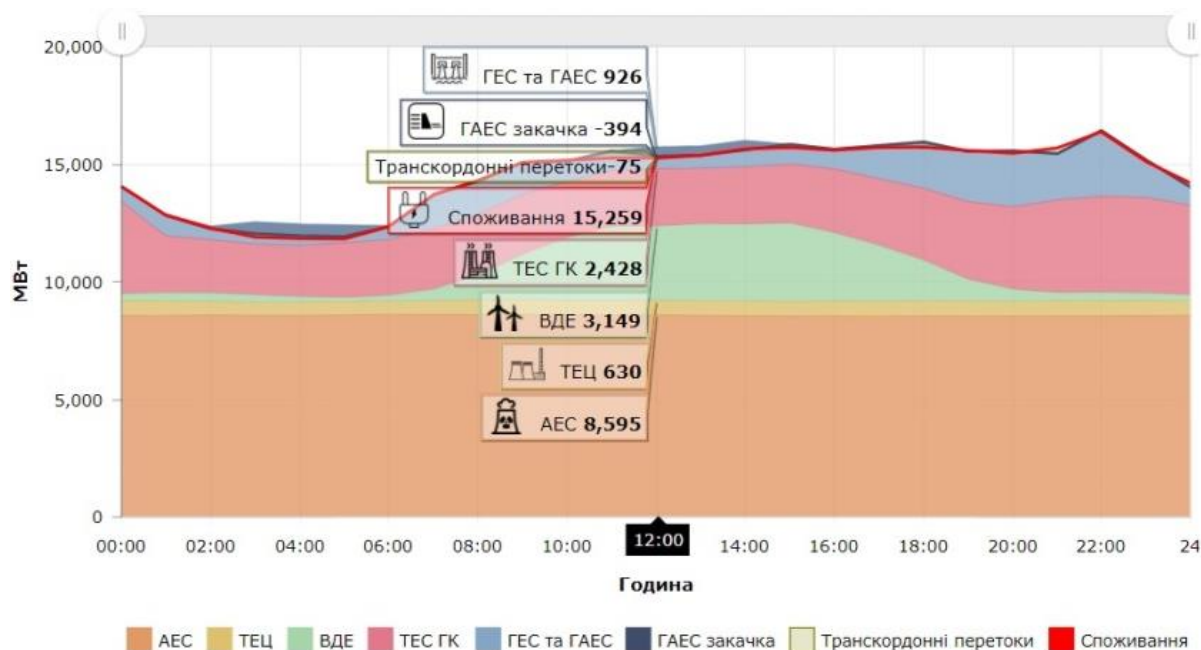


Рисунок 2 – Добовий графік виробництва/споживання електричної енергії в торговій зоні ОЕС України за 29.06.2021 (джерело НЕК «Укренерго»)

Слід окремо наголосити, що коливання потужності ВДЕ відбуваються у проміжках часу кілька хвилин. Тому задача компенсації коливань розв'язується послугами РПЧ, що призводить до відповідного збільшення вимог до обсягів РВЧ.

Значення гідроелектростанцій у структурі допоміжних послуг.

Оскільки АЕС покривають базове навантаження, а електростанції на ВДЕ не мають механізмів для балансування, основне навантаження для підтримки балансу між виробництвом та споживанням електроенергії при різких змінах потужності ВДЕ покладається на ТЕС та ГЕС (ГАЕС). Слід врахувати, що зміна навантаження на енергоблоках ТЕС відбувається із швидкістю 3-5 МВт за хвилину і для компенсації коливань потужності ВДЕ і для надійної компенсації коливань потужності ВДЕ в ОЕС України необхідно утримувати до 3000 МВт потужностей РПЧ, що наразі фізично неможливо.

Проблема суттєвої нестачі РПЧ в ОЕС України наразі вирішується в основному значними обсягами послуги РВЧ, яку надають передусім ГЕС та ГАЕС. Тому за існуючої в ОЕС України структури виробничих потужностей лише агрегати ГЕС та ГАЕС здатні балансувати швидкозмінний графік навантажень СЕС за рахунок їх високої маневреності (зміна потужності на агрегатах ГЕС та ГАЕС ПрАТ «Укргідроенерго» триває від кількох десятків секунд до декількох хвилин).

Наприклад, графік роботи за 29.06.2021 Середньодніпровської ГЕС, гідроагрегати якої постійно підключені до системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОЕС України, наведено на рис. 3. Гідрогенератори цієї ГЕС протягом доби кожні 2-3 хвилини отримували в автоматичному режимі нові команди центрального регулятора САРЧП ОЕС України.



Рисунок 3 – Робота агрегатів Середньодніпровської ГЕС під управлінням центрального регулятора САРЧП ОЕС України.

Гідроенергетика завжди відігравала винятково важливу роль у функціонуванні ОЕС України. В майбутньому її позиції будуть зміцнюватись передусім в частині балансування режимів на фоні подальшого зростання частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України [15]. Сьогодні ПрАТ «Укргідроенерго» має на балансі високоманеврові потужності на ГЕС та ГАЕС та першим приймає все навантаження щодо підтримання балансу потужностей в ОЕС України у нормальних, а особливо – у аварійних режимах. Так протягом 2019-2020 років ПрАТ «Укргідроенерго» успішно провело сертифікацію гідроагрегатів на восьми гідроелектростанціях для надання допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності. Крім того, у 2021 році продовжується робота щодо сертифікації додаткових агрегатів. Зокрема, наразі планується сертифікація 6 гідроагрегатів для надання послуги рРВЧ, та 9 гідроагрегатів для надання послуги рРВЧ.

Слід зауважити, що робота агрегатів ГЕС у нормальних та аварійних режимах суттєво відрізняється. Якщо у нормальному режимі відбуваються постійні зміни навантаження відповідно до сумарного коливання змін електроспоживання та потужності ВДЕ протягом 2-3 хвилин, то аварійне відключення енергоблоку АЕС призводить до максимального у цей момент часу завантаження агрегатів ГЕС. Аварійне завантаження ГЕС на повну потужність триває до реалізації послуги РЗ (третинне регулювання) на енергоблоках ТЕС (рис. 4).

Незважаючи на широкі технічні можливості використання гідроагрегатів у маневрених режимах, технічні можливості функціонування каскадів ГЕС мають ряд обмежень. Оскільки енергоносієм для ГЕС є гідроресурси річок, то і потужність гідроелектростанцій має узгоджуватись із наявними обсягами стоку річкової води. Тому обсяги виробництва електричної енергії каскадом ГЕС завжди мають нижню межу, зумовлену екологічними потребами санітарного стоку води та умовою недопущення переповнення водосховищ. Тому у періоди паводку ПрАТ «Укргідроенерго» має збільшувати мінімальні обсяги генерування електричної енергії, або здійснювати холостий спуск води із водосховищ (за системними обмеженнями на обсяги виробництва електричної енергії в ОЕС України), що призводить до появи втраченої вигоди.

Крім того, існує верхня межа відпуску електричної енергії каскадом ГЕС, зумовлена поточними обсягами стоку води у річках та умовою недопущення повного осушення водосховищ. Найбільш відчутно верхня межа відпуску електричної енергії для ГЕС спостерігається у періоди посухи.

Таким чином, обсяги відпуску електричної енергії каскадом ГЕС безпосередньо пов'язуються із природними обсягами стоку річкових вод та обсягами споживання річкової води для господарських потреб та потреб населення. Фактично наведені чинники не піддаються регулюванню, що суттєво збільшує ризики для операційної безпеки режимів ОЕС України з огляду на домінування ГЕС і ГАЕС у сегменті допоміжних послуг. Тому, не зважаючи на ефективність відпуску електричної енергії каскадом ГЕС та широкі можливості регулювання обсягів такого відпуску, для ОЕС України доцільним є і створення альтернативних обсягів ресурсів підтримки операційної безпеки режимів [14, 17, 18].



Рисунок 4 – Робота агрегатів ГЕС під управлінням центрального регулятора САРЧП ОЕС України при аварійному відключенні енергоблоку АЕС.

Сьогодні одним з дискусійних питань є участь агрегатів ГЕС у первинному регулюванні частоти, що потребує виконання відповідного аналізу та досліджень. Зокрема за умов нормального режиму роботи ОЕС України участь ГЕС у первинному регулюванні є недоцільною з наступних причин:

ГЕС є єдиним резервом потужності в енергосистемі України, що не залежить від поставок палива (газу, вугілля, мазуту), а залежить від наявності/відсутності гідроресурсів та поточних метеоумов. Використання гідроресурсів для потреб підтримання частоти (первинне регулювання) призведе до відсутності гідроресурсів для відновлення частоти (автоматичне та ручне вторинне регулювання частоти та потужності) та обмеження можливостей ОСП для балансування в ОЕС України;

- спрацювання водосховищ ГЕС повинно враховувати потреби інших водокористувачів, і тому ГЕС повинні, по-можливості, дотримуватися добового диспетчерського графіку й добових скидів води;

- у певні години доби гідроагрегати ГЕС повністю розвантажуються й відключаються від мережі для підтримання балансу потужності в ОЕС України, що призводить до відсутності резервів підтримання частоти на ГЕС у цей період.

З іншого боку ГЕС мають бути готовими у будь який момент часу до регулювання частоти у ізолюваному енергорайоні.

Перспективи розвитку допоміжних послуг в ОЕС України.

Наразі ОЕС України функціонує паралельно з енергооб'єднанням енергосистем країн СНД та Балтії, що накладає відповідні узгоджені із цими країнами зобов'язання, зокрема і нормовані обсяги резервів первинного та вторинного регулювання частоти і потужності в національній енергосистемі.

В умовах збільшення частки ВДЕ у структурі виробничих потужностей ОЕС України підвищуються і вимоги до аварійних резервів. Так за вимкнення найпотужнішого в ОЕС України енергоблоку АЕС 1000 МВт, необхідно компенсувати не тільки цю потужність, але і моментальні коливання обсягів відпуску електричної енергії з ВДЕ. При цьому обсягів наявних резервів відновлення частоти буде недостатньо, і ОЕС України не зможе виконувати погоджені обсяги відхилення сальдо перетоків потужності. Тому нормативно-правова база української електроенергетики, зокрема і КСП потребує коригування відповідних вимог до обсягів ресурсів допоміжних послуг, а ОЕС України потребує збільшення обсягів придбання ОСП резервів для підтримання та відновлення частоти на ринку допоміжних послуг, а також введення в дію додаткових маневрових потужностей, здатних забезпечити операційну безпеку режимів в умовах подальшого зростання встановленої потужності ВДЕ.

Враховуючи, що одним з пріоритетів розвитку ОЕС України є перехід на синхронну роботу з енергооб'єднанням ENTSO-E, необхідно здійснити ряд заходів, серед яких основними є наявність достатніх резервів для регулювання частоти та потужності, а також позитивні результати тестувань роботи ОЕС України у відокремленому від сусідніх енергосистем режимі з регулюванням частоти на заданому рівні.

Для розв'язання цих та інших нагальних задач необхідно здійснити ряд заходів, а саме: внесення змін до нормативної бази щодо обсягів резервів на потреби регулювання частоти та активної потужності, прискорене проведення сертифікаційних випробувань енергоблоків та агрегатів електростанцій, а також збільшення обсягів закупівлі відповідних резервів ОСП на ринку допоміжних послуг.

Висновки. За результатами аналізу особливостей функціонування ОЕС України відзначено потребу оновлення Кодексу системи передачі в частині актуалізації вимог щодо мінімально необхідних обсягів резервів для регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України з огляду на зростання частки нерегульованих ВДЕ у структурі виробничих потужностей, яке призводить до потреби збільшення обсягів ресурсів регулювання режимів. Відзначено, що ГЕС і ГАЕС фактично домінують у сегменті допоміжних послуг України, оскільки єдиним джерелом високоманеврених (пікових) потужностей в ОЕС України і саме ГАЕС забезпечують згладжування графіку споживання електричної енергії, а останнім часом і компенсацію відпуску електроенергії з ВДЕ. Реконструкція існуючих потужностей ГЕС і ГАЕС та будівництво нових є необхідною умовою для підтримки операційної безпеки режимів, а також збільшення можливостей для синхронізації ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E. Враховуючи неконтрольовані обсяги водних ресурсів річок також доцільним є впровадження додаткових ресурсів регулювання режимів для підвищення надійності функціонування ОЕС України. Означені заходи дозволять підвищити рівень операційної безпеки режимів в умовах подальшого розвитку ВДЕ та планів синхронізації ОЕС України з ENTSO-E.

Список використаних джерел:

1. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII.
2. Блінов І.В. Проблеми функціонування та розвитку ринку електричної енергії України. (за матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України 3 лютого 2021 р.). Вісник НАН України. 2021. № 3. С. 20-28. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.005>
3. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Правил ринку» №307 від 14.03.2018 .
4. Постанова НКРЕКП «Про затвердження правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку» №308 від 14.03.2018
5. Иванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуєчого ринку електроенергії України // *Промелектро*. 2016. № 4-5. С. 8–12.
6. Баталов А.Г., Денисевич К.Б., Олефір Д.О. Перспективи створення і розвитку балансуєчого ринку та ринку допоміжних послуг в ОЕС України. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2010. №. 25. С. 14-20.
7. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 5. С. 55 – 60.
8. Блінов І.В., Парус Є.В., Рибіна О.Б. Способи визначення плати електростанціям за готовність та фактичне надання послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в Україні // *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2012. № 33. С. 128-134
9. Постанова НКРЕКП «Про затвердження кодексу системи передачі» №309 від 14.03.2018
10. Реєстр одиниць надання допоміжних послуг для ОЕС України // НЕК «Укренерго». 2021. <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/09/Reyestr-vid-22.09.2021.pdf> (Доступ: 30.11.2021)
11. Иванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О., Складові моделі для аналізу впливу відновлюваних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії в Україні// *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. с. 72-75 DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072>

12. Кириленко О.В., Басок Б.І., Базєєв Є.Т., Блінов І.В. Енергетика України та реалії глобального потепління// *Технічна електродинаміка*. 2020. № 3. С 52-61.
13. Аналітичний звіт до питання розвитку ВЕС та СЕС в складі ОЕС України // НЕК «Укренерго». 2018. С. 11 <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/ANALITYCHNYJ-ZVIT-2.pdf> (Доступ: 30.11.2021)
14. Басок Б.І., Буткевич О.Ф., Дубовський С.В. Техніко-економічні аспекти оцінювання перспектив декарбонізації об'єднаної енергосистеми України// *Технічна електродинаміка*. 2021. №5. С.55–62. doi.org/10.15407/techned2021.05.055.
15. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2020 році // НЕК «Укренерго». 2020. С. 122
16. Кулик М.М., Кириленко О.В. Стан та перспективи гідроенергетики України // *Технічна електродинаміка*. 2019. №4. С. 56–64. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.04.056>
17. Kulyk M., Zgurovets O. Modeling of Power Systems with Wind, Solar Power Plants and Energy Storage // Part of the Book Studies in Systems, Decision and Control book series (SSDC, volume 298), 2020. P.p. 231-245. Springer. DOI:https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_15
18. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы. Под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко. К.: Ин-т электродинамики НАН Украины. 2014. 408 с.

D. Olefir, ORCID 0000-0002-1154-6127

V. Babich, ORCID 0000-0002-4922-6313
PJSC "Ukrhydroenergo"

I. Blinov, ORCID 0000-0001-8010-5301

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine
National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

CURRENT PROBLEMS OF PROVIDING FREQUENCY AND POWER REGULATION RESOURCES TO IPS OF UKRAINE

The main requirements for the volume of ancillary services in the IPS of Ukraine are considered. In particular, the requirements for the frequency maintenance reserve and frequency recovery reserves. The influence of renewable energy sources (RES) on the balance of production and consumption of electricity is shown. The place of hydroelectric power plants in the modern conditions of functioning of the IPS of Ukraine and the structure of the ancillary services market is considered. It is shown that in fact, according to the existing structure of production facilities in the IPS of Ukraine, only HPP and HPSP units are able to balance the fast-changing load schedule of renewable energy sources due to their high maneuverability. Features of operation of HPP units in normal and emergency modes are given. Prospects for the development of ancillary services in the IPS of Ukraine are identified. The need to update the regulatory framework was noted according to the results of the analysis of the peculiarities of the functioning of the IPS of Ukraine. It is noted that it is necessary to clarify the Transmission System Code in terms of updating the requirements for the minimum required reserves for frequency control in the IPS of Ukraine given the growing share of unregulated RES in the structure of production capacity. Some measures are proposed to increase the level of operational security of regimes in the conditions of further development of RES and plans for synchronization of UES of Ukraine with ENTSO-E energy systems. Bibl. 18, fig. 4.

Key words: electricity market, power system, hydroelectric power station, frequency recovery reserve, frequency maintenance reserve

References

1. On Electricity Market: The Law of Ukraine. No. 2019-VIII of 13.04.2017.
2. Blinov I.V. Problems of functioning and development of a new electricity market model in Ukraine (According to the scientific report at the meeting of the Presidium of NAS of Ukraine, February 3, 2021)// *Visn. Nac. Acad. Nauk Ukr.* 2021. No 3. Pp. 20-28.(Ukr) DOI: doi.org/10.15407/visn2021.03.020
3. NEURC's Resolution "On Approval of Market Rules" No. 307 dd 14. 03.2018
4. NEURC's Resolution "On Approval of Day Ahead Market and intraday market" No. 308 dd 14. 03.2018
5. Ivanov H.A. Blinov I.V., Parus Ye.V. Integrated calculation model of the day-ahead market and balancing electricity market of Ukraine // *Promelectro*. 2016. No. 4-5. P.8-12.)
6. Batalov A.G., Denisevich K. B., Olefir D.O. Prospects for the creation and development of a balancing market and ancillary services market in the IPS of Ukraine // *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2010. No. 25. P. 14-20

7. Kyrylenko O.V., Blinov I., Parus E., Operation evaluation of power plants in the provision of ancillary services of primary and secondary frequency control in the ukrainian power system// Technical Electrodynamics. 2013. №5. Pp. 55 – 60.
8. Blinov I.V., Parus E.V., Rybina O.B. Methods of determining payment to power plants for readiness and actual provision of services for primary and secondary frequency regulation in Ukraine // Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2012. No. 33. P. 128-134
9. NEURC Resolution “On Approval of Transmission Network Code” No. 309 of 14. 03.2018
10. Register of ancillary service units for IPS of Ukraine // NEC «Ukrenergo». 2021
<https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/09/Reyestr-vid-22.09.2021.pdf> (Accessed: 30.11.2021)
11. Ivanov H.A., Blinov, I.V., Parus E.V., Miroshnyk V.O. Components of model for analysis of influence of renewables on the electricity market price in Ukraine// Technical Electrodynamics. 2020. No 4.c. 72-75. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072>
12. Kyrylenko O.V., Basok B.I., Baseyev Y., Blinov I.V. Power industry of Ukraine and realities of the global warming// Technical Electrodynamics. 2020. No.3 – C.52-61. DOI:
<https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>
13. Report on compliance assessment (sufficiency) of the generating facilities // NEC «Ukrenergo». 2020. P. 122
14. Basok B.I., Butkevych O.F., Dubovskyi S.V. Technical and economic aspects of decarbonisation prospects assessing of the interconnected poer system of Ukraine // Technical Electrodynamics. 2021. No.5 – P. 55–62. DOI: doi.org/10.15407/techned2021.05.055.
15. Analytical report on the development of wind power and solar power plants within the IPS of Ukraine // NEC «Ukrenergo». 2020. P. 11 <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/ANALITYCHNYJ-ZVIT-2.pdf> (Accessed: 30.11.2021)
16. Kulyk, M.M., Kyrylenko, O.V. The state and prospects of hydroenergy of Ukraine// Technical Electrodynamics. 2019. No.4 – P. 56–64. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.04.056>
17. Kulyk M., Zgurovets O. Modeling of Power Systems with Wind, Solar Power Plants and Energy Storage // Part of the Book Studies in Systems, Decision and Control book series (SSDC, volume 298), 2020. P.p. 231-245. Springer. DOI:https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_15
18. Intelligent power systems: elements and modes: Under the total ed. of acad. of NASU AV Kyrylenko // The Institute of Electrodynamics of the NASU. 2014. 408 p.

Надійшла 21.9.2021
Received 21.9.2021