

## БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Вінницький національний технічний університет

### Анотація

Показано вплив відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на баланс електроенергії в енергосистемі на прикладі покриття добових графіків електроспоживання. Досліджено можливості використання різного типу електростанцій для резервування нестабільності генерування ВДЕ.

**Ключові слова:** відновлювані джерела енергії, нерівномірність графіка генерування, баланс електроенергії.

### Abstract

The influence of renewable energy sources (RES) on the balance of electricity in the power system is shown on the example of covering daily electricity consumption schedules. Possibilities of using different types of power plants to reserve the instability of RES generation have been investigated.

**Keywords:** renewable energy sources, uneven generation schedule, electricity balance.

Баланс електроенергії в об'єднаній енергосистемі України в частині генерування формується різними електростанціями:

$$P_{AEC}(t) + P_{TEC}(t) + P_{ГЕС}(t) \pm P_{ГАЕС}(t) + P_{ВДЕ}(t) - P_n(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (1)$$

де  $P_{AEC}(t)$  – потужність атомних електростанцій (АЕС),  $P_{TEC}(t)$  – потужність теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ),  $P_{ГЕС}(t)$  – потужність гідроелектростанцій,  $P_{ГАЕС}(t)$  – потужність гідроакумулюючих електростанцій (ГАЕС),  $P_{ВДЕ}(t)$  – потужність ВДЕ,  $P_n(t)$  – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП),  $\Delta P(t)$  – технологічні витрати в електричних мережах.

Баланс потужності розглянемо в порівнянні графіків генерування електричних станцій для покриття електроспоживання в грудні 2019 року і травні 2020 року. Як приклад, розглянемо баланс потужності на 13.00, коли очікується максимальне генерування відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зокрема фотоелектричних електростанцій (ФЕС).

Для зручності дані графіків, наведених на рис. 1 і 2, для 13.00 зведемо в табл. 1. Сумарне навантаження електростанцій о 13.00 год. дорівнює:  $P_1=20791$  МВт,  $P_2=14940$  МВт. Різниця навантажень складає:  $20791 - 14940 = 5851$  МВт. Різниця визначена з врахуванням вимушеного закачування води на ГАЕС 924 МВт. Якщо брати «чисто» навантаження споживачів електроенергії, то різниця дорівнює  $20721 - 14016 = 6775$  МВт. У відсотках зменшення навантаження складає:  $6775/20791 * 100 = 32,6\%$ . Відповідно на 6775 МВт або на 32,6% необхідно зменшити генерування електростанцій. Якими електростанціями зменшити?

Зменшення генерування теплоелектроцентралей (ТЕЦ) на 1594 МВт відбулося природним шляхом, закінчився опалювальний сезон. Для гідроелектростанцій (ГЕС) це також не проблема. Як рівнинні вони і так можуть нести повне навантаження всього декілька годин за добу. Щодо теплових електричних станцій (ТЕС), які незначно зменшили генерування (всього на 153 МВт), розглянемо окремо. Таким чином, основне обмеження генерування прийшлося на атомні електричні станції (АЕС) (4183 МВт, це 4 блоки по 1000 МВт). Одночасно, відмітимо, що генерування відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) збільшилося на 1563 МВт або більше ніж у півтора рази. Щоб якось компенсувати зростання генерування ВДЕ в енергосистемі змушені запустити гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС) як споживача 924 МВт в насосному режимі, що дало можливість утримати в роботі один блок АЕС. Відмітимо, що такий режим ГАЕС передбачено тільки в нічний час, коли зменшується електроспоживання і необхідно утримати АЕС у базі графіка навантаження, тобто підтримувати їх навантаження постійним.

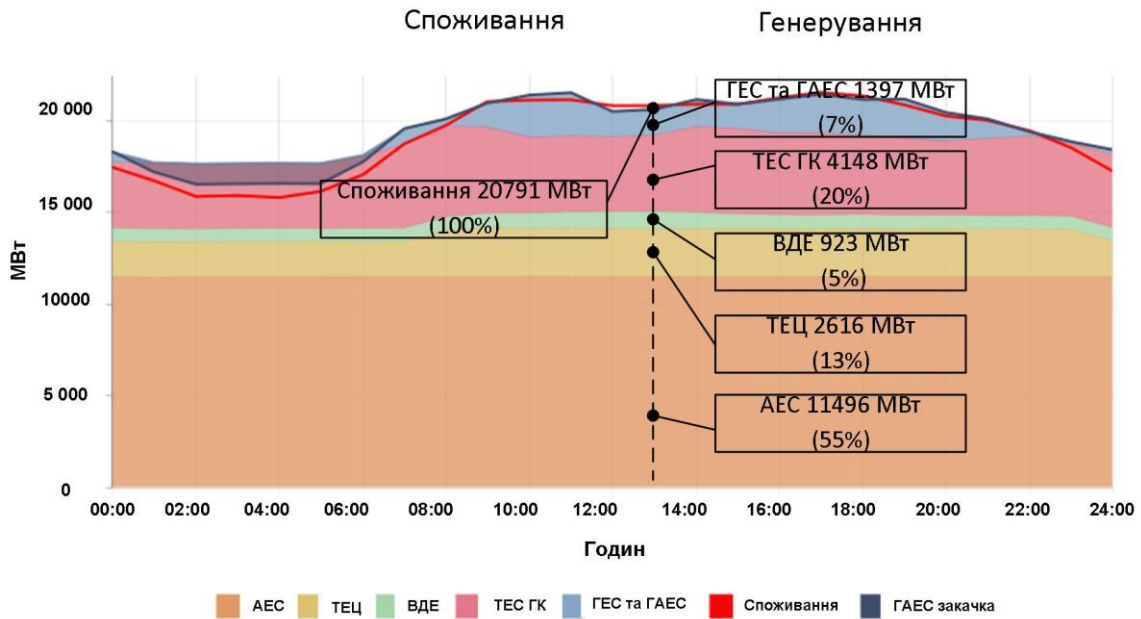


Рисунок 1 – Покриття добового графіка електроспоживання 13.12.2019

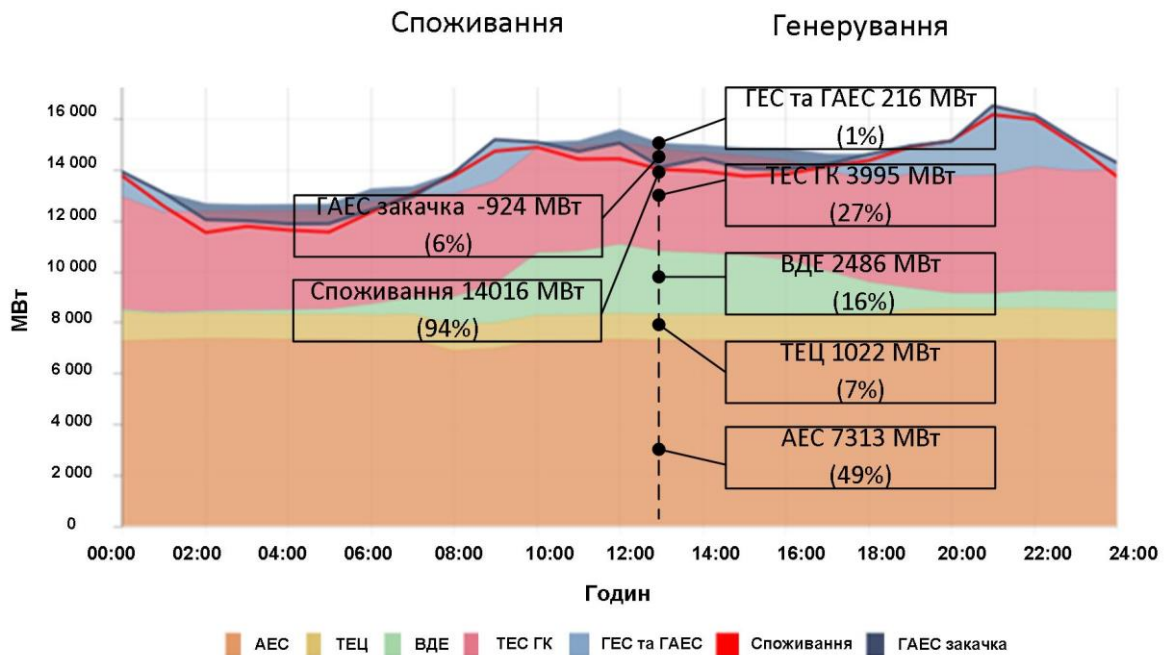


Рисунок 2 – Покриття добового графіка електроспоживання 18.05.2020

Таблиця 1 – Структура балансу активної потужності о 13.00

Графік	Навантаження, МВт	АЕС МВт/%	ТЕЦ МВт/%	ТЕС МВт/%	ГЕС,Г АЕС МВт/%	ВДЕ МВт, %
1	20791	11496/ 55	2616/1 3	4148/2 0	1397/7	923/5
2	14016+924 = =14940	7313/4 9	1022/7	3995/2 7	216/1	2486/16
Різниця	6775/32,6	4183/3 6,4	1594/6 0,9	153/3, 7	1181/84 ,5	+1563/+ 169

Електрична енергія має таку особливість, що її споживання і генерування мають бути постійно однаковими, бути збалансованими. Оскільки навантаження споживачів електроенергії весь час змінюється, то ці обставини висувають певні умови до електростанцій. Враховуючи також технологічні особливості виробництва електроенергії на різних типах станцій, для них плануються відповідні графіки роботи, за якими вони покривають добовий графік електроспоживання.

АЕС з блоками ВВЕР технологічно не придатні до поточного регулювання потужності. Вони спроектовані так, що виводяться на номінальну потужність і так працюють постійно, тобто знаходяться в базі графіка електроспоживання. Для того, щоб забезпечити для них такий режим роботи, споруджуються накопичувачі електроенергії – Дністровська, Ташликська ГАЕС.

ТЕС конденсаційного типу призначені для виробництва електроенергії та регулювання потужності в досить широкому діапазоні. Мінімально допустимі навантаження блоків ТЕС залежать від їх потужності та від виду палива. Для вугільних блоків це 50–60% від номінальної потужності, а для газомазутних відповідно 30–40% (останні в Україні практично не експлуатуються). Тобто, технічно регульовальний діапазон ТЕС, всередині якого потужності можуть змінюватися автоматично без зміни складу основного і допоміжного обладнання, знаходиться в межах 40–50% від номінальної потужності. У свій час, коли електроспоживання було суттєво більшим, частина ТЕС працювала в базі графіка, а інша була призначена для роботи у змінній частині графіка. На сьогодні АЕС витіснили ТЕС з бази графіка. На ТЕС покладено обов'язки створювати *резерв потужності*, необхідний для забезпечення надійності електропостачання споживачів електроенергії. Загальний резерв потужності складається з навантажувального, аварійного і ремонтного, а також компенсації негарантованого генерування.

*Ремонтний резерв* розділяється на резерв для капітального і резерв для поточного ремонтів. *Навантажувальний резерв* служить для покриття короткочасних непланових підвищень і випадкових поштовхів навантаження. Він складає 1–3% від установленої потужності. *Аварійний резерв* потужності призначений для заміни обладнання, що відключилося. Він має складати 10–12% від установленої потужності. *Резерв негарантованого генерування* це генерування фотоелектричних і вітрових електростанцій (ФЕС і ВЕС), яке залежить від погодних умов. Резерв негарантованого генерування залежить від прогнозного значення генерування ФЕС і ВЕС на наступну добу і є величиною змінною. В найкращому варіанті, якщо прогноз знаходиться в допустимих межах 10%, то резерв потужності мінімально має бути не менше 10% від максимально прогнозованої потужності на добу.

Таким чином, сумарний резерв мав би складати мінімально 20–25% від середнього електроспоживання за добу. В цьому випадку ймовірність обмеження споживачів електроенергії буде мінімальною (так звані віярні відключення мінімізуються).

Особливістю ВДЕ, як сонячних (ФЕС), так і вітрових (ВЕС) електростанцій, є залежність їх генерування від метеопараметрів. Вони не є гарантованими джерелами електроенергії. Потужність їх може змінюватися практично від нуля (немає вітру для ВЕС; ніч, туман, дощові хмари для ФЕС) до номінальної. Очевидно, що для балансування режиму енергосистеми необхідно прогнозувати генерування ВДЕ (за нормативними документами необхідно прогнозувати погодинне генерування на наступну добу). Для ВДЕ характерним було не контрольоване енергосистемами генерування, тобто вся вироблена електроенергія видавалась в електричні мережі без всяких обмежень. Через те, що з розбудовою ВДЕ це призвело, в кінці кінців, до проблем з балансуванням режимів, то тепер розробляються нормативні документи, які упорядковують генерування ВДЕ.

Для компенсації нестабільності генерування ВДЕ в задачі балансування є ряд способів. Зокрема це: узгодження графіків електроспоживання і генерування ВДЕ; накопичувачі електроенергії: гідроелектростанції, хімічне акумуляування, водневі технології, біогазові технології та інші способи; використання наявних джерел генерування – в першу чергу блоків теплової генерації з регульовальним діапазоном по потужності 30–50%. На сьогодні в ОЕС України практично єдиним і найбільш дієвим є останній спосіб. Разом з тим, для того, щоб запрацювали способи компенсації нестабільності генерування під час балансування режимів енергосистеми, як мінімум, повинен бути розвинутий ринок платних послуг на комерційній основі.

**Лежнюк Петро Дем'янович** – докт. техн. наук, проф., професор кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет

**Повстянко Катерина Олександрівна** – студентка освітньої програми «Електричні системи і мережі» другого (магістерського) рівня вищої освіти Факультету електроенергетики та електромеханіки ВНТУ, м. Вінниця, E-mail: [ekaterina.povstyanko@gmail.com](mailto:ekaterina.povstyanko@gmail.com)

***Lezhniuk Petro Demyanovich*** – Dr. tech. Sciences, Prof., Prof. of the Department of Power Plants and Systems, Vinnytsia National Technical University, Vinnitsya, email : [lezhpd@gmail.com](mailto:lezhpd@gmail.com)

***Povstyanko Kateryna Oleksandrivna*** - student of the educational program "Electrical Systems and Networks" of the second (master's) level of higher education of the Faculty of Power Engineering and Electromechanics of VNTU, Vinnytsia, E-mail: [ekaterina.povstyanko@gmail.com](mailto:ekaterina.povstyanko@gmail.com)