

АНАЛІЗ РЕЖИМУ РОБОТИ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

В статті розглядається графік зміни навантаження сонячної електростанції в енергооб'єднанні Україна-Молдова. Проведено аналіз даних усереднених на щохвилинному та 15-хвилинному інтервалі в періоді з 01.10.2022 00:00 по 27.09.2023 14:00. Запропоновано зміни до прогнозування зміни навантаження на сонячних електростанціях в короткостроковій перспективі.

Проблематика: зростання частки генерації сонячної електроенергії в енергосистемах країн світу призводить до необхідності контролювати та управляти процесом виробництва електричної енергії для підвищення стабільності та стійкості енергосистеми. Значна ціна на компенсацію небалансів в енергосистемі закладається в тарифи, що впливає на кінцевих споживачів електричної енергії.

Мета дослідження: підвищення адекватності результатів розподілу дефіцитних резервів підтримки частоти, резервів відновлення частоти для компенсації небалансів, що виникають під час зміни генерації на сонячних електростанціях. Зменшення вартості компенсації небалансів, що виникають при зміні генерації на сонячних електростанціях. Для вирішення мети необхідно проаналізувати режим роботи сонячної електростанції та величину небалансів, викликаних відхиленням від графіку генерації на сонячній електростанції та розробити нові методи короткострокового прогнозування.

Методика реалізації: використано соціально-інженерний підхід прогнозування та моделювання для аналізу процесів, що впливають на метод управління графіком генерації сонячної електростанції.

Результати дослідження: Запропоновано нове математичне та технічне рішення для компенсації небалансу в енергосистемі у разі швидкої зміни графіку генерації електричної енергії на сонячних електростанціях. Вперше проаналізовано графік генерації електричної енергії на сонячній електростанції та визначено швидкість зміни генерації на різних часових проміжках. Проаналізовано графік генерації електричної енергії на сонячній електростанції та запропоновано нове технічне рішення для прогнозування та керування графіком генерації перенести на більш високий рівень, ніж станційний. Таке технічне та математичне рішення може знайти широке застосування в процесі управління графіком генерації електричної енергії на сонячних електростанціях у багатьох системних операторів різних країн світу, де існує проблема дефіцитних резервів підтримки та відновлення частоти, а кількість сонячної генерації електричної енергії має значну частку в загальній кількості генерації електричної енергії.

Висновки: Проаналізовано дані генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. в період з 01.10.2022 00:00 по 27.09.2023 14:00. За результатами аналізу графіку генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. видно, що сонячні станції не здатні приймати участь на ринку допоміжних послуг, бо не відповідають вимогам кодексу системи передачі. Суттєвою проблемою сонячних електростанцій залишається миттєва зміна величини генерації електричної енергії, яка в пікові моменти сягає 84,377%/хв від максимального значення генерації за досліджуваний період часу. Компенсувати такі небаланси можливо за рахунок встановлення УЗЕ, проте враховуючи специфіку роботи сонячної електростанції можна зробити висновок, що знадобиться УЗЕ великої ємності. УЗЕ великої ємності значно підвищить вартість і термін окупності сонячної електростанції і, ймовірно, буде збитковою для підприємства. В результаті, пропонується перенести процес прогнозування та управління графіком генерації на більш високий рівень, ніж рівень станції.

Ключові слова: Інтелектуальні системи, управління сонячними електростанціями, компенсація небалансу енергосистеми, допоміжні послуги, кодекс системи передачі.

Вступ/

Процес декарбонізації крім турботи про довкілля несе в собі значні ризики для стійкості енергосистем країн світу. Українські енергетики отримали передовий та унікальний досвід збереження стійкості енергосистеми в умовах війни та забезпечення стабільної роботи енергосистеми в умовах дефіциту резервів. Цей досвід не обмежується лише балансуванням енергосистеми під час бойових дій, а й дає можливість спрогнозувати поведінку енергосистеми в умовах дефіциту резервів для балансування, досвід під час різкої втрати споживання чи генерації, алгоритм роботи під час розвалу енергосистеми. Весь цей досвід та знання активно використовуються для створення нових методів та засобів, що дозволять підвищити та забезпечити стійкість енергосистеми.

Стійкість енергосистеми буває двох видів[1]:

1. Стійкість енергосистеми динамічна – здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму роботи без асинхронного режиму після значних збурень, за яких зміни параметрів режиму прирівнюються до їх середніх значень. Та передбачає стійкість кута вибігу ротора. Стабільність частоти і стабільність напруги.

2. Стійкість енергосистеми статична – здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму роботи без порушення синхронізму після малих збурень, за яких зміни параметрів режиму є дуже малими у порівнянні з їх середніми значеннями.

Широке впровадження відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та відмова від теплової генерації в першу чергу несе в собі ризики зменшення кількості обертового резерву, зниження інерційності системи в цілому, низьку прогнозованість зміни навантаження, що впливає з мінливості погодних умов, значну собівартість генерації електроенергії для фізичних та юридичних осіб.

Останнім часом в світі зростає тривога в енергетичній спільноті через суттєве зниження інерційності енергосистем країн та зростання дефіциту допоміжних послуг, таких як надання резерву підтримки частоти, резерви відновлення частоти(як автоматичні, так і ручні) та резерви заміщення. І хоча сучасні технології та програмне забезпечення дозволяє швидко виявляти проблемні ділянки, прогнозувати в короткостроковій перспективі ймовірні небаланси та швидко реагувати на зміну частоти в енергосистемі, проте величина миттєвих небалансів, що виникають в енергосистемі постійно зростає, а, отже, й ризики для стійкості енергосистеми також зростають.

Процес декарбонізації значно підвищив кількість відновлювальних джерел енергії у загальній генерації електричної енергії різних країн світу, проте нестабільність цих джерел енергії змушують шукати шляхи для більш точного прогнозування змін в графіку генерації цих електростанцій та шляхів для впливу, що дозволило б зменшити небаланси, які при цьому виникають. Одним з кроків на цьому шляху стали установки зберігання енергії (УЗЕ), які стають доволі популярним рішенням для підприємств, що планують приймати участь на ринку допоміжних послуг. Особливості роботи УЗЕ навіть призвели до внесення змін в законодавство як країн Європи, так і українського, що знайшло своє відображення в кодексі систем розподілу в частині приєднання електроустановок[2] та правил ринку[3]. Внесення змін також торкнулось і ENTSO-E[4] – європейської мережі системних операторів передачі електроенергії.

Враховуючи тенденцію на дефіцитність резервів допоміжних послуг, зростає ціна на балансування енергосистем країн Європи, що призводить до зростання тарифів на диспетчеризацію енергосистеми, а відповідно і на ціну для кінцевих споживачів, що видно по ситуації на енергетичному ринку північної Європи[5] та ринку допоміжних послуг північної Європи за видами резервів[6].

Мета та завдання: підвищення адекватності результатів розподілу дефіцитних резервів підтримки частоти, резервів відновлення частоти для компенсації небалансів, що виникають при зміні генерації на сонячних електростанціях. Зменшення вартості компенсації небалансів, що виникають при зміні генерації на сонячних електростанціях. Для вирішення мети необхідно проаналізувати режим роботи сонячної електростанції та величину небалансів, викликаних відхиленням від графіку генерації на сонячній електростанції та розробити нові методи короткострокового прогнозування.

Матеріал та результати досліджень:

Аналіз графіку генерації на сонячній електростанції

Проаналізуємо графік генерації на сонячній електростанції з умовною назвою Б. в період її роботи з 01.10.2022 00:00 по 27.09.2023 14:00. Для аналізу було прийнято масив даних на щохвилинній основі та усереднено на 15-хвилинних інтервалах часу. Крім того, фактичні значення генерації на сонячній електростанції було переведено у відносні у порівнянні з максимальним значенням генерації на сонячній електростанції за відповідний період часу. На основі отриманих даних було створено матрицю значень, яка в подальшому стала основою для побудови тривимірного графіку залежності значення генерації електричної енергії на сонячній станції Б. відносно максимального значення у відсотках до часу. Фрагмент цієї матриці значень відображено на рисунку 1.

За даними матриці значень було побудовано тривимірний графік залежності значення генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. відносно максимального значення у відсотках до часу, що відображено на рисунку 2.

Згідно з отриманих даних знайдемо кількість часу, коли сонячна електростанція Б. знаходилась в роботі. Для цього з допомогою формул знайдемо кількість значень більших за 0 відсотків. Значенням меншим за 0 відповідає невелике споживання електроенергії з мережі у години простою. Також знайдемо загальну кількість 15-хвилинок в масиві інформації. Відношення кількості 15-хвилинок в яких станція знаходилась в роботі до кількості всіх 15-хвилинок дозволить визначити відношення часу роботи до загального часу роботи.

За допомогою формули $F(x)=COUNT(D12:D34723)$ визначили, що загальна кількість 15-хвилинок дорівнює 34 712. За допомогою формули $F(x)=COUNTIF(D12:D34723;">0")$ визначили, що загальна

кількість 15-хвилинок, де станція знаходилась в роботі рівна 18 434. За допомогою формули $F(x)=(E13/E12)*100$ знаходимо, що станція була в роботі 53,11% часу.

| Дата і час | Відсоток генерації електричної енергії на СЕС Б | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 01.01.2021 | 01.02.2021 | 01.03.2021 | 01.04.2021 | 01.05.2021 | 01.06.2021 | 01.07.2021 | 01.08.2021 | 01.09.2021 | 01.10.2021 | 01.11.2021 | 01.12.2021 | 01.01.2022 | 01.02.2022 | 01.03.2022 | 01.04.2022 | 01.05.2022 | 01.06.2022 | 01.07.2022 | 01.08.2022 | 01.09.2022 | 01.10.2022 | 01.11.2022 | 01.12.2022 | 01.01.2023 | 01.02.2023 | 01.03.2023 | 01.04.2023 | 01.05.2023 |
| 0:00:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 0:15:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 0:30:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 0:45:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 1:00:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 1:15:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 1:30:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 1:45:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 2:00:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 2:15:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 2:30:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 2:45:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 3:00:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 3:15:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 3:30:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 3:45:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 4:00:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 4:15:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 4:30:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 4:45:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 5:00:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 5:15:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 5:30:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 5:45:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 6:00:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 6:15:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 6:30:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 6:45:00 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.05 | -0.05 | -0.05 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | 3.0 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 7:00:00 | -0.15 | -0.1 | -0.08 | 0.12 | -0.08 | -0.1 | 0.02 | -0.02 | -0.08 | -0.1 | 0.1 | -0.1 | 0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 | -0.1 |
| 7:15:00 | -0.1 | -0.1 | 0.12 | 0.18 | 0.18 | 0.48 | 0.88 | 0.82 | 0.88 | 0.1 | 0.06 | 0 | -0.1 | 0.08 | 0.01 | 0.02 | 0.08 | 0 | -0.1 | -0.08 | -0.08 | 0 | -0.1 | -0.08 | -0.08 | -0.1 | -0.08 | -0.08 | -0.1 |
| 7:30:00 | 0.88 | -0.1 | 0.88 | 0.40 | 1.87 | 0.10 | 1.88 | 1.87 | 1.88 | 0.1 | 1.88 | 0.41 | 0.18 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 |
| 7:45:00 | -0.1 | 0.08 | 0.88 | 0.18 | 1.81 | 2.40 | 2.78 | 2.78 | 2.78 | 1.87 | 0.1 | 1.88 | 1.78 | 0.81 | 0.88 | 1.81 | 1.88 | 1.88 | 1.88 | 1.88 | 1.88 | 1.88 | 1.88 | 1.88 | 1.88 | 1.88 | 1.88 | 1.88 | 1.88 |
| 8:00:00 | 0.12 | 0.07 | 0.88 | 0.18 | 0.71 | 0.87 | 0.81 | 0.81 | 0.81 | 0.88 | 0.1 | 0.81 | 0.81 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 | 0.88 |
| 8:15:00 | 0.12 | 0.08 | 0.1 | 0.04 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.1 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| 8:30:00 | 0.12 | 0.08 | 0.12 | 0.12 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.1 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |

Рисунок 1 – Фрагмент матриці значень генерації електричної енергії на СЕС Б.

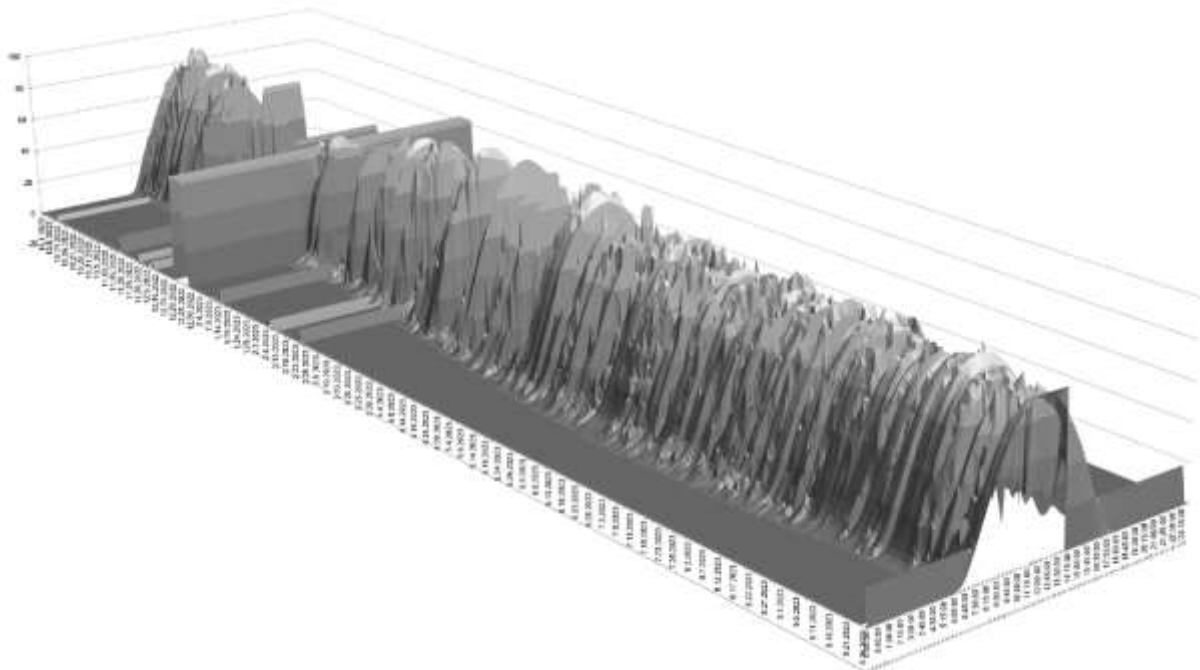


Рисунок 2 – Графік залежності значення генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. відносно максимального значення у відсотках до часу.

Припустимо, що сонячна електростанція встановила потужні УЗЕ(установки зберігання енергії) та вирішила сертифікуватись на надання допоміжних послуг. В даному прикладі будемо розглядати надання допоміжних послуг у частині надання резерву підтримки частоти (РПЧ). При цьому стратегію підзарядки УЗЕ враховувати не будемо, бо в даному випадку підзарядку УЗЕ можна проводити за нічним тарифом. Для забезпечення надання резерву підтримки частоти необхідно зарезервувати відповідний діапазон вгору і вниз, бо РПЧ є симетричним. Для цього знайдемо кількість 15-хвилинок в яких значення генерації електричної енергії буде знаходитись в діапазоні від 40 до 60% від максимального значення генерації.

За допомогою формули $F(x)=\text{COUNT}(D12:D34723) - \text{COUNTIF}(D12:D34723;"<40") - \text{COUNTIF}(D12:D34723;">60")$ визначимо кількість 15-хвилин, що під час роботи станції знаходились у необхідному діапазоні. Кількість таких 15-хвилин рівна 2179, що дорівнює 6,28% від загального часу, або трохи більше у середньому за 94 хвилини на день. Мінімальний час продажу допоміжних послуг – 1 година і станція має бути здатна забезпечити зменшення або збільшення видачі енергії протягом цього часу. Установка УЗЕ великої ємності здатна збільшити час роботи СЕС у необхідних межах, проте в такому випадку необхідно значне підвищення ємності УЗЕ, що призводить до значного підвищення ціни.

Важливим параметром також може стати усереднене значення генерації електричної енергії на станції під час роботи. За допомогою формули $F(x)=\text{SUMIF}(D12:D34723;">0")/\text{COUNTIF}(D12:D34723;">0")$ визначаємо, що станція в середньому генерувала 29,6% від максимального значення генерації на станції.

Крім того, знайдемо середнє значення генерації електричної енергії на станції Б у кожен годину доби за встановлений проміжок часу, усереднене значення вносимо в таблицю (табл. 1) та побудуємо графік (рис. 3).

Таблиця 1 – Усереднене значення генерації електричної енергії по годинам доби

| Година | 0:00 | 1:00 | 2:00 | 3:00 | 4:00 | 5:00 |
|----------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Середнє значення за годину | 1,3078177 | 1,3083011 | 1,308605 | 1,3095856 | 1,3871823 | 2,2361878 |
| | 6:00 | 7:00 | 8:00 | 9:00 | 10:00 | 11:00 |
| | 5,0015193 | 12,642244 | 23,445311 | 33,857901 | 40,196264 | 43,756022 |
| | 12:00 | 13:00 | 14:00 | 15:00 | 16:00 | 17:00 |
| | 44,263805 | 41,419627 | 37,729378 | 30,129475 | 20,109468 | 10,102818 |
| | 18:00 | 19:00 | 20:00 | 21:00 | 22:00 | 23:00 |
| | 3,8768577 | 1,9065331 | 1,6387155 | 1,3961671 | 1,3452831 | 1,3079213 |

За результатами розрахунків побудуємо відповідний графік.



Рисунок 3 – Графік залежності усередненого значення генерації електричної енергії на СЕС по відповідним годинам доби.

Також важливим параметром для аналізу є швидкість зміни генерації електричної енергії. Проаналізуємо дані на щохвилинному інтервалі часу, знайдемо кількість зміни інцидентів з завантаженням і розвантаженням, величину зміни генерації відносно максимального значення, середню швидкість зміни генерації на завантаження та розвантаження.

Кількість змін генерації електричної енергії на сонячній електростанції за досліджуваний період на розвантаження рівна 100 374 випадків, на завантаження 112 206 випадкам. При цьому середня швидкість зміни генерації на розвантаження рівна 1,456%/хв, а на завантаження 1,302%/хв. При цьому головною проблемою залишаються миттєва зміна генерації електричної енергії на завантаження і розвантаження. Для даних за досліджуваний період часу пікова зміна генерації на розвантаження сягнула 84,377%/хв, а на завантаження 77,017%/хв від максимального значення генерації електричної енергії на цій станції за досліджуваний час її роботи.

Подібна тенденція зберігається, якщо дані усереднити на 15-хвилинному інтервалі. Тоді кількість змін генерації електричної енергії на сонячній електростанції за досліджуваний період на розвантаження буде рівна 7579 випадків, а на завантаження 8479 випадків. При цьому середня швидкість зміни генерації на розвантаження усереднена на 15-хвилинному інтервалі буде рівна 4,982%/15хв, а на завантаження буде дорівнювати 4,454%/15хв. Проблема з піковими значеннями миттєвої зміни генерації на 15-хвилинному інтервалі залишається і на розвантаження дорівнює 78,57%/15хв, а для завантаження дорівнює 73,34%/15хв.

Виходячи з отриманих результатів аналізу генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. зрозуміло, що ефективних засобів та методів контролю та прогнозування зміни генерації електричної енергії на СЕС Б., з урахуванням сучасних технологій, впровадити не вдається, тому пропонується піднятися на вищі рівні організації процесу генерації.

Пропонується відмовитись від підходу часткової модернізації і перейти до комплексного підходу в питанні диспетчеризації сонячних електростанцій. Кроками на цьому шляху може стати впровадження штучного інтелекту для прогнозування зміни генерації електричної енергії на сонячних електростанціях в режимі реального часу в короткостроковій перспективі і подальшої передачі цієї інформації з рівня ОСРів (ОСР- оператор системи розподілу) до ОСП (ОСП – оператор системи передачі). В подальшому ОСП буде збирати інформацію від ОСРів в єдину інформаційну базу і отримувати сумарне дійсне результуюче значення відхилення генерації електричної енергії на СЕС від прогнозованого графіку генерації, що дасть можливість ОСП бути готовим реагувати на значні коливання в енергосистемі завчасно.

Таким чином, впровадження таких кроків дозволить збільшити стійкість енергосистеми, її прогнозованість в короткостроковій перспективі та збільшить час для можливості реагування на відхилення для диспетчерського персоналу.

Висновок

Отже, проаналізовано дані генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. в період з 01.10.2022 00:00 по 27.09.2023 14:00. За результатами аналізу графіку генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. видно, що сонячні станції не здатні приймати участь на ринку допоміжних послуг, бо не відповідають вимогам кодексу системи передачі. Суттєвою проблемою сонячних електростанцій залишається миттєва зміна величини генерації електричної енергії, яка в пікові моменти сягає 84,377%/хв від максимального значення генерації за досліджуваний період часу. Компенсувати такі небаланси можливо за рахунок встановлення УЗЕ, проте враховуючи специфіку роботи сонячної електростанції можна зробити висновок, що знадобиться УЗЕ великої ємності. УЗЕ великої ємності значно підвищить вартість і термін окупності сонячної електростанції і, ймовірно, буде збитковою для підприємства. В результаті, пропонується перенести процес прогнозування та управління графіком генерації на більш високий рівень, ніж рівень станції.

Список використаної літератури

1. [Електронний ресурс] Кодекс системи передачі. Версія №1848 від 27.12.2022-<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>
2. [Електронний ресурс] Кодекс системи розподілу. Версія №1575 від 29.11.2022-<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>
3. [Електронний ресурс] Про затвердження Правил ринку. Версія №1592 від 29.11.2022-<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18>
4. [Електронний ресурс] Офіційний сайт ENTSO-E - <https://vision.entsoe.eu/>
5. [Електронний ресурс] Енергетичний ринок північної Європи - <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/#/nordic/table>
6. [Електронний ресурс] Ринок допоміжних послуг північної Європи за видами резервів-https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL,SRL,MRL&markets=BALANCING_CAPACITY,BALANCING_ENERGY

A. Khomiak¹, Ph. D. student, ORCID: 0000-0003-0315-0883

V. Rozen¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID: 0000-0002-0440-4251

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

ANALYSIS OF THE OPERATION MODE OF THE SOLAR POWER PLANT

The article examines the load change schedule of the solar power plant in the Ukraine-Moldova energy union. The analysis of data averaged at minute and 15-minute intervals in the period from 01.10.2022 00:00 to

27.09.2023 14:00 was carried out. Changes to forecasting load changes at solar power plants in the short term are proposed.

Background. The increase in the share of solar electricity generation in the energy systems of the countries of the world leads to the need to control and manage the process of electricity production to increase the stability and sustainability of the energy system. A significant price for compensation of imbalances in the energy system is included in the tariffs, which affects the end consumers of electricity.

Objective: increasing the adequacy of the results of the distribution of deficit frequency containment reserves, frequency restoration reserves to compensate for imbalances that arise when generation is changed at solar power plants. Reducing the cost of compensation for imbalances that occur when changing generation at solar power plants. To solve the goal, it is necessary to analyze the mode of operation of the solar power plant and the amount of imbalances caused by the deviation from the generation schedule at the solar power plant and to develop new methods of short-term forecasting.

Methods: the social engineering approach of forecasting and modeling was used to analyze the processes affecting the method of controlling the generation schedule of the solar power plant.

Results. A new mathematical and technical solution is proposed for compensating the imbalance in the power system in case of a rapid change in the electricity generation schedule at solar power plants. For the first time, the electricity generation schedule at the solar power plant was analyzed and the rate of change of generation at different time intervals was determined. The electricity generation schedule at the solar power plant was analyzed and a new technical solution for forecasting and management of the generation schedule was proposed to be transferred to a higher level than the station one. Such a technical and mathematical solution can be widely used in the process of managing the schedule of electricity generation at solar power plants in many system operators in different countries of the world, where there is a problem of insufficient reserves for frequency support and restoration, and the amount of solar electricity generation has a significant share in the total amount of generation electrical energy.

Conclusions. Data on electricity generation at the B. solar power plant in the period from 01.10.2022 00:00 to 27.09.2023 14:00 were analyzed. According to the results of the analysis of the electricity generation schedule at the B. solar power plant, it is clear that the solar plants are not able to participate in the auxiliary services market because they do not meet the requirements of the transmission system code. A significant problem of solar power plants remains the instantaneous change in the value of electric energy generation, which at peak times reaches 84.377%/min of the maximum value of generation for the studied time period. It is possible to compensate for such imbalances by installing a ESS, but taking into account the specifics of the operation of the solar power plant, it can be concluded that a large-capacity ESS will be needed. Large-capacity ESS will significantly increase the cost and payback period of the solar power plant and will probably be unprofitable for the enterprise. As a result, it is proposed to move the process of generation schedule forecasting and management to a higher level than the station level.

Keywords: Intelligent systems, solar power plant management, power system imbalance compensation, auxiliary services, transmission system code

References

1. [Electronic resource] Transmission system code. Version No. 1848 dated 12/27/2022 - <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>
2. [Electronic resource] Distribution system code. Version No.1575 dated November 29, 2022 - <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>
3. [Electronic resource] On the approval of the Market Rules. Version No. 1592 dated 29.11.2022 - <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18>
4. [Electronic resource] ENTSO-E official website <https://vision.entsoe.eu/>
5. [Electronic resource] Energy market of Northern Europe <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/#/nordic/table>
6. [Electronic resource] Northern European auxiliary services market by types of reserves - https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL,SRL,MRL&markets=BALANCING_CAPACITY,BALANCING_ENERGY

Надійшла: 12.02.2024

Received: 12.02.2024