

УДК 621.311.24

О.М.Лінник, Р.Є.Кануннікова (ДПВ НДІ "Укренергомережпроект", Харків)

Проблеми впровадження вітрових та сонячних електростанцій на території Криму та вплив їх роботи на режими Кримської ЕС та ОЕС України

Проаналізовані основні технічні проблеми, які потрібно вирішити для забезпечення можливості впровадження значних обсягів генерації на базі відновлюваних джерел енергії в Кримській ЕС та в ОЕС України. Проведено суміщення добових графіків потужності ВЕС та СЕС, будівництво яких передбачається в Криму за період до 2020 р., розглянута можливість "вписування" їх потужності в добовий графік навантаження ОЕС України. Визначено вплив ВЕС та СЕС значної потужності на режими роботи Кримської ЕС та ОЕС України в цілому.

Проанализированы основные технические проблемы, которые необходимо решить для обеспечения возможности внедрения значительных объемов генерации на основе возобновляемых источников энергии в Крымской ЭС и в ОЭС Украины. Проведено совмещение суточных графиков мощности ВЭС и СЭС, строительство которых намечается в Крыму в период до 2020 г., рассмотрена возможность "вписывания" их мощности в суточный график нагрузки ОЭС Украины. Определено влияние ВЭС и СЭС большой мощности на режимы работы Крымской ЭС и ОЭС Украины в целом.

Географічне розташування Кримського півострова забезпечує можливість впровадження новітніх технологій у галузі використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), в першу чергу, вітрових та сонячних електростанцій. Саме ці види енергії мають найбільші переваги над іншими відновлюваними джерелами завдяки природним умовам Криму: значному вітровому потенціалу та значній кількості сонячних днів протягом року (до 320 днів).

На 01.01.2012 р. загальна встановлена потужність діючих восьми промислових ВЕС Криму складає 57 МВт, а на 3-х фотоелектричних СЕС введена потужність складає близько 150 МВт. У цілому, загальна встановлена потужність ВЕС та СЕС навіть перевищує робочу потужність теплових електростанцій, розташованих на території Криму (143 МВт). В загальному ж обсязі електроенергії, виробленої електростанціями Криму, частина ВЕС та СЕС не перевищує 10%. Цей факт свідчить про незначну кількість годин використання встановленої потужності кримських ВЕС, що знаходяться в експлуатації, – на рівні 7-10% (згідно звітних даних про роботу ВЕС протягом 2011 року).

Газова криза останніх років через зростання цін на енергоносії призвела європейські країни, в тому числі й Україну, до необхідності більш масштабного впровадження відновлюваних джерел

електроенергії для забезпечення енергетичної безпеки. З цією метою Кабінетом Міністрів України 15 березня 2006 р. схвалено Енергетичну стратегію України на період до 2030 року, в якій значне місце відведене розвитку відновлюваних джерел енергії. У квітні 2009 р. Верховною Радою України було прийнято Закон "Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії". Прийняття Закону України про впровадження "зеленого" тарифу викликало майже бум інвестиційних пропозицій щодо будівництва ВЕС та СЕС в Україні, загальна потужність яких сягає понад 10000 МВт.

У кримському регіоні заявлено намірів на будівництво ВЕС майже на 4000 МВт. Чимало є пропозицій і в галузі інвестування будівництва СЕС.

Ейфорія від перспективи забезпечення споживачів кримського регіону енергією відновлюваних джерел, перш за все, стримується пропускнуою спроможністю внутрішньої електричної мережі. Крім того, транзит значних обсягів потужності в суміжні райони ОЕС із Криму є проблематичним у зв'язку з надлишковим балансом енергії суміжних електроенергетичних систем (Південної, Дніпровської та Донбаської), де також передбачається будівництво значної

кількості електростанцій на відновлюваних джерелах. Основним фактором, що обумовлює оптимальні обсяги впровадження відновлюваних джерел енергії на Кримському півострові, є загальна потреба в електричній енергії для покриття власного навантаження споживачів. Такий підхід до "розумних" обсягів генерації на ВДЕ на обмеженій території підтверджує і світовий досвід. У європейських країнах впроваджується "муніципальне" самобалансування потужності, яке включає, разом з електростанціями на ВДЕ, введення приблизно такого ж обсягу гарантованої потужності маневрових ТЕС (на 1 МВт ВЕС або СЕС – 1 МВт ПГУ або ГТУ). За таких умов забезпечується гарантоване резервування електростанцій на ВДЕ з мінімальними втратами активної потужності в електричній мережі на перетоки необхідних резервних потужностей.

Проведення аналізу граничних обсягів потужності електростанцій на ВДЕ доцільно розглядати у декількох окремих енергетичних регіонах Криму, в кожному з яких кількість виробленої електричної енергії ТЕС, ВЕС та СЕС буде наближена до рівня споживання електроенергії у даному регіоні за умови практично "нульового" перетоку в перетині Україна – Крим. Економічність та доцільність такого підходу підтверджується як зменшенням витрат на електромережне будівництво, так і фактичним зниженням втрат електричної енергії в електричних мережах через наближення джерел генерації до споживачів.

Слід зазначити, що робота електростанцій на ВДЕ загальною потужністю до 5 ГВт, за умови зростання навантаження Кримської ЕС до рівня 1,6 ГВт на період 2020 року, може викликати масу проблем в енергосистемі через відсутність регулюючих потужностей ТЕС у Криму та вітчизняного досвіду експлуатації таких обсягів генерації на базі ВДЕ. До попереднього переліку основних проблем, які потребують вирішення в умовах паралельної роботи ВЕС та СЕС із енергосистемою, слід віднести:

- необхідність "вписування" генерації ВЕС та СЕС у структуру добових графіків навантаження Кримської ЕС та ОЕС України;
- оптимізацію покриття добових графіків

навантаження (коливання потужності промислових ВЕС та СЕС не повинні призводити до значного розширення площадки роботи ГАЕС через дорожнечу такого регулювання, а залучення додаткового обсягу резервної потужності в ОЕС на базі "гарячого резерву" маневрових потужностей ТЕС не повинне перевищувати обсяг фактичного вторинного резерву в ОЕС, що в середньому складає 800-900 МВт);

- визначення необхідної потужності нових ТЕС (переважно регульованих блоків ПГУ та ГТУ) на території Криму та залучення їх до існуючого в енергосистемі вторинного резерву потужності;
- необхідність розроблення відповідних алгоритмів на завдання диспетчеру енергосистеми очікуваного графіка роботи ВЕС та СЕС на наступні 2-3 доби, які повинні базуватись на сучасних методах метеорологічного прогнозу, забезпечувати гарантоване врахування генерації цих електростанцій у добовому балансі потужності енергосистеми та сприяти підвищенню надійності роботи самої енергосистеми;
- забезпечення якості електроенергії у відповідності до діючих стандартів.

Дотепер проектування і будівництво промислових ВЕС значної потужності (понад 100 МВт) та СЕС ведеться без затвердженої нормативної документації з проектування та під'єднання цих електростанцій до електричних мереж. Це викликає масу додаткових зауважень, ускладнень та непорозумінь у взаємовідносинах між інвесторами, проектувальниками та інженерними службами власників електричних мереж, до яких приєднуються ВЕС та СЕС (Обленерго і НЕК "Укр-енерго"). У 2012 році нарешті розроблено першу редакцію нового ДСТУ "Вітроенергетика. Площадки для вітроелектростанцій. Приєднання до електроенергетичної системи". Сподіваємося, що його затвердження не потребує багато часу. Питання з відповідною нормативною документацією для СЕС ще залишається невирішеним. Затвердження нових ДСТУ зніме переважну більшість існуючих на сьогодні непорозумінь у прочитанні різними установами тих самих діючих в енергетиці норм (які не мають відношення до проектів та будівництва електростанцій на ВДЕ).

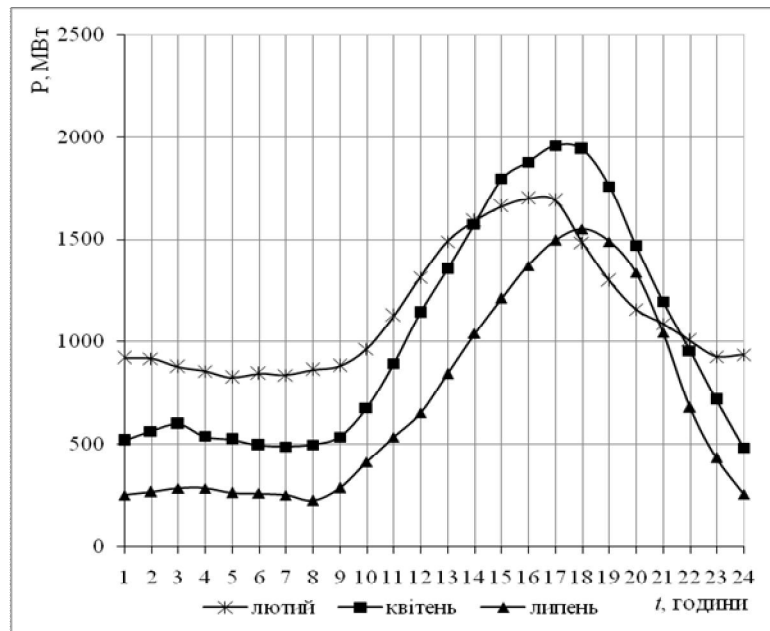


Рис. 1. Графік добового ходу "умовно граничної" загальної генерації ЕквіВЕС Криму протягом характерних діб року за період 2015-2020 рр.

Проблема значних коливань режимної генерації ВЕС та СЕС протягом доби, що призводить до складностей регулювання добового графіка потужності ОЕС, є однією з найважливіших. Наприклад, значне зменшення (штиль) або збільшення (шторм) потужності декількох ВЕС може призвести до дефіциту чи надлишку потужності не тільки регіону приєднання, але й викликати порушення стабільності енергосистеми (без проведення відповідних заходів). Одним із таких заходів є можливість залучення системи керування сучасних вітроагрегатів, що дозволяє не тільки змінювати активну потужність ВЕС і швидко реагувати на відповідні режими в мережі, але й регулювати реактивну потужність та напругу на шинах ВЕС. Вітчизняний досвід наявності таких режимів поки що відсутній. За даними іноземних досліджень [1] доведено, що промислові ВЕС у країнах Західної Європи, які обладнані сучасними ВЕУ з асинхронними та асинхронізованими генераторами, характеризуються значною стійкістю по відношенню до зміни як потужності, так і, відповідно, частоти в енергосистемі у широкому діапазоні (50 ± 3 Гц). Наприклад, у діапазоні частот $50,5 \div 49$ Гц в об'єднаній енергосистемі Європи допускається робота вітрових турбін на повну потужність.

Для прикладу роботи електростанцій на ВДЕ в Кримській енергосистемі були проведені дослідження щодо суміщення генеруючої потужності 17 нових ВЕС та 12 СЕС, що подали заявки на підключення до мереж ВАТ "Крим-енерго" та Кримської ЕС. Сумісний графік потужності (рис. 1) еквівалентної ВЕС (ЕквіВЕС) Криму, до якої включено вітроелектростанції загальною потужністю близько 4000 МВт, було побудовано на базі даних щодо швидкості вітру, наданих МНТЦ вітроенергетики ІВЕ НАНУ, або заміряних державними метеостанціями та метеопостами діючих промислових ВЕС. Наведені графіки добового ходу сумісної генерації ЕквіВЕС Криму протягом характерних сезонів року (зимовий максимум – лютий, міжсезоння – квітень та літній мінімум – липень) доводять, що загальна потужність ВЕС Криму в жодному із режимів не досягає нульового значення. Це викликано, перш за все, значною висотою розташування ротора сучасних ВЕУ (понад 90 м), де швидкість вітру практично ніколи не дорівнює нулю, та "географічною дисперсією" окремих ВЕС, що розташовані на значній відстані одна від одної. Так, добові графіки зміни потужності ЕквіВЕС мають вигляд "пологого горба", тобто нічні та вечірні години доби характеризуються суттєвим зменшенням виробленої вітропотужності, тоді як у денні години (ближче до вечора)

протягом усіх сезонів спостерігається її значне збільшення. Аналіз наведених добових графіків сумісної роботи для ВЕС доводить, що загальний графік генерації цих електростанцій у значній мірі за конфігурацією близький до добового графіка навантаження ОЕС. Ця обставина помітно полегшує "вписування" режимної потужності ВЕС у добовий графік навантаження енергосистеми.

Таблиця 1. Коефіцієнти нерівномірності добових графіків зміни потужності ЕквіВЕС і сумісної генерації ЕквіВЕС та ЕквіСЕС Криму протягом характерних сезонів року

Сезони року	Коефіцієнти нерівномірності (в.о.)	
	Графік генерації ЕквіВЕС	Графік сумісної генерації ЕквіВЕС та ЕквіСЕС
Зимовий максимум (лютий)	0,51	0,39
Міжсезоння (квітень)	0,27	0,21
Літній мінімум (липень)	0,16	0,14

Зменшення коефіцієнтів нерівномірності по сезонах (таблиця 1) у разі одночасного врахування потужності ВЕС та СЕС характеризує графіки на рис. 2 як більш нерівномірні, а подальше зростання частки СЕС приведе до посилення "піковості" графіка.

Як показує аналіз отриманих результатів,

загальна режимна потужність як Кримських ВЕС (рис. 1), так і сумісно Кримських ВЕС та СЕС (рис. 2) за період весняного міжсезоння досягає навіть вищих значень, ніж у зимовий період. Так, період максимальних значень потужності ЕквіВЕС (встановлена потужність 4000 МВт) на рівні 1950 МВт настає о 17⁰⁰, а ефект від врахування генерації Кримських СЕС загальною встановленою потужністю 1000 МВт дає збільшення максимального значення результуючої потужності до 2515 МВт, яке настає раніше на 2 години – о 15⁰⁰. Аналогічний ефект від врахування генерації СЕС спостерігається також і в зимових (максимум генерації переміщується з 16⁰⁰ на 14⁰⁰), і в літніх режимах роботи (відповідно з 18⁰⁰ на 15⁰⁰). Крім того, що наведені еквівалентні графіки зміни потужності мають схожий характер (рис. 2), врахування СЕС приводить до збільшення результуючих максимальних значень потужності протягом розглянутих сезонів приблизно на 500 МВт. Факт віддалення часу проходження сумісного максимуму потужності ВЕС та СЕС протягом сезонів на 2-3 години ускладнює покриття максимуму електричного навантаження ОЕС (максимум навантаження припадає на 17⁰⁰ взимку, на 18⁰⁰ у міжсезоння та на 22⁰⁰ влітку).

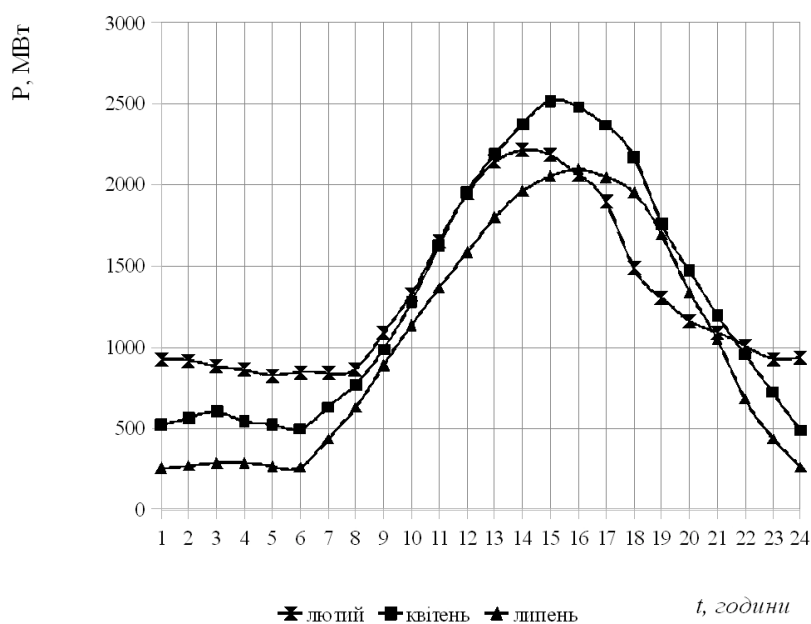


Рис. 2. Сумісний графік добового ходу "умовно граничної" загальної генерації ЕквіВЕС та СЕС Криму протягом характерних діб року за період 2015-2020 рр.

Максимальні значення потужності ЕквіВЕС (рис. 1) у відсотковому відношенні досягають: взимку – 42%, у період весняного міжсезоння – 48%, влітку – 39% по відношенню до загальної встановленої потужності ЕквіВЕС Криму. Середні рівні нічної, вечірньої та ранкової генерації у цих режимах мають відповідно такі значення: взимку – 22%, у період весняного міжсезоння – 14%, влітку – 7%.

Аналіз добових сумішених графіків зміни потужності Кримських ВЕС та СЕС (рис. 2) щодо визначення максимальних величин потужності у відсотковому відношенні дають наступні результати: взимку – 44%, у період весняного міжсезоння – 50%, влітку – 41% по відношенню до загальної встановленої потужності ВЕС та СЕС Криму (5000 МВт). Середні рівні нічної, вечірньої та ранкової генерації у цих режимах мають відповідно такі ж самі значення, як і в попередньому режимі роботи ЕквіВЕС через відсутність нічної, вечірньої та ранкової генерації на СЕС. Незначне збільшення показників максимальних значень потужності у відсотковому відношенні при значному (на 25%) збільшенні сумарної встановленої потужності ВЕС та СЕС (на 1000 МВт) пов'язане саме з несумісністю проходження максимумів генерації ВЕС та СЕС у часі.

Особливістю роботи Кримської ЕС є повна відсутність генеруючої потужності, яка може бути закладена до вторинного резерву з метою регулювання балансу потужності в енергосистемі за умови значних коливань потужності електростанцій на ВДЕ. Цей факт обумовлює необхідність залучення резервних потужностей (переважно маневрових блоків ТЕС), які розташовані на материковій частині України.

Інститутом частково виконано *аналіз роботи вітрових електростанцій у складі енергосистеми в режимах споживання та генерації реактивної енергії*. Діючі на сьогодні нормативні документи, наприклад, "Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами" [2], ставлять додаткові вимоги до режимів роботи ВЕС та СЕС щодо реактивної потужності. Як засвідчує досвід експлуатації, однією із проблем для вітчизняних ВЕС є

споживання асинхронними генераторами реактивної енергії з мережі (за умови недостатнього обсягу власних КБ на ВЕУ), що разом із втратами на блокових та підвищуючих трансформаторах ВЕС призводить до збільшення втрат активної енергії в самій електроенергетичній системі з одного боку, а з другого – значно погіршує економічні показники роботи самої ВЕС через штрафні санкції. Інститутом розроблені відповідні рекомендації інженерним та економічним службам промислових ВЕС та електропередавальних організацій щодо роботи ВЕС у режимах споживання і генерації реактивної електроенергії та пропозиції щодо адаптації чинної Методики [2], які узгоджені з інспекцією "Держенергонагляд" за умови застосування її для промислових ВЕС, що працюють в енергосистемі. Для забезпечення рекомендованого значення коефіцієнта потужності вітрогенераторів близьким до одиниці, окрім вбудованих у ВЕУ конденсаторних батарей, запропоновано встановлення додаткових загальностанційних компенсуючих пристроїв реактивної потужності.

Ще однією проблемою, що частково знайшла своє вирішення, є розроблення інститутом *необхідних схемно-технічних рішень сучасних засобів автоматичного вимірювання виробленої та спожитої електроенергії* на базі мікропроцесорної техніки для Мирнівської та Прісноводненської ВЕС. Дослідження проектних організацій, енергопостачальних компаній та Державної інспекції з енергетичного нагляду, а також досвід експлуатації вітчизняних вітроелектростанцій підтверджують, що стандартні пристрої вимірювальної техніки, які застосовуються під час обліку електроенергії, не забезпечують вимірювання параметрів електроенергії з нормованими метрологічними характеристиками в усьому діапазоні зміни первинного струму, зокрема, в режимах споживання електричної енергії на ВЕС.

Найбільш доцільним заходом зі створення адаптованої системи вимірювання електричної енергії з нормативною точністю є рекомендована та здійснена система із застосуванням трансформатора струму (ТС) нестандартної

конструкції. Конструкція такого ТС містить дві вимірювальні обмотки, які розраховані на різні діапазони вимірювальних струмів. У такий спосіб адаптована система комерційного обліку електроенергії ВЕС, розроблена фірмою АВВ (Чехія, м. Брно), складається із трьох (фазних) спеціальних ТС (типу ТРО 70.11) класу 0,5S або 0,2S та двох електронних лічильників (типу SL 7000). Завдяки використанню внутрішньої логіки електронного лічильника забезпечується облік активної та реактивної енергії одним лічильником у режимі "експорту", а другим – у режимі "імпорту" без комутацій у колі вторинних струмів. Важливим моментом є і те, що в кожного лічильника є свій окремий "господар" – зацікавлена господарча структура (наприклад, ВЕС та Обленерго).

Аналіз численних проведених електричних розрахунків поточкорозподілу та рівнів напруги електричної мережі 35-330 кВ Кримського регіону з метою визначення впливу роботи ВЕС та СЕС значної потужності на величини втрат енергії у мережах не дали однозначного результату. В залежності від потужності ВЕС та СЕС, а також місця їхнього підключення до електричної мережі, отримані розрахунки вартості втрат електричної енергії в мережах Кримської ЕС дають як позитивні, так і негативні результати. Підключення потужних об'єктів відновлюваних джерел можуть як зменшити загальні втрати енергії в енергосистемі, так і призвести до їх збільшення. Однозначно позитивні результати можна отримати за умови під'єднання ВЕС чи СЕС до мережі енергетичного регіону, загальна електрична потужність споживачів якого дорівнює або незначно менша від потужності підключених у

регіоні відновлюваних джерел. Негативні результати отримуються у разі під'єднання значних потужностей ВЕС чи СЕС, загальна потужність яких суттєво перевищує електричну потужність споживачів даного регіону.

Висновки. 1. Першочерговою проблемою в адаптації паралельної роботи значних потужностей промислових ВЕС та СЕС в Об'єднаній енергосистемі України є розроблення та затвердження нормативних документів щодо їх проектування та будівництва.

2. Технічні можливості сучасних електростанцій на відновлюваних джерелах (переважно примусова зупинка чи пуск агрегатів ВЕС) мають свої регулюючі можливості для полегшення "вписування" їх режимної потужності в добовий графік навантаження ОЕС і можуть бути частково використані як резервна маневрова потужність енергосистеми.

3. Необхідно провести науково-дослідну роботу з метою дослідження впливу режимів генерації електричних станцій значної потужності на ВДЕ на роботу Кримської ЕС та ОЕС України в цілому, за результатами якої рекомендувати граничні величини потужностей окремих ВЕС та СЕС по регіонах Криму та граничні обсяги їх загального впровадження на перспективу.

1. *Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations*, www.ewea.org.

2. *Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами* // Промелектро. – 2002. – №3. – С. 5–21.

3. *Wind engineering*, http://www.ieawind.org/AnnexXXV/Publications/110708/reserve_req%20WindEngineering%2003%20Holtinen%20et%20al.pdf.