

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Інститут (факультет) _____ ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого _____
Кафедра _____ Електропостачання та енергоменеджменту _____

«До захисту в ЕК»

Директор інституту

_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ___ » _____ лютого 2024 р.

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Сергій БАЛЮТА
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ___ » _____ лютого 2024 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»

на тему: «Дослідження надійності електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ)»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕЛ-2-7М

_____ Манченко Богдан Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

_____ (підпис)

Керівник Юнєєва Наталія Тахірджанівна

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

_____ (підпис)

Рецензент Володимир БОНДАР

(ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) незарядженої допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2024 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально - науковий інженерно - технічний інститут ім. акад. І. С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

ЕПЕМ

Сергій БАЛЮТА

“20” листопада 2023 року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Манченку Богдану Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Дослідження надійності електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ)»

керівник роботи Юнецьва Наталія Тахірджанівна доц.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ 20 ” листопада 2023 року № 940-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 09 лютого 2024 року

3. Вихідні дані до роботи:

1. Тестова схема для аналізу режимів електричної мережі з сонячними електростанціями. 2. Параметри елементів тестової схеми. 3. Дані про встановлену потужність ВДЕ. 4. Тестові схеми 6, 18 і 38 машин і параметри їх елементів

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розвиток відновлюваної енергетики в Україні, Потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні, Енергія вітру, Енергія сонця, Використання відновлюваних джерел енергії в Україні, Інтеграція відновлюваних джерел енергії до Об'єднаної енергосистеми України, Особливості роботи відновлювальних джерел енергії в електроенергетичній системі, Структура генеруючих джерел Об'єднаної енергосистеми України, Базові показники оцінки балансової надійності електроенергетичних систем при інтеграції відновлюваних джерел енергії, Сплив сонячних електростанцій на режими роботи електричних мереж, Структурні зміни енергосистем з вде та відповідні зміни їхніх динамічних властивостей.

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація до пояснювальної записки - “18 слайдів”

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____ 20 листопада 2023 р. _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ З№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на магістерську роботу	20.11.2023 р.	
2	Вступ	25.11.2023 р.	
3	Розвиток відновлюваної енергетики в Україні	10.12.2023 р.	
4	Вплив сонячних електростанцій на режими роботи електричних мереж	25.12.2023 р.	
5	Структурні зміни енергосистем з вде та відповідні зміни їхніх динамічних властивостей	17.01.2024 р.	
6	Формування висновків по роботі	19.01.2024 р.	
7	Оформлення пояснювальної записки	22.01.2024 р.	
8	Оформлення графічної частини роботи	30.01.2024 р.	
9	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	09.02.2024 р.	

Здобувач

_____ (підпис)

Богдан МАНЧЕНКО
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Наталія ЮНЕСВА
(прізвище та ініціали)

Манченко Б.О. Дослідження надійності електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ).

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій

Київ – 2024

Дисертаційна робота викладена на 101 сторінці та складається зі вступу, 3 розділів, загальних висновків, додатку та списку використаних джерел.

В магістерській дисертації проведено аналіз розвитку відновлюваної енергетики в Україні, наведено особливості інтеграції відновлюваних джерел енергії до Об'єднаної енергосистеми України, які характеризуються ймовірнісним характером генерації енергії, зазначено, що при наявності прогнозів генерованої потужності ВДЕ можна заздалегідь передбачити необхідний резерв потужності в електроенергетичній системі для компенсації змін в генерації ВДЕ для забезпечення надійного електропостачання споживачів.

Наведено результати досліджень, що стосуються змін динамічних властивостей електроенергетичних систем (ЕЕС) внаслідок розвитку електричних мереж та значного збільшення частки розподілених джерел генерування в структурі генеруючих потужностей ЕЕС. З використанням трьох розроблених моделей ЕЕС, що відповідали послідовним етапам розвитку ЕЕС, внаслідок опрацювання результатів моделювання електромеханічних перехідних процесів виявлено зміни, що відбулися у спектрі власних частот ЕЕС та у протіканні аварійних процесів. Отримані результати дають можливість передбачити якісні зміни динамічних властивостей об'єднаної енергосистеми України на етапах її повоєнного відновлення та розвитку з врахуванням зміни частки ВДЕ.

Внаслідок структурних змін, яких зазнає ОЕС України в повоєнний період, має суттєво зрости частка РДГ (джерел генерації меншої одиничної потужності) в структурі генеруючих потужностей її «локальних» ЕЕС. Менш інерційні (у

більшості випадків) РДГ, зокрема і СЕС, призведуть до зменшення сталої інерції ЕЕС та до певного розширення частотного спектру складових коливань параметрів режиму у напрямі зростання частот, можливий деякий «зсув» у цьому напрямі окремих власних частот ЕЕС. В тій частині електричних мереж ЕЕС, що набуде розвитку та приєднання РДГ, слід очікувати зменшення амплітуд коливань режимних параметрів та тривалості перехідних процесів, викликаних аварійними збуреннями. Введення в ЕЕС значних обсягів потужності РДГ впливатиме на перебіг аварійних електромеханічних перехідних процесів, зокрема і на виникнення АР, що потребуватиме додаткового опрацювання питань розрахунку та аналізу режимів, встановлення та налаштування засобів релейного захисту та протиаварійної автоматики.

Ключові слова: баланс активної потужності, вітрова електростанція, графік добового навантаження, показники надійності енергосистеми, об'єднаної енергосистеми України, сонячна електростанція, електроенергетична система, динамічні властивості, розподілені джерела енергії, стала інерції, власні частоти.

Manchenko B.O. Reliability research of electric power systems with renewable energy sources (RES).

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

National University of Food Technologies

Kyiv – 2024

The dissertation is laid out on 101 pages and consists of an introduction, 3 chapters, general conclusions, an appendix and a list of used sources.

In the master's thesis, an analysis of the development of renewable energy in Ukraine is carried out, the features of the integration of renewable energy sources into the United Energy System of Ukraine, which are characterized by the probabilistic nature of energy generation, are given, it is stated that in the presence of forecasts of the generated RES power, it is possible to predict in advance the necessary power reserve in the electric power system for compensation for changes in RES generation to ensure reliable electricity supply to consumers. The results of research concerning changes in the dynamic properties of electric power systems (EES) as a result of the development of electric networks and a significant increase in the share of distributed sources of generation in the structure of generating capacities of the EES are given. With the use of three developed EES models that corresponded to successive stages of EES development, as a result of processing the results of modeling of electromechanical transient processes, the changes that occurred in the spectrum of natural frequencies of EES and in the course of emergency processes were revealed. The obtained results make it possible to predict qualitative changes in the dynamic properties of the unified energy system of Ukraine at the stages of its post-war recovery and development, taking into account the change in the share of RES. As a result of the structural changes undergone by the UES of Ukraine in the post-war period, the share of RDH (sources of generation of smaller unit capacity) in the structure of generating capacities of its "local" UES should increase significantly. Less inertial (in most cases) RDGs, in particular, SESs.

will lead to a decrease in the permanent inertia of the EES and to a certain expansion of the frequency spectrum of the component fluctuations of the mode parameters in the direction of increasing frequencies, some "shift" in this direction of individual eigenfrequencies of the EES is possible. In that part of the electrical networks of the UES, which will develop and join the RDG, one should expect a decrease in the amplitudes of fluctuations of mode parameters and the duration of transient processes caused by emergency disturbances. The introduction of significant amounts of RDG power into the UES will affect the course of emergency electromechanical transient processes, in particular, the occurrence of ARs, which will require additional processing of issues of calculation and analysis of modes, installation and adjustment of relay protection and emergency automation.

Keywords: balance of active power, wind power plant, daily load schedule, indicators of reliability of the energy system, unified energy system of Ukraine, solar power plant, electric power system, dynamic properties, distributed energy sources, inertia constant, natural frequencies.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	10
1	РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ.....	15
1.1.	Потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні.....	15
1.1.1.	Енергія вітру.....	15
1.1.2.	Енергія сонця.....	16
1.2.	Використання відновлюваних джерел енергії в Україні.....	18
1.3.	Інтеграція відновлюваних джерел енергії до Об'єднаної енергосистеми України.....	20
1.3.1.	Особливості роботи відновлювальних джерел енергії в електроенергетичній системі.....	20
1.3.2.	Структура генеруючих джерел Об'єднаної енергосистеми Україні.....	25
1.3.3.	Базові показники оцінки балансової надійності електроенергетичних систем при інтеграції відновлюваних джерел енергії.....	29
1.4.	Шляхи зниження можливих негативних впливів відновлюваних джерел на роботу енергосистеми.....	34
2.	ВПЛИВ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	36
2.1.	Характеристика сонячних електростанцій як елементів електричних мереж.....	36
2.2.	Особливості роботи електричних мереж з сонячними електростанціями.....	36
2.3.	Задача аналізу режимів електричної мережі з сонячними електростанціями.....	38

2.4.	Аналіз сталих режимів роботи електричної мережі з сонячною електростанцією.....	40
2.5.	Аналіз якості електричної енергії в електричній мережі з сонячною електростанцією.....	47
2.6.	Аналіз статичної стійкості електричної мережі з сонячною електростанцією.....	54
3	СТРУКТУРНІ ЗМІНИ ЕНЕРГОСИСТЕМ З ВДЕ ТА ВІДПОВІДНІ ЗМІНИ ЇХНІХ ДИНАМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ.....	59
	ВИСНОВКИ.....	88
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	90
	ДОДАТКИ.....	98

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в Україні закріплено на державному рівні у Національному плані дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року та Енергетичній стратегії України на період до 2030 року. Згідно даних документів до 2020 р. частка ВДЕ в загальній структурі енергоспоживання країни повинна скласти 11%, а до 2035 р. – 35%.

Генерація електричної енергії вітровими (ВЕС) та сонячними електростанціями (СЕС) носить імовірнісний характер. Впродовж доби можливі часті зміни величини генерованої активної потужності в значному діапазоні, в той час як для надійного забезпечення споживачів електричною енергією в електроенергетичній системі (ЕЕС) повинен зберігатись баланс активної потужності, тобто генерація електричної енергії повинна відповідати споживанню. Для забезпечення балансу ЕЕС повинна мати певну кількість генеруючих потужностей, що можуть змінювати свою робочу потужність у відповідності до зміни навантаження (зростання або зменшення). Збільшення в балансі ЕЕС частки електростанцій негарантованої потужності, таких як ВЕС та СЕС, може привести до зростання варіативності навантаження балансуємих електростанцій. Недостатність регулюючого діапазону або швидкості реагування балансуємих електростанцій на зміни навантаження ЕЕС може привести до виникнення дефіциту потужності та, тим самим, позначитись на надійності забезпечення електричною енергією споживачів.

З огляду на плани з розвитку відновлюваних джерел енергії та стрімке нарощування в Україні встановленої потужності ВДЕ визначення впливу імовірнісної генерації ВЕС та СЕС на показники балансової надійності ЕЕС є актуальною задачею.

Поведінка електроенергетичних систем (ЕЕС), зокрема протікання електромеханічних перехідних процесів у разі збурень режимів, залежать від їхніх динамічних властивостей. З подальшою трансформацією ЕЕС за вектором декарбонізації зазнають змін і їхні властивості. Дослідженню

питань функціонування ЕЕС, що виникають внаслідок таких змін, присвячено багато праць, наприклад, [1-6]. Відновлення та розвиток об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в повоєнний період мають відбуватися у напрямі утворення «локальних» енергетичних систем, що характеризуються енергетичною самодостатністю (квазі-самодостатністю) зі значною часткою в структурі генеруючих потужностей розподілених джерел генерування (РДГ), зокрема і відновлюваних джерел енергії, та наявністю потужної множини просьюмерів. Такі структурні зміни ОЕС України сприятимуть її перетворенню в «непотоплювану», певною мірою секційовану «енергетичну платформу» з електрично поєднаними секціями (зазначеними локальними енергосистемами), що забезпечуватиме надійне енергоживлення усіх сфер людської діяльності [7]. Слід підкреслити, що така повоєнна трансформація ОЕС України цілком узгоджуватиметься зі світовими тенденціями розвитку ЕЕС у напрямі їхньої декарбонізації, проте, не всупереч їм, а враховуючи уроки війни, *надійність енергозабезпечення споживачів* має бути мейнстримом усіх очікуваних перетворень ОЕС України.

Мета дисертаційної роботи полягає у дослідженні надійності електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ), визначенні характеру впливу структурних трансформацій ЕЕС, зокрема збільшення частки розподілених джерел генерування (РДГ) в структурі генеруючих потужностей за розвитку електричних мереж, на їхні динамічні властивості.

Об'єктом дослідження є перехідні процеси в тестових схеми ЕЕС, одну з яких (6-машинну модель ЕЕС) було взято як «відправну точку» під час досліджень та споживання електричної енергії вітрових (ВЕС), сонячних (СЕС), традиційних електростанцій та систем акумуляування при сумісній роботі в електроенергетичній системі (ЕЕС).

Предметом дослідження є параметри перехідних режимів при завданні збурень різної інтенсивності, частотний спектр складових коливань

параметрів режиму.

Методи досліджень математичний та програмний апарат спектрального аналізу коливань, : статистичні методи обробки даних щодо показників потужності ВДЕ та навантаження енергосистеми, імітаційне комп'ютерне моделювання для дослідження режимів роботи енергосистеми сумісно з ВЕС та СЕС.

Засоби досліджень: програмний комплекс розрахунку режимів ЕЕС, Python scipy package.

Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні закріплено на державному рівні у Національному плані дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року та Енергетичній стратегії України на період до 2030 року. Згідно даних документів на період до 2020 р. частка ВДЕ в загальній структурі енергоспоживання країни повинна скласти 11 % а на період до 2035 р. – 35 %.

За результатами досліджень, проведених Міжнародним агентством з відновлюваних джерел енергії (IRENA) у січні 2017 року, Україна володіє найбільшим серед країн Південно-Східної Європи технічним потенціалом впровадження відновлюваних джерел енергії. За оцінками експертів, загальний річний потенціал ВДЕ складає більше 1 млн. ГВт·год. (без урахування великих гідроелектростанцій). На відновлювані джерела енергії – вітер та сонячну радіацію – припадає понад 90% цього потенціалу.

Завдяки державній підтримці розвитку відновлюваних джерел енергії встановлена потужність вітрових та сонячних електростанцій у першому кварталі 2019 року досягла 3136 МВт, з них 862 МВт було введено у 2019 році.

Робота вітрових та сонячних електростанцій характеризується нестабільністю поточної потужності. Впродовж доби можливі часті зміни величини генерованої активної потужності в значному діапазоні, що може позначитись на роботі інших електростанцій енергосистеми та споживачів. Для того, щоб завчасно реагувати на ці зміни, електроенергетична система

повинна розвиватись з урахуванням зростання частки відновлюваних джерел енергії в енергобалансі країни. Тому інтегрування значної потужності вітрових та сонячних електростанцій до складу електроенергетичної системи потребує урахування впливу імовірнісного характеру генерації на збалансованість роботи електроенергетичної системи.

В більшості існуючих методів оцінка показників надійності виконується для характерних періодів роботи ЕЕС (максимум, мінімум навантаження та паводок) або з використанням типових графіків. Такий підхід не дозволяє охопити всіх можливих режимів сумісної роботи вітрових, сонячних та традиційних електростанцій. Необхідно для різних сценаріїв розвитку ВДЕ сформувати вимоги до гнучкості Об'єднаної енергосистеми України. Встановлено, що інтеграція ВЕС та СЕС на рівні до 10 % від загального споживання електричної енергії в ОЕС України не веде до зростання варіативності чистого навантаження (частина навантаження, що покривається традиційними електростанціями). Значення стандартного відхилення та максимальної позитивної 1-годинної зміни чистого навантаження становлять 0,023 та 0,037 в.од./год. відповідно. При подальшому збільшенні частки ВЕС та СЕС зміни потужності цього типу електростанцій переважають над змінами навантаження споживачів.

Визначено рівень взаємної кореляції 1-годинних змін потужності для вітрових та сонячних електростанцій для регіонів перспективного будівництва цих електростанцій. Встановлено, що для ВЕС на відстані понад 300 км 1-годинні зміни потужності майже не корелюють. Для СЕС помірна кореляція 1-годинних змін потужності спостерігається навіть для відстаней до 900 км.

Проаналізовано розподіл максимальних значень небалансів ОЕС України, що виникають внаслідок відмов енергоблоків електростанцій, та виявлено, що розподіл виникнення випадків небалансу активної енергії не пов'язаний з характерними періодами роботи енергосистеми, з такими як максимум та мінімум навантажень і паводок. Тому для більш точної оцінки

можливого дефіциту потужності розрахунок доцільно виконувати для всього року.

В залежності від встановленої потужності вітрових та сонячних електростанцій для структури генеруючих джерел, визначено еквівалентну потужність теплових електростанцій (ТЕС), що може бути заміщена в електроенергетичному балансі ОЕС України. Дана величина для вітрових електростанцій складає 43% встановленої потужності, для сонячних –25% при встановленій потужності відновлюваних джерел енергії 1 ГВт.

Встановлено, що існуюча на початок 2019 року структура генеруючих джерел дозволяє інтегрувати ВЕС та СЕС сумарно до 4 ГВт без погіршення показників балансової надійності ОЕС України. При цьому подальше нарощування потужності вітрових та сонячних електростанцій потребує зміни структури генеруючих джерел, або обмеження потужності базових електростанцій, ВЕС та СЕС.

Показано, що на період до 2025 року можлива інтеграція відновлюваних джерел енергії на рівні до 10% від загального споживання електричної енергії в ОЕС України за умови виведення з експлуатації блоків АЕС потужністю 3880 МВт. На період до 2035 року для рівнів інтеграції ВДЕ 25 % від загального споживання електроенергії в ОЕС України спостерігається дефіцит високоманеврових потужностей в обсязі до 900 МВт. Дана потреба може бути вирішена за рахунок будівництва систем акумулювання електричної енергії або глибокої реконструкції існуючих енергоблоків ТЕС.

Ключові слова: баланс активної потужності, вітрова електростанція, графік добового навантаження, показники надійності енергосистеми, об'єднаної енергосистеми України, сонячна електростанція, електроенергетична система, динамічні властивості, розподілені джерела енергії, стала інерції, власні частоти.

РОЗДІЛ 1. РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

1.1. Потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні

За результатами досліджень, проведених Міжнародним агентством з відновлюваних джерел енергії (IRENA) у січні 2017 року, Україна володіє найбільшим серед країн Південно-Східної Європи технічним потенціалом впровадження відновлюваних джерел енергії [1]. За оцінками експертів загальний річний потенціал ВДЕ складає більше 1 млн. ГВт·год. (без урахування великих гідроелектростанцій). На вітрову енергетику припадає 858,5 тис. ГВт·год., на сонячну енергетику 88,4 тис. ГВт·год., на енергію біомаси – 78,4 тис. ГВт·год., на малі гідроелектростанції (ГЕС) 8,5 тис. ГВт·год.

1.1.1. Енергія вітру

Наявний потенціал вітрової енергії підтверджено як міжнародними фаховими установами [1], так і вітчизняними [2 – 4]. За оцінками IRENA технічний потенціал встановленої потужності ВЕС складає 321 ГВт. За прогнозами ІВЕ НАН України встановлена потужність вітрових електростанцій, може сягнути 10 ГВт вже у 2030 році, а річні обсяги виробництва електроенергії – 30 тис ГВт·год [5].

До перспективних регіонів будівництва вітрових електростанцій можна віднести Одеську, Херсонську, Запорізьку, Донецьку, Луганську, Миколаївську області, АР Крим та окремі райони Карпат. Прогнозний коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) для сучасної вітроелектричної установки (ВЕУ) трьохмегаватного класу з висотою осі ротора 135 м та діаметром вітроколеса 126 м для даних регіонів складає від 0,4 [2, 3].

За оцінками Української вітроенергетичної асоціації реальний

потенціал вітроенергетичного сектора України складає 16 ГВт [5]. Річний виробіток електричної енергії за такого КВВП оцінюється на рівні 56 млрд. кВт год.

Розподіл потенціалу енергії вітру в Україні наведено на рис. 1.1 [3].

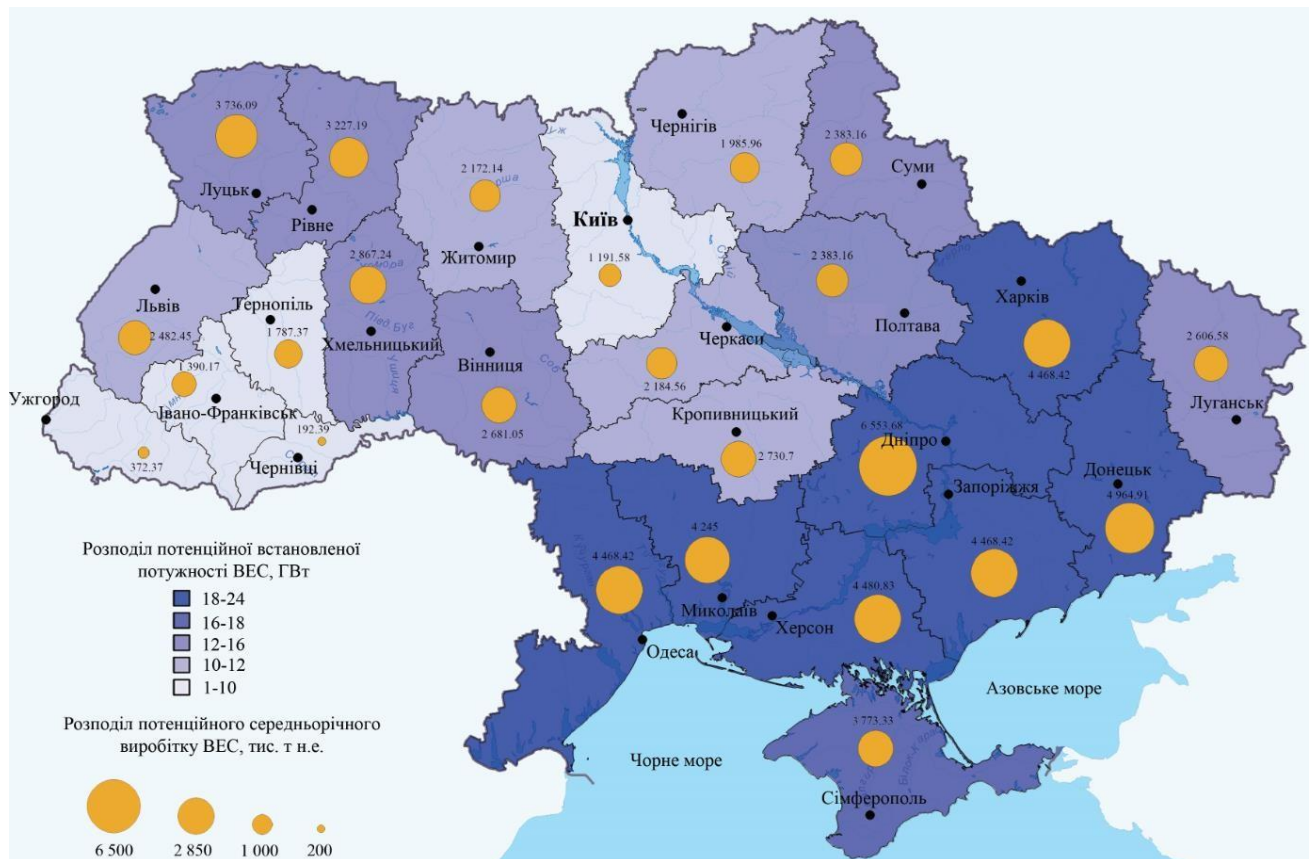


Рис. 1.1. Карта розподілу потенціалу енергії вітру в Україні.

1.1.2. Енергія сонця

Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що надходить на 1 кв.м поверхні, на території України знаходиться в межах: від 1070 кВт.год/кв.м в північній частині України до 1400 кВт.год/кв.м і вище в АР Крим. Технічний потенціал встановленої потужності сонячних електростанцій складає 71 ГВт [2, 3].

Карту надходження сонячної радіації на території України наведено на рис. 1.2 [3]. Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для

широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях. Найбільш високий потенціал мають південні та східні регіони України.

Згідно з даними Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, теоретично можливий потенціал сонячної енергетики на території України складає більше 730 млрд кВт·год. на рік, а технічно можливий складає лише 34,2 млрд кВт·год. За оцінкою IRENA прогнозна річна генерація сонячними електростанціями у 2030 р. складе 8,4 тис. ГВт·год [5].

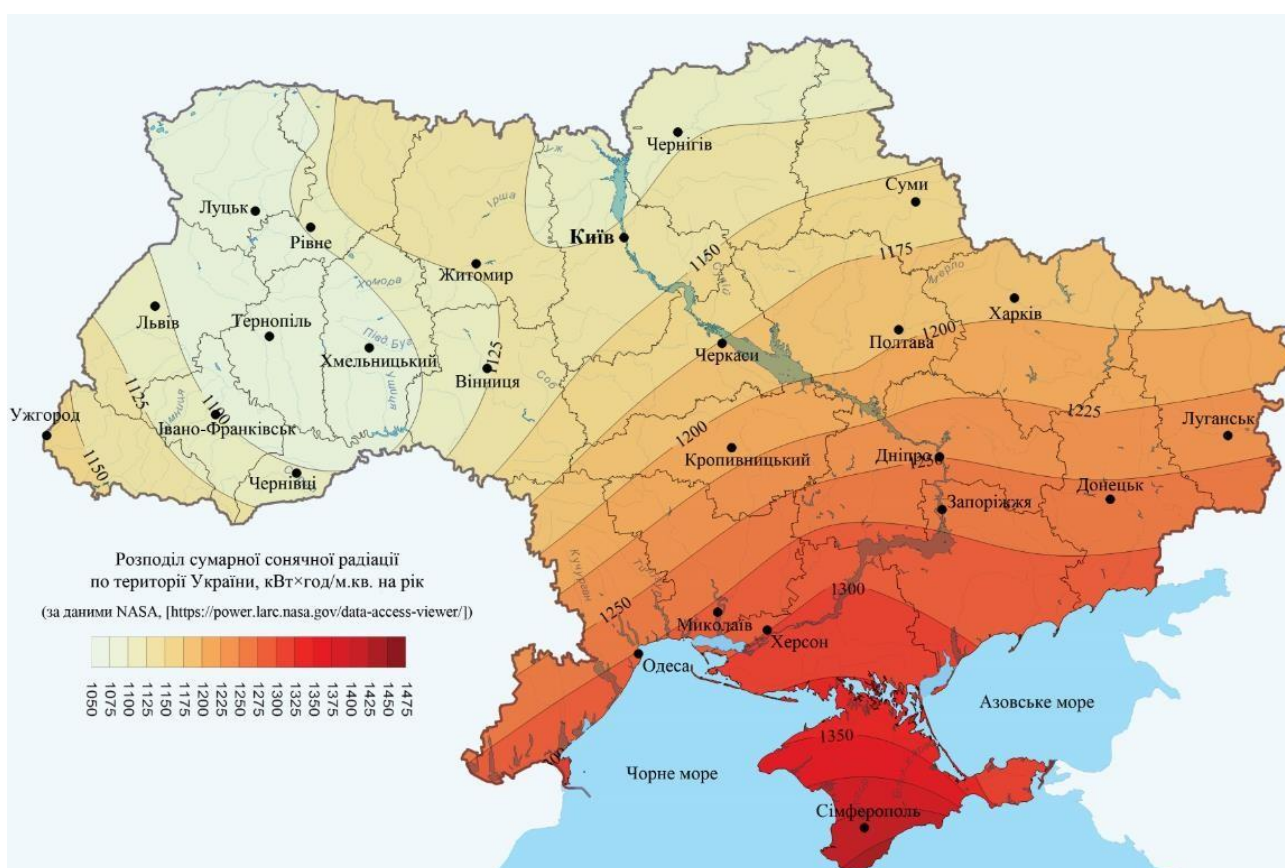


Рис. 1.2. Карта надходження сонячної радіації на території України.

1.2. Використання відновлюваних джерел енергії в Україні

Розвиток відновлюваної енергетики в Україні закріплений на державному рівні [6, 7]. Для стимулювання розвитку ВДЕ в Україні запроваджено «зелений» тариф - спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - вироблена лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями) [8]. «Зелений» тариф діє як для промислових, так і для приватних домогосподарств.

Згідно Енергетичної стратегії України на період до 2035 року частка ВДЕ в загальному постачанні енергії повинна скласти не менше 12% на 2025 рік та 25% – до 2035 року [6]. План розвитку відновлюваних джерел енергії за роками до 2050 року наведено в табл. 1.1 [9].

Таблиця 1.1

Встановлена потужність ВДЕ (базовий сценарій), ГВт

Види ВДЕ	Роки						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Малі ГЕС (до 10 МВт)	0,15	0,20	0,25	0,30	0,33	0,34	0,34
Вітрові електростанції	1,5	6,0	10,0	15,0	18,0	21,0	23,0
Фотоелектростанції	2,0	3,0	4,5	6,0	8,0	11,0	14,0
Геотермальна енергія	0,02	0,1	0,5	0,8	1,0	1,1	1,2
Біомаса	1,0	1,2	1,6	2,1	2,4	2,6	2,7
Усього	4,6	10,5	16,9	24,2	29,7	36,0	41,2

Згідно даних Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, станом на 01.04.2019 встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики в Україні, що працюють за «зеленим» тарифом, склала 3136 МВт. З них 862 МВт джерел відновлюваної енергетики було введено за I квартал 2019 року. Динаміку введення об'єктів відновлюваних джерел енергії за роками наведено на рис. 1.3. Найбільше було введено промислових сонячних електростанцій – 684 МВт.

За перший квартал 2019 року було введено в експлуатацію 862 МВт джерел відновлюваної енергетики, з них найбільше об'єктів сонячної енергетики – 684 МВт та вітроенергетики 173 МВт. Об'єктів малої гідроенергетики та таких, що виробляють енергію з біомаси та біогазу було збудовано 13 МВт.



Рис. 1.3. Динаміка введення об'єктів ВДЕ за роками, МВт.

1.3. Інтеграція відновлюваних джерел енергії до Об'єднаної енергосистеми України

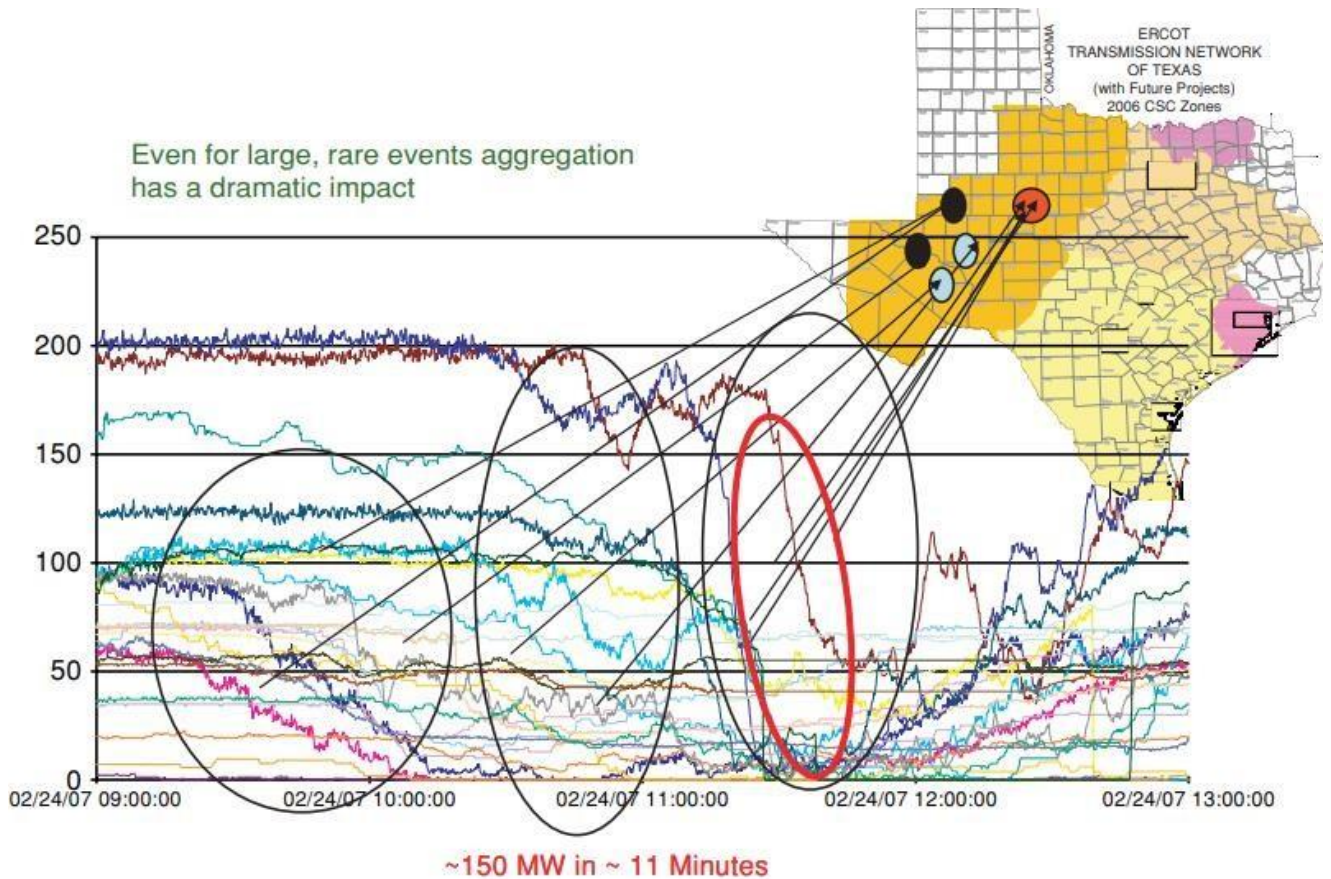
1.3.1. Особливості роботи відновлювальних джерел енергії в електроенергетичній системі

Робота вітрових та сонячних електростанцій, на відміну від інших ВДЕ, характеризується ймовірнісним характером генерації електричної енергії. Впродовж доби можливі часті зміни величини генерованої потужності в значному діапазоні.

Це висуває певні вимоги до електроенергетичної системи при інтеграції та сумісній роботі ВЕС та СЕС з іншими електростанціями [10, 11]. З огляду на це, в роботі буде розглянуто вітрові та сонячні електростанції без врахування інших ВДЕ, оскільки останні за своїми властивостями близькі до традиційних електростанцій і не мають такого впливу на роботу ЕЕС.

Інтеграція значних обсягів відновлюваних джерел енергії до електроенергетичної системи потребує вирішення ряду задач, пов'язаних з природними особливостями роботи цих електростанцій та структурою генеруючих джерел ЕЕС [10 - 21].

Головні з цих задач - це потреба в додаткових резервних потужностях для компенсації змін у генерації ВДЕ, забезпечення надійності функціонування ЕЕС та можливе погіршення якості електроенергії.



Зміни генерованої потужності ВДЕ можуть відбуватись досить швидко. Особливо це стосується ситуацій, викликаних несприятливими погодними умовами. На рис. 1.4 наведено приклад зміни потужності вітрових електростанцій в західній частині Техасу (США), викликану бурею [12].

Рис 1.4. Зміна генерованої потужності ВЕС в західному Техасі (США) внаслідок несприятливих погодних умов 24 лютого 2007 року.

24 лютого 2007 р. о 9-й годині ранку сукупна генерована потужність ВЕС склала більше 2000 МВт, що відповідає близько 70% від встановленої потужності (2900 МВт). Наступної години внаслідок несприятливих погодних умов на всій західній частині штату більшість вітроелектричних станцій змушені були знизити потужність та зупинитись (див. рис. 1.4).

Одна ВЕС потужністю 200 МВт за 11 хвилин втратила 150 МВт, що складає 75% від встановленої потужності. Такі події викликали занепокоєння

операторів енергосистеми. Однак за рахунок розосередження ВЕС на значній території негативний вплив було зменшено. Загальна генерація ВЕС даного району скоротилася приблизно на 1500 МВт за час приблизно 120 хвилин. Окрім цього, дана подія була прогнозована, тому заздалегідь було передбачено резерв потужності на інших електростанціях.

Таким чином, можна відзначити, що при збільшенні кількості вітроелектричних станцій результуюча зміна потужності буде менше, ніж для окремої електростанції. При використанні прогнозів генерованої потужності ВЕС можна заздалегідь передбачити необхідний резерв потужності в електроенергетичній системі для компенсації змін в генерації ВДЕ.

На рис. 1.5 наведено приклад зміни робочої потужності для однієї ВЕУ (225 кВт), для однієї ВЕС (72,7 МВт) та групи ВЕС (15 ГВт) в Німеччині за періодс 21 до 31 грудня 2004 года [11].

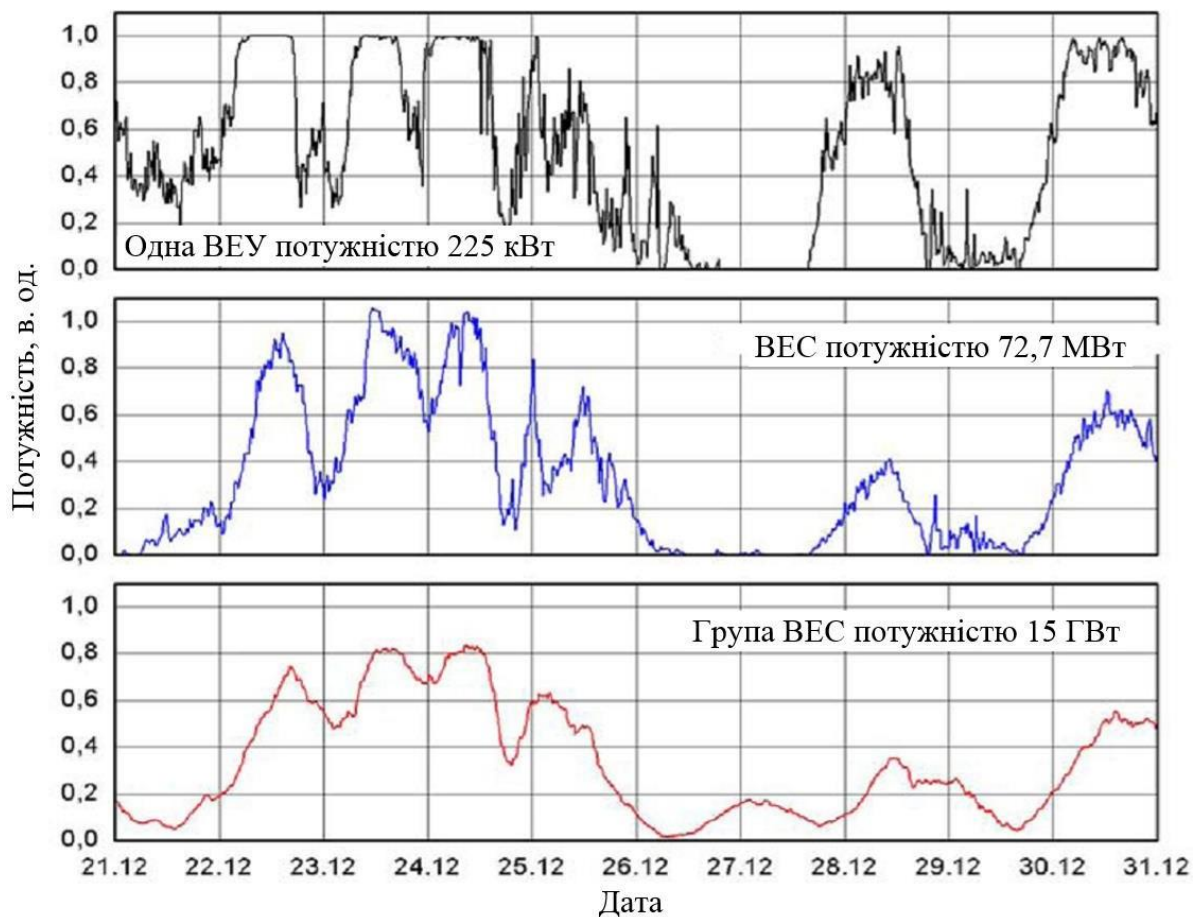


Рис. 1.5. Приклад зміни генерованої потужності від кількості ВЕУ.

З рис. 1.5 можна відзначити, що для групи ВЕС на розглянутому часовому інтервалі генерована потужність завжди нижче встановленої та майже завжди більше нуля.

Потужність більшості об'єктів ВДЕ, що будуються в Україні, не перевищує 50 МВт і тому, як правило, приєднуються до розподільних мереж [22] на напрузі від 0,4 кВ (побутові) до 35 кВ (промислові). Особливо це характерно для сонячних електростанцій. Згідно даних Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України кількість СЕС приватних домогосподарств на 2-й квартал 2019 р. склала 11888 з них 3045 встановлено в другому кварталі 2019 р. Робота сонячної електростанції характеризується частими різкими змінами генерованої потужності (рис. 1.6), що може позначитись на ефективності функціонування електричної мережі і погіршення якості послуг з електропостачання кінцевого споживача [15, 16].



Рис. 1.6. Графік добового ходу генерованої потужності приватної дахової СЕС (м. Миколаїв).

Також слід зауважити, що невизначеність генерації ВДЕ може привести до неоптимального складу генеруючих одиниць на розрахунковий період для балансування ЕЕС. При раптовій зміні робочої потужності ВДЕ, наприклад, швидке зростання або заспокоєння вітру, електростанції, що знаходяться в

роботі, повинні мати достатній резерв для завчасного реагування на такі зміни. Навіть за умови високої точності прогнозу потужності ВЕС та СЕС вплив може бути істотним. Для забезпечення надійного електропостачання споживачів за таких умов роботи ЕЕС повинна бути достатньо гнучкою.

ЕЕС вважається гнучкою, якщо вона може впоратись з невизначеністю та мінливістю попиту і генерації електричної енергії за умови збереження надійності роботи енергосистеми при помірних додаткових витратах [17 - 20].

Забезпечити гнучкість електроенергетичної системи можуть високоманеврові електростанції, системи зберігання електричної енергії та кероване навантаження, [19, 20]. Крім цього, географічне розосередження джерел відновлюваної генерації і збільшення пропускної спроможності електричних зв'язків між окремими частинами ЕЕС дозволяє знизити вимоги до гнучкості за рахунок зниження мінливості сумарних графіків генерації ВДЕ. Недостатня гнучкість енергосистеми може завадити інтеграції ВДЕ. З огляду на це, при інтеграції вітрових та сонячних електростанцій, ще на початковому етапі, дуже важливо кількісно оцінити вимоги до гнучкості енергосистеми для оптимального планування розвитку генеруючих джерел ЕЕС.

В Енергетичній стратегії України до 2035 р. планується будівництво нових високоманеврових потужностей на базі електрохімічних накопичувачів Li-ion акумуляторів [7]. За рахунок високої швидкодії та коефіцієнту корисної дії Li-ion накопичувачі досить добре себе зарекомендували для покриття пікових зон добового графіка та для підвищення стійкості та гнучкості енергосистем при інтеграції ВДЕ [24 - 29]. Також вони можуть досить ефективно використовуватись для розміщення первинного резерву ЕЕС. До недоліків даної технології слід віднести відсутність можливості зберігання енергії протягом тривалого часу.

Можливість використання електрохімічних акумуляторних батарей для підтримання частоти в електроенергетичних системах при інтеграції значних обсягів СЕС досліджено в [25]. Отримані результати підтвердили високу

ефективність даних систем для підтримки частоти в енергосистемі.

Згідно Кодексу системи передачі планування розвитку енергосистеми повинно виконуватись з урахуванням балансової надійності – здатності енергосистеми задовольняти сумарний попит на електричну енергію нормативної якості споживачів у кожний момент часу з урахуванням планових та очікуваних позапланових відключень елементів енергосистеми і обмежень на поставки енергоносіїв називається балансовою надійністю [30].

Питання забезпечення балансової надійності ЕЕС при інтеграції відновлюваних джерел енергії розглядалося в [14 - 16, 36 - 46]. Зазвичай в даних методах оцінка показників БН виконується для характерних періодів роботи електроенергетичної системи, та розглядають питання оцінки балансової надійності розподільних мереж [13, 36 - 46], що є досить актуальним з огляду на зростаючу кількість об'єктів ВДЕ приєднаних до цих мереж [47, 48].

1.3.2. Структура генеруючих джерел Об'єднаної енергосистеми України

Станом на початок 2019 року сумарна встановлена потужність електростанцій ОЕС України становила 54 ГВт. Структура генеруючих джерел станом на початок 2019 року наведена на рис. 1.7 [46, 49].

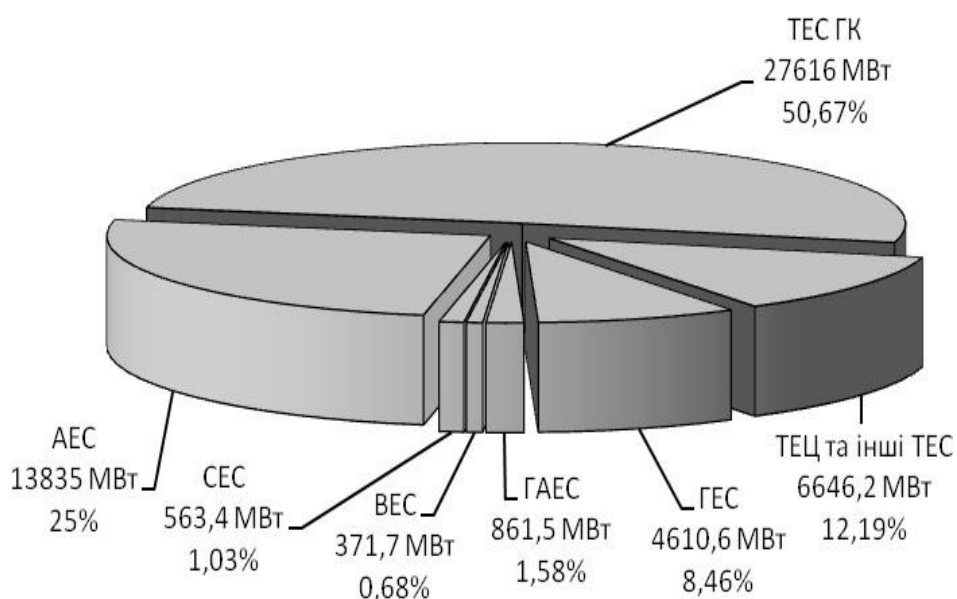


Рис. 1.7. Структура ген. облад. ОЕС України станом напочаток 2019 року.

Для забезпечення стабільної роботи ОЕС України базові електростанції повинні складати 50–55%, напівпікові – 30–35%, пікові – 15% [50]. Згідно рис. 1.7 в ОЕС України спостерігається брак пікових потужностей (10% проти необхідних 15%). Внаслідок цього до регулювання досить активно залучають енергоблоки ТЕС.

Виходячи з існуючої структури генеруючих джерел Об'єднаної енергосистеми України, єдиний тип електростанцій, який можливо долучити до компенсації коливань потужності відновлюваних джерел енергії це теплові електростанції. В Україні налічується 14 ТЕС. Потужність енергоблоків, їх кількість та період введення в експлуатацію наведено в табл. 1.2 [46, 50]. Переважну частину ТЕС було збудовано в 60-тих 80-тих роках минулого століття, тому більшість з них уже практично повністю вичерпали свій ресурс та потребують реконструкції [50].

Для покриття напівпікової зони ефективно можуть використовуватися лише енергоблоки теплових електростанцій потужністю 100-200 МВт, частка яких складає 17 % (табл. 1.2) при необхідній 30–35 %. Також слід зазначити, що більшість енергоблоків вже відпрацювали понад гранично допустимі 300 тис. годин [46, 50]. Тому до покриття напівпікової зони залучають енергоблоки потужністю 300 МВт, що розраховані на роботу в базовому режимі й не пристосовані до маневрових режимів.

Обтяженість енергосистеми значною кількістю базових електростанцій ускладнюють проходження нічного мінімуму навантаження ОЕС України, тому на ніч на 4-6 годин доводиться зупиняти певну кількість енергоблоків ТЕС з подальшим введенням їх у роботу під час ранкового підйому навантаження в енергосистемі [46, 51]. Розповсюдженою стала практика роботи теплових електростанцій зі складом генеруючого обладнання нижче технічного мінімуму за умовами живучості станції [46, 51, 52].

Такі режими роботи енергоблоків теплових електростанцій ведуть до збільшення витрат палива та прискореного фізичного зносу обладнання і, як наслідок, зростання аварійності [53 - 54]. В табл. 1.3 наведено статистичні

дані щодо аварійних зупинок та годин перебування енергоблоків в аварійних ремонтах ТЕС «ДТЕК ЕНЕРГО» за 2012 р., 2013 р., 2014 р [54]. Згідно наведених у табл. 1.3 даних можна відзначити істотне зростання кількості годин аварійних ремонтів для усіх ТЕС (окрім Зуївської ТЕС).

Таблиця 1.2 Основні параметри теплових електростанції України

Електростанція	Встановлена потужність, МВт	Кількість та потужність генераторів, МВт	Роки введення в експлуатацію
<i>Дніпроенерго</i>			
Криворіжська	2820	10*282	1965-1973
Запоріжська	3600	4*300, 3*800	1972-1979
Придніпровська	1740	4*150, 4*285	1958-1965
Всього	8160		
<i>Донбасенерго</i>			
Зуївська	1200	4*300	1981-1988
Слов'янська	1520	1*720, 1*800	1967-1971
Луганська	1400	8*125	1961-1969
Старобешівська	1750	10*125	1961-1967
Курахівська	1460	1*200, 6*210	1971-1975
Всього	7330		
<i>Центренерго</i>			
Вуглегірська	3600	4*300, 3*800	1972-1977
Трипільська	1800	6*300	1969-1972
Зміївська	2150	6*175, 4*275	1960-1969
Всього	7550		
<i>Західенерго</i>			
Бурштинська	2300	8*195, 4*185	1965-1969
Ладижинська	1800	6*300	1970-1971
Добротвірська	300	2*150	1963-1964
Всього	4400		
Всього по ОЕСУ	27440		

Інтеграція вітрових та сонячних електростанцій до електроенергетичної системи може здійснюватися лише за рахунок заміщення потужності енергоблоків теплових електростанцій [33]. Зменшення кількості енергоблоків теплових електростанцій у добовому графіку покриття навантажень ОЕС України веде до зменшення регулюючого діапазону електроенергетичної системи. Це, у свою чергу, буде вимагати від блоків ТЕС більш жорстких умов роботи, що може позначитись на надійності роботи Об'єднаної енергосистеми України в цілому.

Таблиця 1.3

Кількість аварійних зупинок та годин в аварійних ремонтах для ТЕС «ДТЕК ЕНЕРГО»

ТЕС	Параметр	2012	2013	2014
Запорізька	Кількість аварійних зупинок, шт.	19	24	15
	Кількість годин в аварійних ремонтах, год	516	666	1009
Криворізька	Кількість аварійних зупинок, шт.	87	63	106
	Кількість годин в аварійних ремонтах, год	336	1949	4374
Придніпровська	Кількість аварійних зупинок, шт.	68	44	77
	Кількість годин в аварійних ремонтах, год	1853	1847	4857
Бурштинська	Кількість аварійних зупинок, шт.	71	73	77
	Кількість годин в аварійних ремонтах, год	4278	1847	4857
Ладизинська	Кількість аварійних зупинок, шт.	50	35	77
	Кількість годин в аварійних ремонтах, год	1116	1143	3705
Добротвірська	Кількість аварійних зупинок, шт.	12	7	15
	Кількість годин в аварійних ремонтах, год	575	125	1172
Зуєвська	Кількість аварійних зупинок, шт.	21	34	16
	Кількість годин в аварійних ремонтах, год	637	789	375
Кураховська	Кількість аварійних зупинок, шт.	37	40	43
	Кількість годин в аварійних ремонтах, год	615	913	1218
Луганська	Кількість аварійних зупинок, шт.	37	38	22
	Кількість годин в аварійних ремонтах, год	634	408	580

1.3.3. Базові показники оцінки балансової надійності електроенергетичних систем при інтеграції відновлюваних джерел енергії

Оцінка оптимальності побудови ЕЕС потребує критеріїв, що характеризували б відповідність поставленим вимогам. Традиційний підхід до оцінки правильності конфігурації потужностей полягає у забезпеченні балансової надійності або адекватності системи генерації. Загалом можна розглядати баланс потужності та баланс енергії, хоча ці фізичні величини пов'язані. При цьому на перший план виходять показники забезпечення попиту. Однак при оцінці економічних показників енергосистем, що використовують ВДЕ, потрібно зважати також на раціональне використання виробленої енергії. Отже, індекси ефективності енергосистеми мають стосуватися режимів, при яких можливою є недостатня потужність генерації (втрата навантаження чи споживання), та коли генерація є надлишковою (втрата енергії). Режим точної відповідності, або нульового небалансу, теоретично має нульову імовірність, як точкова подія, проте може мати цілком протяжну тривалість при застосуванні акумулюючих та допоміжних маневрових потужностей, що забезпечують коливання небалансу в заданих межах. Базовими показниками адекватності генерування стосовно рівня споживання вважаються такі індекси, як очікувана втрата навантаження *LOLE* (loss of load expectation), імовірність втрати навантаження *LOLP* (loss of load probability), частота втрати навантаження *LOLF* (loss of load frequency) та тривалість втрати навантаження *LOLD* (loss of load duration), а також індекс очікуваної недоданої енергії *EENS* (expected energy not served) [56, 57]. Обсяг недоданої енергії через невідповідну генерацію визначається такими індексами, як очікувана втрата енергії *LOEE* (loss of energy expectation), чи імовірність втрати енергії *LOEP* (loss of energy probability).

Існують різні підходи до визначення індексів такого роду. Концептуально вони визначаються наступними виразами:

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T_i, \quad (1.1)$$

де: p_i – імовірність перебування системи в i -му стані, S – множина всіх станів системи, що асоціюються з втратою навантаження, T_i – тривалість стану (дискретність за часом). Зазвичай $LOLE$ – це середня кількість днів чи годин за певний період (як правило за рік), коли навантаження перевищують досяжну потужність генерації. І хоча цей показник не відображає ні обсягу, ні частоти появи дефіциту потужності, він є широко вживаним індексом.

Інший схожий показник, що застосовується при вивченні надійності енергосистеми – імовірність втрати навантаження $LOLP$. Це прогнозована кількість часу в довгостроковій перспективі, коли очікуване навантаження буде більшим, ніж потужність наявних генеруючих потужностей. Одне з формулювань цього індексу [56]:

$$LOLP = \sum_j P[C_j] \cdot P[L_j > C_j], \quad (1.2)$$

де: $P[\cdot]$ – імовірність певної потужності, C_j – досяжна в j -й відрізок часу генерована потужність, L_j – навантаження.

Індекси (1.1) та (1.2) пов'язані залежністю:

$$LOLE = LOLP \cdot T, \quad T = \sum_i T_i. \quad (1.3)$$

Наступні індекси вважаються допоміжними:

$$LOLF = \sum_{i \in S} (F_i - \psi_i), \quad (1.4)$$

де: F_i – частота виходу системи з стану i , ψ_i – частка переходів, що неспричиняє змін стосовно втрати чи збереження навантаження.

Як правило, $LOLF$ має розмірність кількості випадків на рік. Середня очікувана тривалість втрати навантаження:

$$LOLD = LOLE / LOLF. \quad (1.5)$$

Слід зазначити, що індекси *LOLP* чи *LOLE* не відображають сумарний дефіцит потужності, який виникає в моменти, коли відбуваються відключення споживачів. Крім того, важливо усвідомлювати, що години *LOLE* не є часом, протягом якого відбувається серйозне відключення, яке залишає цілі ринкові зони без енергії.

Популярний показник втрати навантаження – індекс очікуваної відсутності енергії *EENS* (expected energy not served) або *EUE* чи *EEU* (expected unserved energy)[58, 59]. Якщо відома крива тривалості навантаження (в осях «час-потужність»), то площа під цією кривою представляє енергію, що використовується в конкретному розглянутому періоді. Маючи імовірний розподіл генерованої потужності, можна обчислити очікуваний обсяг недопоставленої енергії. Результат такого підходу зазвичай представляється як ймовірне співвідношення між фактичною нестачею живлення і енергією, необхідною системі. Це відношення, як правило, невелике число, називають індексом ненадійності енергії. Більш практичний варіант отримують шляхом віднімання індексу ненадійності від одиниці. Кінцевий показник відомий як індекс надійності енергії. Нехай ймовірність недостатньої потужності на *k*-му інтервалі часу позначено p_k ; втрачена внаслідок дефіциту енергії навантаження, як недовиконана робота, дорівнює E_k . Тоді ймовірна втрачена (недопоставлена) енергія *LOEE* (loss of energy expectation) дорівнює $p_k E_k$, а очікувана втрата енергії за певний період розраховується як:

$$LOEE = \sum_{k \in S} p_k E_k. \quad (1.6)$$

Як правило, обирається розмірність «МВт·год./рік». Нормалізований індекс визначається діленням на загальну спожиту енергію:

$$LOEE_n = \sum_{k=1}^n \frac{p_k E_k}{E_\Sigma}, \quad E_\Sigma = \sum_{t=0}^T E_L(t) \cdot \Delta t, \quad (1.7)$$

де: Δt – елементарний часовий інтервал; n – кількість часових інтервалів

(при часовій дискретності «год./рік» $n = 8760$, для «днів/рік» $n = 365$), що застосовується як показник відповідності застосування формули.

Індекс надійності енергії EIR (energy index of reliability) розраховується так:

$$EIR = 1 - LOEE_n. \quad (1.8)$$

Існують також інші способи оцінки надійності енергозабезпечення.

При плануванні розвитку ЕЕС ключове значення має забезпечення балансової надійності або адекватності системи генерації з урахуванням пропускних спроможностей системоутворюючої мережі, тобто її здатність забезпечувати покриття попиту в електричній потужності та енергії заданої якості при планових та очікуваних (вірогідних) простоях елементів ЕЕС. В якості основних критеріїв для оцінки адекватності [60, 61], можуть використовуватись:

- математичне очікування річного обсягу обмежень споживачів в електричній енергії $M[\Delta W]$, (аналогами є EUE або $LOEE$, МВт·год. /рік); відносна задоволеність споживачів електричною енергією

$$\pi = 1 - M[\Delta W] / L_T$$

- попит споживачів на електричну енергію протягом часу T); інтегральні ймовірності появи дефіциту потужності (J_d); ймовірність втрати навантаження (в.о.) - $LOLP$; середнє число днів дефіциту потужності, тобто тривалості втрати навантаження, днів в рік ($LOLE$, інше позначення – $LOLE_{365}$); середнє число годин дефіциту потужності в рік, іноді називають тривалістю втрати навантаження в годинах за рік ($LOLH$, інше позначення – $LOLE_{8760}$).

Перший з перерахованих показників відноситься до іменованих, інші – до відносних. При цьому показник π малочутливий до збурень і несе практично ту ж інформацію, що і показник $M[\Delta W]$, тільки у відносних одиницях. З точки зору раціональності прийнятих рішень щодо розвитку ЕЕС відносні (ймовірні) показники балансової надійності більш інформативні.

Для оцінки наявності дефіциту потужності в загальному випадку

необхідно здійснити оптимізацію режиму за мінімумом загальної вартості спожитої електроенергії з формалізацією балансів виробництва-споживання, тобто мінімізації витрат палива. При їх проведенні вважається, що обмеження на можливість використання доступної потужності генерації відсутні, за винятком ВЕС і СЕС, яка задається випадковим чином з певного діапазону. Потужність споживачів, як правило, вибирається з певного діапазону випадковим чином. При виникненні дефіциту генерації диспетчерська служба ОЕС вживає заходів для його усунення, тобто неможливо розглядати стан ОЕС в певний час конкретної доби як незалежний від суміжних. Отже, для коректного розрахунку *LOLN* необхідно використання складної методології з урахуванням всіх чинників. Тому критерій *LOLE* сьогодні є найбільш використовуваним у світі для оцінки балансової надійності.

Значення показника балансової надійності повинно обиратися на основі визначення того рівня надійності покриття потреб споживачів в електроенергії, за якого додаткові витрати на його підвищення для ОЕС стають більшими, ніж компенсація вірогідного рівня збитків споживачів. Так, у колишньому СРСР імовірнісний норматив надійності у вигляді $J_d=0,004$ мав саме таке обґрунтування, яке базувалось на співставленні додаткових витрат на підвищення надійності енергопостачання та економічних втрат споживачів від перерви в електропостачанні. Звісно, такий підхід потребує постійного корегування значень показників балансової надійності під впливом зміни вартості додаткової генерації, необхідної для покриття дисбалансів в умовах лібералізованого ринку електроенергії, та рівня збитків від переривів в електропостачанні у окремих груп споживачів. Саме тому у розвинених країнах показники надійності не мають свого економічного обґрунтування. На основі експертних оцінок прийняті їх певні значення, що служать індикаторами вибору рішень щодо забезпечення належного рівня надійності ОЕС. Так, загальноприйнятий стандарт середнього числа днів дефіциту потужності *LOLE* у багатьох розвинених країнах дорівнює 0,1

діб/рік або 1 добі в 10 років (США), у Франції $LOLH = 3$ год./рік, у Великобританії $LOLH = 4$ год./рік, в Ірландії $LOLH = 8$ год./рік [60].

1.4. Шляхи зниження можливих негативних впливів відновлюваних джерел на роботу енергосистеми

Для зменшення можливого негативного впливу відновлюваних джерел енергії на роботу електроенергетичної системи в багатьох країнах окрім вимоги обов'язкового прогнозування потужності вітрових та сонячних електростанцій існують спеціальні вимоги, що регламентують поведінку їх в певних ситуаціях (так звані "Grid code") [61 - 64]. Згідно цих вимог ВЕС та СЕС повинні мати можливість підтримки балансу активної потужності, постачати реактивну потужність до мережі, та виконувати контроль частоти і напруги в точці приєднання.

Заходи щодо зменшення негативного впливу ВДЕ на надійність роботи енергосистеми можна поділити на такі що не вимагають втручання в існуючу структуру енергосистеми (як електростанцій так і електричних мереж) та такі, що потребують зміни структури ЕЕС.

До перших можна віднести наступні заходи:

1. Визначення оптимального розподілу потужності вітрових та сонячних електростанцій між окремими площадками з точки зору використання існуючого регулюючого діапазону ОЕС.

2. Встановлення спеціальних вимог до роботи ВЕС та СЕС в електроенергетичній системі.

3. Використання моделей ВЕУ при будівництві ВЕС таких, що можуть виконувати функції з підтримки стабільної роботи ЕЕС.

4. Впровадження служб прогнозування погодинної потужності на добу вперед для вітрових та сонячних електростанцій.

5. Вибір оптимальної потужності ВЕС та СЕС при приєднанні з точки зору пропускної здатності електричної мережі.

До другої групи можна віднести такі заходи:

1. Модернізація існуючих електростанцій для збільшення регулюючого діапазону електроенергетичної системи.

2. Розвиток та підсилення електричних мереж ЕЕС.

Заходи, що відносяться до другої групи, вимагають значних коштів та часу на їх реалізацію.

Реалізація заходів першої група зводиться до проведення відповідних досліджень та розробки нових нормативних документів або, у разі потреби, внесення змін в уже існуючі нормативні документи. Такі заходи не вимагають значних витрат та дозволяють максимально використати при інтеграції ВДЕ існуючу структуру ЕЕС.

З огляду на плани України щодо розвитку ВДЕ, розглянуті системні функції було введено в ряд нормативних документів, що встановлюють вимоги до роботи вітрових та сонячних електростанцій в ОЕС України [65, 66]. Однак, для повноцінного їх використання диспетчерами необхідно розробити механізм компенсації власникам електростанцій збитків, понесених через недоотриману генерацію електричної енергії.

РОЗДІЛ 2. ВПЛИВ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

2.1 Характеристика сонячних електростанцій як елементів електричних мереж

Аналіз СЕС як елементів електричних мереж потребує урахування наступних особливостей. Сучасні СЕС складаються з великої кількості елементів, серед яких є фотоелектричні модульні панелі, інвертори та інші, яким властиві нелінійні вольтамперні характеристики. Це сприяє необхідності розглядання СЕС як елементів електричних мереж, здатних спотворювати синусоїдальність напруги та струмів, що негативно впливає на роботу інших споживачів і самої електричної мережі.

Більшість СЕС мають невеликі встановлені потужності і розташовуються в безпосередній близькості до споживача. Така особливість підключення СЕС до електричних мереж вимагає розгляду їх як розосереджених джерел генерування електроенергії (РДЕ).

Видача потужності СЕС безпосередньо залежить від погодних умов, що робить її непостійною в часі. У зв'язку з цим прогнозувати потужність СЕС досить складно, що робить СЕС як генеруючий вузол електричних мереж слабо прогнозованим і ускладнює керування режимами таких мереж.

Таким чином, при підключення СЕС до електричних мереж потребує дослідження їх впливу на режими мережі.

2.2 Особливості роботи електричних мереж з сонячними електростанціями

Підключення СЕС до електроенергетичних систем (ЕЕС) відбувається через локальні електричні мережі (ЛЕМ), які є складовою частиною розподільних електричних мереж (РЕМ). Видача потужності СЕС є нестабільною, оскільки залежить від природних умов. Вони постачають електроенергію найближчим споживачам, а в разі надлишків

енергії можуть її передавати в мережі централізованого електропостачання. Отже, розподільні мережі енергопостачальних компаній мають забезпечувати перетікання електроенергії від розподільних підстанцій до споживачів по РЕМ, а також від РДЕ через підстанції ЕЕС по живильним електричним мережам (ЖЕМ).

Вплив СЕС на роботу РЕМ є досить вагомим. Важливим є обґрунтування місця підключення СЕС до ЛЕМ, оскільки змінюються перетоки потужності по лініям електропередачі (ЛЕП), це потребує перевірки пропускної здатності обладнання РЕМ, а також прийнятих схем. Важливим є узгодження місць оптимального секціонування РЕМ, що експлуатуються як радіальні. Введення в них СЕС переводить частину ЛЕП в режим роботи з двостороннім живленням. Це змінює потокорозподіл в мережі, що може спричинити збільшення втрат електроенергії в ній, якщо не оптимізувати місця під'єднання СЕС та їх потужність. Для зменшення втрат електроенергії під час її транспортування також необхідно коригувати потоки потужності, що відповідають місцям секціонування РЕМ, які раніше були вибрані тільки з умов забезпечення нормативів по надійності електропостачання. Тому оптимізація потоків потужності в РЕМ з СЕС є актуальним завданням, покликаним забезпечити зменшення втрат електроенергії в електричних мережах, підтримувати балансу надійність і покращити якість електропостачання. Важливим є також питання забезпечення гранично припустимих значень показників якості електричної енергії в точці загального приєднання СЕС до РЕМ відповідно до вимог діючих стандартів.

Вплив СЕС на роботу ЖЕМ необхідно враховувати, оскільки він з кожним роком стає більш вагомим. Збільшення потужності СЕС призводить до зміни балансу потужності в ЕЕС. СЕС можуть мати коливальний або переривчастий характер генерації потужності до ЕЕС. Концентрація великої кількості такого типу джерел може призвести до сильних коливань потужності в енергосистемі, що значно впливає на

режими роботи енергосистеми та її стійкість. Отже, забезпечення балансування потужності та стійкості ЕЕС при підключенні до електричних мереж СЕС стає досить важливим завданням.

2.3. Задача аналізу режимів електричної мережі з сонячними електростанціями

Для аналізу режимів електричних мереж з сонячними електростанціями необхідно вирішити задачі:

- перевірити працездатність електричної мережі в сталих режимах роботи через відповідність параметрів режиму електричної мережі допустимим значенням;
- дослідити якість електричної енергії мережі через відповідність показників якості електричної енергії нормованим значенням;
- дослідити статичну стійкість електричної мережі через відповідність коефіцієнтів запасу статичної стійкості нормованим значенням.

Зазначені задачі були вирішені для електричної мережі, схема якої представлена на рис. 2.1.

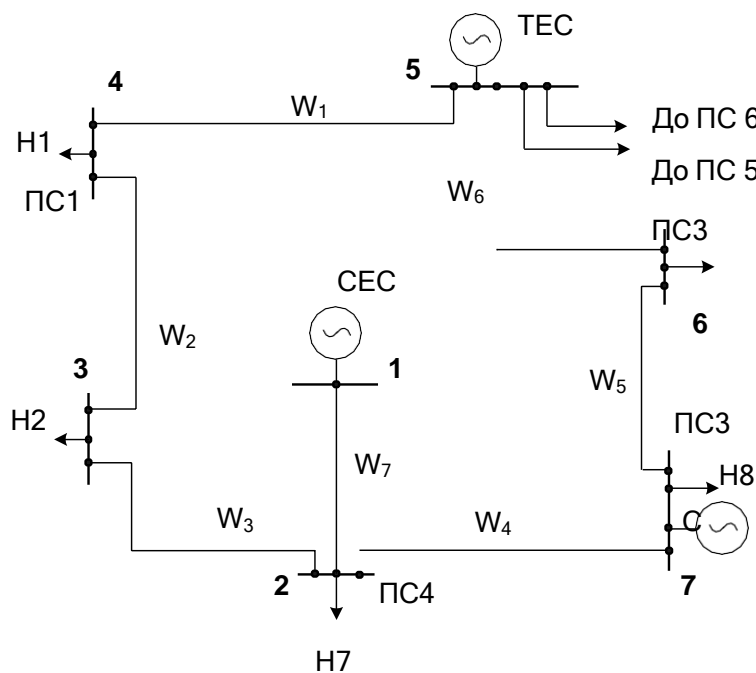


Рисунок 2.1 – Схема електричної мережі

Електрична мережа виконана повітряними лініями, марка проводу АС, номінальна напруга мережі становить 110 кВ. Джерелами живлення для електричної мережі є ТЕС, встановлена потужність якої становить 3×160 МВт, а також система, зв'язок з якою здійснюється через ПС 3 330/220/110 кВ через лінії 330 кВ. У вузлі 1а підключається СЕС на напругу 10 кВ через повітряну лінію W_7 напругою 110 кВ до підстанції ПС 4 110/10 кВ. Потужність СЕС становить $P_{СЕС} = 15$ МВт. Значення електричних навантажень вузлів представлено у табл. 2.1, а довжина та перерізи проводів ПЛ – у табл. 2.2.

Таблиця 2.1 – Електричні навантаження вузлів мережі

Вузол мережі	Електричне навантаження P_i , МВт	Коефіцієнт потужності $\cos \phi_i$, в.о.
1	–	–
2	16	0,87
3	74	0,89
4	132	0,87
5	368	0,88
6	41	0,91
7	96	0,89

Таблиця 2.2 – Характеристика ЛЕП мережі

ПЛ мережі	Марка проводу	Довжина ЛЕП, км
W_1	2хАС-240	20
W_2	2хАС-240	30
W_3	2хАС-240	19
W_4	2хАС-240	31
W_5	2хАС-240	26
W_6	2хАС-240	32
W_7	2хАС-240	10

2.4. Аналіз сталих режимів роботи електричної мережі з сонячною електростанцією

Аналіз сталих режимів роботи електричної мережі з сонячною електростанцією необхідно визначити величину напруги у вузлах мережі та струмів або потоків потужності для ліній електричної мережі і порівняти їх значенням з допустимими. В якості сталих режимів роботи слід розглядати режими, які від- повідають характерним точкам добових і сезонних графіків генерації та споживання для можливих нормальних і ремонтних схем, тобто режим зимового максимуму навантаження, режим літнього мінімуму навантаження та найбільш важкі післяаварійні режими для максимальних і мінімальних навантажень.

Визначення потоків потужності для ліній та напруг у вузлах електричної мережі виконується з використанням розрахунку у два етапи [26]. При цьому на першому етапі приймаємо напругу в мережі рівною номінальній і визначаємо напрямок та величину потоків потужності в кінці та на початку лінії з урахуванням величини втрат потужності в самій лінії. Так потужність в кінці лінії дорівнює сумі навантаження в кінці лінії та потоку потужності, який втікає в лінію:

$$S_j^K = S_j^{\text{втік}} + S_{\text{навант } i},$$

$S_j^{\text{втік}}$ – потік потужності, який втікає в лінію j ;

$S_{\text{навант } i}$ – навантаження у вузлі i , який розташований в кінці лінії j .

Втрати потужності в лінії j визначаємо за виразом:

$$\Delta S_j^K = \left(\frac{S_j^K}{U_i} \right)^2 \cdot (R_j + X_j) = \frac{(P_j^K)^2 + (Q_j^K)^2}{U_i^2} \cdot (R_j + X_j),$$

U_i – напруга у вузлі i , який розташований в кінці лінії j , приймаємо $U_i = U_{\text{ном}}$;

$R_j + X_j$ – опір лінії j .

Потужність на початку лінії j дорівнює сумі потужності в кінці лінії і втрат потужності в цій лінії:

$$S_j^{\Pi} = S_j^K + \Delta S_j^K.$$

На другому етапі розрахунку визначаємо рівні напруги в мережі. Для цього визначаємо втрати напруги в лінії j за виразами:

$$\Delta U_j^K = \frac{P_j^K \cdot R_j + Q_j^K \cdot X_j}{U_i};$$

$$\delta U_j^K = \frac{P_j^K \cdot R_j - Q_j^K \cdot X_j}{U_i};$$

$\Delta U_j^K, \delta U_j^K$ поздовжня та поперечна складові втрати напруги в лінії j .

Напруга в центрі живлення дорівнює $U_{ЦЖ}$ приймаємо її рівною напрузі у вузлі n

$$U_n = U_{ЦЖ}.$$

Величина вектору напруги у вузлі i , який розташований в кінці лінії j , ви-значається за виразом:

$$\underline{U}_i = U_n + \Delta \underline{U}_j,$$

А значення модулю напруги у вузлі i становить:

$$\underline{U}_i = \sqrt{(U_n + \Delta U_j^K)^2 + (\delta U_j^K)^2}.$$

Розрахунок сталих режимів для досліджуваної електричної мережі виконуємо з використанням програмно-розрахункового комплексу DigSILENT PowerFactory, розробленого компанією DIgSILENT GmbH (Германія) [27, 28]. Схема досліджуваної мережі електричної для розрахунку сталого нормального режиму при максимальних навантаженнях з використанням програмно-розрахункового комплексу DigSILENT PowerFactory показана на рис. 3.2.

Результати розрахунку поточкорозподілу S_j та рівнів напруги U_i в електричній мережі до та після підключення СЕС для зазначених сталих режимів роботи представлені в табл. 2.3 – табл. 2.9.

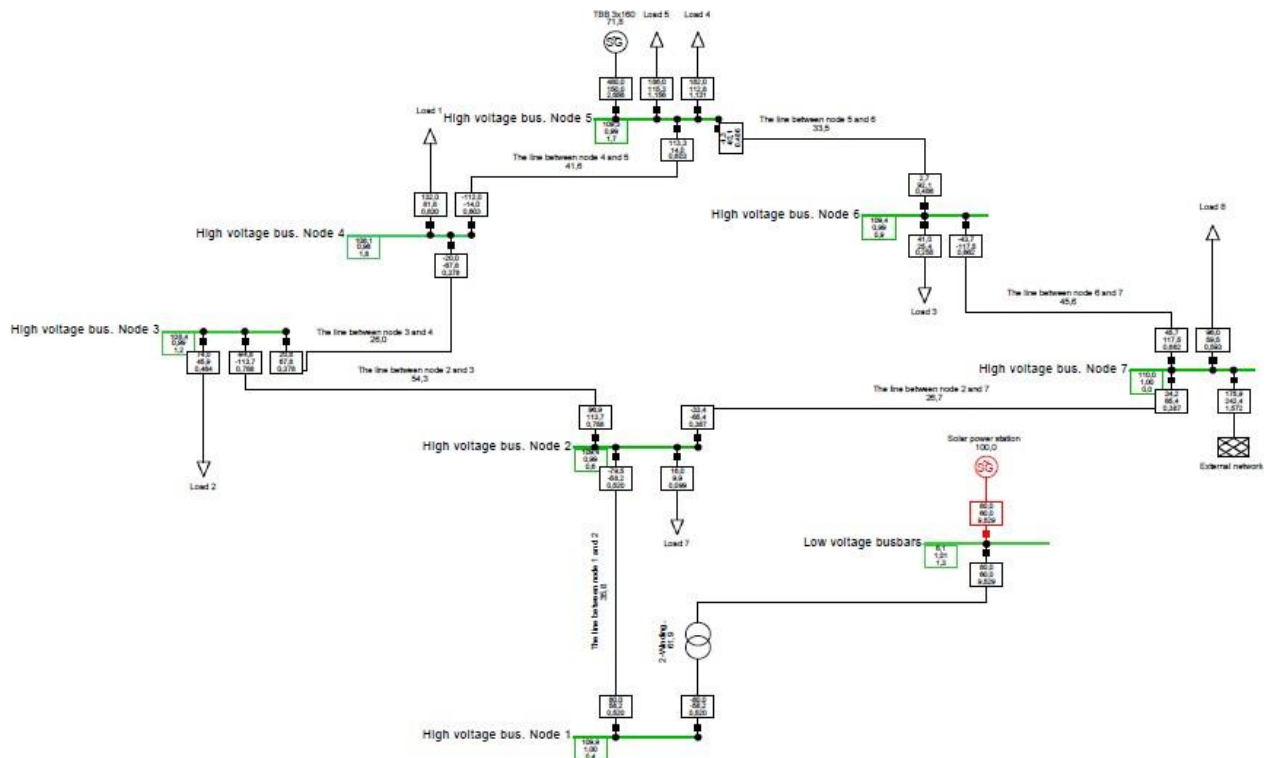


Рисунок 2.2 – Розрахунок режиму електричної мережі при максимальних навантаженнях

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку поточкорозподілу в мережі при максимальних навантаженнях S_j , МВА

Номер лінії	Напрямок лінії	Без СЕС		Після підключення СЕС	
		Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії	Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії
1	5-4	$129,0 + j 25,7$	$127,3 + j 25,7$	$113,3 + j 14,0$	$112,0 + j 14,0$
2	3-4	$5,2 + j 56,1$	$4,7 + j 56,1$	$20,8 + j 67,8$	$20,0 + j 67,8$
3	2-3	$80,9 + j 102,0$	$79,2 + j 102,0$	$96,9 + j 113,7$	$94,8 + j 113,7$
4	7-2	$100,3 + j 111,9$	$96,9 + j 111,9$	$34,2 + j 65,4$	$33,4 + j 65,4$
5	7-6	$62,5 + j 129,2$	$59,8 + j 129,2$	$45,7 + j 117,5$	$43,7 + j 117,5$
6	6-5	$18,8 + j 103,8$	$17,0 + j 103,8$	$2,7 + j 92,1$	$1,3 + j 92,1$
7	1-2	—	—	$80,0 + j 58,2$	$79,5 + j 58,2$

Таблиця 2.4 – Результати розрахунку поточкорозподілу в мережі при міні-мальних навантаженнях S_j , МВА

Номер лінії	Напрямок лінії	Без СЕС		Після підключення СЕС	
		Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії	Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії
1	5-4	50,1 – j 2,5	49,8 – j 2,5	36,9 – j 12,5	36,7 – j 12,5
2	3-4	29,9 + j 51,6	29,4 + j 51,6	43,3 + j 61,5	42,5 + j 61,5
3	2-3	75,5 + j 79,1	74,3 + j 79,1	89,2 + j 89,1	87,7 + j 89,1
4	7-2	87,4 + j 85,1	85,1 + j 85,1	19,6 + j 36,8	19,3 + j 36,8
5	7-6	58,6 + j 74,6	56,2 + j 74,6	44,3 + j 64,6	42,7 + j 64,6
6	6-5	31,6 + j 59,3	30,9 + j 59,3	18,1 + j 49,4	17,7 + j 49,4
7	1-2	–	–	80,0 + j 58,2	79,5 + j 58,2

Таблиця 2.5 – Результати розрахунку рівнів напруги в нормальних режимах мережі U_i , кВ

Номер вузла	1	2	3	4	5	6	7
при максимальних навантаженнях							
Без СЕС	–	108,3	107,5	107,4	108,8	109,1	110,0
З СЕС	109,9	109,4	108,4	108,1	109,3	109,4	110,0
при мінімальних навантаженнях							
Без СЕС	–	108,5	107,7	107,2	107,8	108,4	110,0
З СЕС	110,1	109,7	108,7	108,0	108,4	108,8	110,0

Таблиця 2.6 – Результати розрахунку поточкорозподілу в мережі для аварійних режимів при максимальних навантаженнях S_j , МВА

Номер лінії	Напрямок лінії	Без СЕС		Після підключення СЕС	
		Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії	Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії
Режим А1 (ушкодження ПЛ 6)					
1	5-4	126,1 + j 8,4	124,4 + j 8,4	113,1 – j 1,4	111,8 – j 1,4
2	3-4	8,4 + j 73,5	7,6 + j 73,5	21,3 + j 83,2	20,2 + j 83,2
3	2-3	84,5 + j 119,3	82,4 + j 119,3	97,8 + j 129,1	95,3 + j 129,1
4	7-2	104,8 + j 129,2	100,5 + j 129,2	35,5 + j 80,9	34,3 + j 80,9
5	7-6	59,6 + j 111,8	57,5 + j 111,8	45,6 + j 102,0	44,0 + j 102,0
6	6-5	16,5 + j 86,4	14,1 + j 86,4	3,0 + j 76,6	1,1 + j 76,6
7	1-2	–	–	80,0 + j 58,2	79,5 + j 58,2
Режим А2 (ушкодження ПЛ 4)					
1	5-4	145,2 + j 44,2	142,9 + j 44,2	118,7 + j 24,8	117,2 + j 24,8
2	3-4	10,9 – j 37,6	10,6 – j 37,6	15,3 + j 57,0	14,8 + j 57,0
3	2-3	64,5 + j 83,4	63,4 + j 83,4	91,1 + j 102,9	89,3 + j 102,9
4	7-2	85,4 + j 93,4	80,5 + j 93,4	28,8 + j 54,7	27,6 + j 54,7
5	7-6	80,5 + j 147,7	76,9 + j 147,7	51,9 + j 128,2	49,4 + j 128,2
6	6-5	35,9 + j 122,3	33,2 + j 122,3	8,4 + j 102,8	6,7 + j 102,8
7	1-2	–	–	80,0 + j 58,1	79,5 + j 58,1
Режим А3 (ушкодження ПЛ 1)					
1	5-4	115,4 + j 23,1	112,6 + j 23,1	101,2 + j 12,7	99,2 + j 12,7

Продовження таблиці 2.6

2	3-4	20,0 + j 58,7	19,4 + j 58,7	33,7 + j 69,1	32,8 + j 69,1
3	2-3	95,9 + j 104,5	94,0 + j 104,5	110,2 + j 114,9	107,7 + j 114,9
4	7-2	116,0 + j 114,4	111,9 + j 114,4	47,7 + j 66,7	46,7 + j 66,7
5	7-6	48,4 + j 126,6	46,1 + j 126,6	33,5 + j 116,2	31,6 + j 116,2
6	6-5	5,1 + j 101,2	3,4 + j 101,2	10,8 – j 90,8	9,4 – j 90,8
7	1-2	–	–	80,0 + j 58,2	79,5 + j 58,2
Режим А4 (ушкодження ПЛІ 5)					
1	5-4	120,6 + j 7,5	119,1 + j 7,5	107,3 – j 2,6	106,1 – j 2,6
2	3-4	13,7 + j 74,3	12,9 + j 74,3	27,1 + j 84,4	25,9 + j 84,4
3	2-3	89,9 + j 120,1	87,7 + j 120,1	103,8 + j 130,2	101,1 + j 130,2
4	7-2	110,4 + j 130,0	105,9 + j 130,0	41,5 + j 82,0	40,2 + j 82,0
5	7-6	54,8 + j 111,0	50,9 + j 111,0	40,2 + j 100,9	37,2 + j 100,9
6	6-5	9,9 + j 85,6	8,6 + j 85,6	-3,8 + j 75,5	-4,7 + j 75,5
7	1-2	–	–	80,0 + j 58,2	79,5 + j 58,2

Таблиця 2.7 – Результати розрахунку рівнів напруги в аварійних режимах мережі при максимальних навантаженнях U_i , кВ

Номер вузла	1	2	3	4	5	6	7
Режим А1 (ушкодження ПЛІ 6)							
Без СЕС	–	108,3	107,4	107,2	108,6	109,2	110,0
3 СЕС	109,8	109,4	108,4	108,1	109,3	109,4	110,0
Режим А2 (ушкодження ПЛІ 4)							
Без СЕС	–	107,2	106,5	106,7	108,3	108,9	110,0
3 СЕС	109,5	109,0	108,1	107,8	109,1	109,3	110,0
Режим А3 (ушкодження ПЛІ 1)							
Без СЕС	–	108,1	107,0	106,7	109,3	109,3	110,0
3 СЕС	109,6	109,2	108,1	107,5	109,7	109,5	110,0
Режим А4 (ушкодження ПЛІ 5)							
Без СЕС	–	108,2	107,2	107,0	108,3	108,5	110,0
3 СЕС	109,7	109,3	108,2	107,8	109,0	108,9	110,0

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку потокорозподілу в мережі для аварійних режимів при мінімальних навантаженнях S_j , МВА

Номер лінії	Напрямок лінії	Без СЕС		Після підключення СЕС	
		Потужність на початку лінії,	Потужність в кінці лінії	Потужність на початку лінії	Потужність в кінці лінії
Режим А1 (ушкодження ПЛ 6)					
1	5-4	52,5 – j 2,3	52,2 – j 2,3	39,7 – j 11,9	39,5 – j 11,9
2	3-4	27,5 + j 51,4	27,0 + j 51,4	40,5 + j 61,0	39,7 + j 61,0
3	2-3	73,0 + j 78,9	71,9 + j 78,9	86,3 + j 88,5	84,9 + j 88,5
4	7-2	84,8 + j 84,8	82,6 + j 84,8	16,7 + j 36,3	16,4 + j 36,3
5	7-6	60,6 + j 74,8	59,4 + j 74,8	46,9 + j 65,2	46,0 + j 65,2
6	6-5	34,8 + j 59,5	33,3 + j 59,5	21,4 + j 49,9	20,5 + j 49,9
7	1-2	–	–	80,0 + j 58,2	79,5 + j 58,2
Режим А2 (ушкодження ПЛ 4)					
1	5-4	71,8 + j 21,7	71,2 + j 21,7	45,7 + j 2,5	45,5 + j 2,5
2	3-4	8,2 + j 27,4	8,0 + j 27,4	34,2 + j 46,6	33,7 + j 46,6
3	2-3	53,1 + j 54,9	52,6 + j 54,9	79,7 + j 74,1	78,6 + j 74,1
4	7-2	65,2 + j 60,8	62,7 + j 60,8	10,0 + j 21,9	9,8 + j 21,9
5	7-6	80,9 + j 98,8	78,8 + j 98,8	53,1 + j 79,5	51,9 + j 79,5
6	6-5	54,2 + j 83,6	52,6 + j 83,6	27,3 + j 64,3	26,5 + j 64,3
7	1-2	–	–	80,0 + j 58,2	79,5 + j 58,2
Режим А3 (ушкодження ПЛ 1)					
1	5-4	52,9 + j 8,7	52,3 + j 8,7	39,0 – j 1,5	38,7 – j 1,5
2	3-4	27,2 + j 40,4	26,9 + j 40,4	41,1 + j 50,6	40,5 + j 50,6
3	2-3	72,6 + j 67,9	71,6 + j 67,9	86,8 + j 78,1	85,5 + j 78,1
4	7-2	84,1 + j 73,8	82,2 + j 73,8	17,0 + j 25,9	16,9 + j 25,9
5	7-6	60,7 + j 85,8	59,3 + j 85,8	46,1 + j 75,5	45,1 + j 75,5
6	6-5	34,7 + j 70,6	33,7 + j 70,6	20,5 + j 60,3	19,8 + j 60,3
7	1-2	–	–	80,0 + j 58,2	79,5 + j 58,2
Режим А4 (ушкодження ПЛ 5)					
1	5-4	50,1 – j 2,5	49,8 – j 2,5	36,9 – j 12,5	36,7 – j 12,5
2	3-4	29,9 + j 51,6	29,4 + j 51,6	43,3 + j 61,5	42,5 + j 61,5
3	2-3	75,5 + j 79,1	74,3 + j 79,1	89,2 + j 89,1	87,7 + j 89,1
4	7-2	87,4 + j 85,1	85,1 + j 85,1	19,6 + j 36,8	19,3 + j 36,8
5	7-6	58,6 + j 74,6	56,2 + j 74,6	44,3 + j 64,6	42,7 + j 64,6
6	6-5	31,6 + j 59,3	30,9 + j 59,3	18,1 + j 49,4	17,7 + j 49,4
7	1-2	–	–	80,0 + j 58,2	79,5 + j 58,2

Таблиця 2.9 – Результати розрахунку рівнів напруги в аварійних режимах мережі при мінімальних навантаженнях U_i , кВ

Номер вузла	1	2	3	4	5	6	7
Режим А1 (ушкодження ПЛІ 6)							
Без СЕС	–	108,6	107,8	107,4	107,9	109,1	110,0
3 СЕС	110,2	109,7	108,8	108,2	108,6	109,3	110,0
Режим А2 (ушкодження ПЛІ 4)							
Без СЕС	–	107,8	107,3	107,1	107,9	108,9	110,0
3 СЕС	110,1	109,7	108,8	108,3	108,8	109,3	110,0
Режим А3 (ушкодження ПЛІ 1)							
Без СЕС	–	108,6	107,8	107,4	108,5	109,1	110,0
3 СЕС	110,1	109,7	108,8	108,1	109,0	109,4	110,0
Режим А4 (ушкодження ПЛІ 5)							
Без СЕС	–	108,5	107,7	107,2	107,8	108,4	110,0
3 СЕС	110,1	109,7	108,7	108,0	108,4	108,8	110,0

Величина струму в лінії j визначається за виразом:

$$\underline{I}_j^K = \frac{\underline{S}_j^{*K}}{\underline{U}_i^*} = \frac{P_j^K - jQ_j^K}{U_i' - jU_i''},$$

\underline{S}_j^{*K} комплексно спряжений вектор потоку потужності в лінії j ;

\underline{U}_i^* комплексно спряжений вектор напруги у вузлі i .

Пропускна здатність ЛЕП визначається величиною активної потужності, яку лінія може передати при виконанні всіх умов, від яких залежить її нормальна робота, вона називається допустимою потужністю. Величина тривало допустимого струмового навантаження для повітряних ЛЕП АС-240 згідно [29] становить 610 А.

Регулювання рівня напруги на підстанціях здійснюється за допомогою пристроїв регулювання робочих відгалужень під напругою (РПН), діапазон регулювання яких згідно [30] становить $\pm 9 \times 1,5 \%$, тобто діапазон допустимих значень напруги буде становити $97,76 \text{ кВ} \leq U_i \leq 122,24 \text{ кВ}$.

Таким чином, порівняння значень напруги та потоків потужності з допустимими величинами дозволяє зробити висновок про виконання умов

щодо забезпечення сталого режиму мережі (рівнів напруги у вузлах та пропускної здатності ЛЕП). Порівняння значень досліджуваних параметрів для сталих режимів мережі без СЕС та після її підключення показує, що величина потоків потужності по лініям мережі змінюється (переважно знижується після підключення СЕС), величина втрати напруги в лініях також знижується, завдяки чому забезпечення режимів мережі стає більш легким.

2.5. Аналіз якості електричної енергії в електричній мережі з сонячною електростанцією

Якість електричної енергії характеризується показниками якості відповідно до [31, 32]. У складі СЕС є сонячні панелі, які за своїми властивостями відносяться до нелінійних елементів. У зв'язку з цим наявності СЕС в електричній мережі спостерігається спотворення синусоїдальної форми кривої напруги, що нормується такими показниками якості електричної енергії як коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги і коефіцієнтом n -ої гармонійної складової напруги [33].

Якість електричної енергії здійснює істотний вплив на роботу основного силового обладнання електричних мереж [33, 34]. Вищі гармоніки струму і напруги викликають додаткові втрати активної потужності у всіх елементах електричних мереж: в лініях електропередачі, трансформаторах, електричних машинах, статичних конденсаторах, так як опори цих елементів залежать від частоти. Вищі гармоніки викликають паразитні поля та електромагнітні моменти в синхронних і асинхронних двигунах, які погіршують механічні характеристики і ККД машини. В результаті необоротних фізико-хімічних процесів, що протікають під впливом полів вищих гармонік, а також підвищеного нагріву струмоведучих частин спостерігається:

- прискорене старіння ізоляції електричних машин, трансформаторів, кабелів;
- погіршення коефіцієнта потужності електроприймачів;

- погіршення або порушення роботи пристроїв автоматики, телемеханіки, комп'ютерної техніки та інших пристроїв з елементами електроніки;

- похибки вимірювань індукційних лічильників електроенергії, які призводять до неповного обліку споживаної електроенергії;

- порушення роботи вентиляльних перетворювачів при високому рівні ви-щих гармонійних складових.

Відповідно до [31, 32] вимірювання коефіцієнта n-ої гармонійної складової напруги здійснюється для міжфазних (фазних) напруг наступним чином.

1. Для кожного і-го спостереження за встановлений період часу визначають діюче значення напруги n-ої гармоніки
2. Обчислюють значення коефіцієнта n-ої гармонійної складової напруги $K_{U(n)i}$ у відсотках, як результат і-го спостереження, за формулою

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{(1)i}} \cdot 100 ,$$

– $U_{(1)i}$ чинне напруга основної частоти на і-му спостереженні у В, кВ.

Допускається обчислювати даний показник за формулою

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{ном}} \cdot 100 .$$

3. Обчислюють значення коефіцієнта n-ої гармонійної складової напруги у відсотках як результат усереднення N спостережень T_{VS} , що дорівнює 3 с, за формулою

$$K_{U(n)} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N (K_{U(n)i})^2}}{N} \cdot 100 .$$

Число спостережень N повинно бути не менше 9.

Вимірювання коефіцієнта спотворення синусоїдальної форми кривої напруги

K_U здійснюється для міжфазних (фазних) напруг наступним чином:

1. Для кожного i -го спостереження за встановлений період часу, визначають діючі значення гармонійних складових напруги в діапазоні гармонік від 2-ої до 40-ої в В, кВ.
2. Обчислюють значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги

K_{Ui} у відсотках як результат i -го спостереження за формулою

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{(1)i}} \cdot 100.$$

При визначенні коефіцієнта спотворення синусоїдальної форми кривої напруги K_U допускається:

- не враховувати гармонійні складові, значення яких менше 0,1%;
- обчислювати K_{Ui} за формулою

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{ном}} \cdot 100.$$

3. Обчислюють значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги

K_U у відсотках як результат усереднення N спостережень K_{Ui} на інтервалі часу T_{vs} , що дорівнює 3 с, за формулою

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N K_{Ui}^2}}{N}.$$

Число спостережень N повинно бути не менше 9.

Значення нормованих відповідно до [31, 32] нормально і гранично допустимих показників якості електричної енергії представлені у табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Допустимі значення нормованих показників якості електроенергії

Показник якості, одиниця виміру	Значення нормованих показників якості електроенергії	
	нормально допустимі	гранично допустимі
Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U , %: $U_{ном} = 0,38$ кВ $U_{ном} = 6-20$ кВ $U_{ном} = 35$ кВ $U_{ном} = 110-330$ кВ	8,0 5,0 4,0 2,0	12,0 8,0 6,0 3,0
Коефіцієнт n -ої гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$, %	Відповідно до рис. 3.3	$K_{U(n)гран} = 1,5 \cdot K_{U(n)ном}$

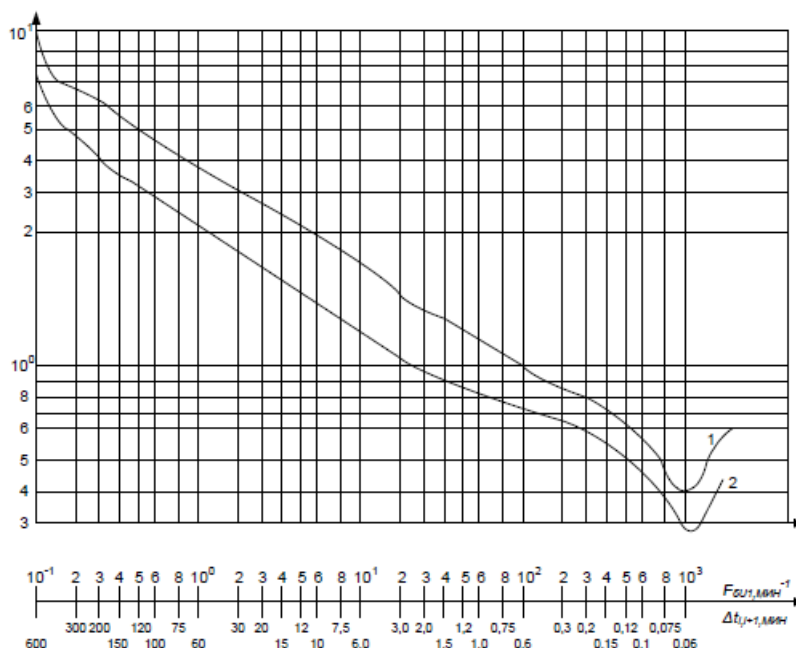


Рисунок 2.3 – Гранично допустимі значення розмахів зміни напружень, які ма-ють форму меандру для споживачів:

1 - не вимагають значного зорового напруги, 2 - з лампами розжарювання, вимагають значного зорового напруги

Для досліджуваної електричної мережі з використанням програмно-розрахункового комплексу DigSILENT PowerFactory був виконаний розрахунок показників якості електричної енергії при підключенні СЕС в сталому режимі максимальних навантажень мережі. Результати цього розрахунку представлені на рис. 2.4, в табл. 2.11 та на рис. Д.1 додатків.

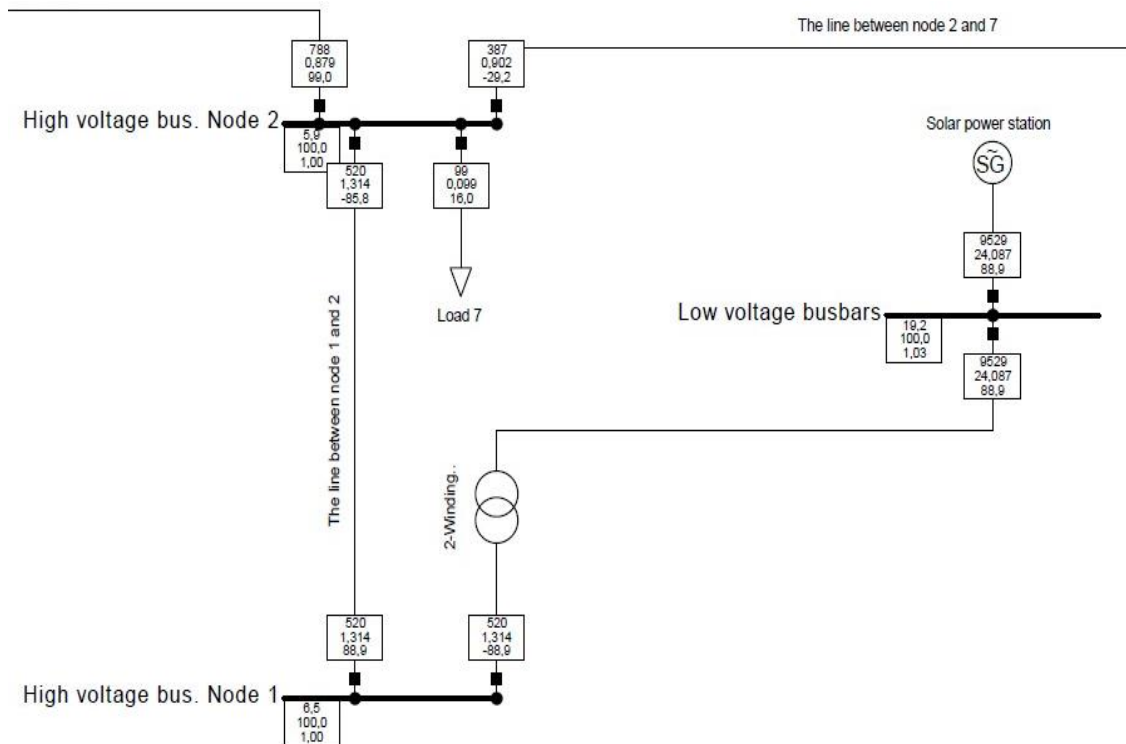


Рисунок 2.4 – Фрагмент схеми електричної мережі для розрахунку показників якості електроенергії при підключенні СЕС без ФКП

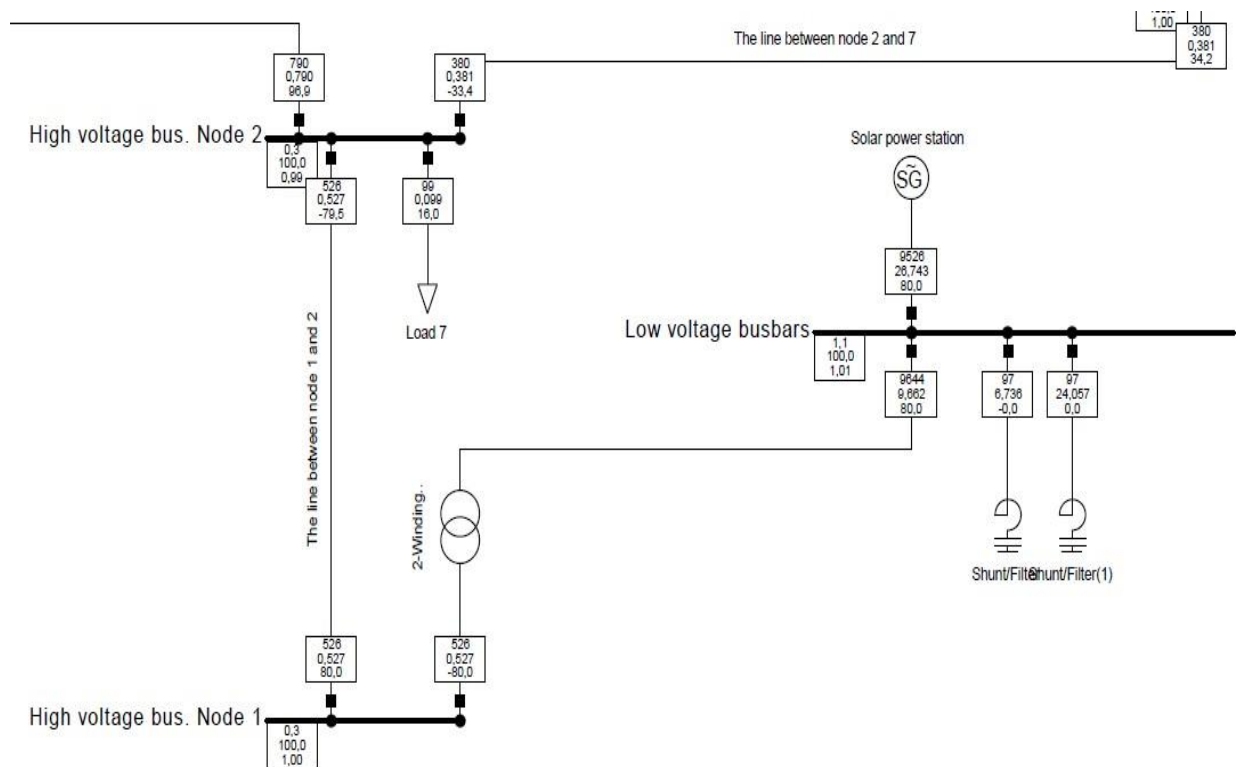


Рисунок 2.5 – Фрагмент схеми електричної мережі для розрахунку показників якості електроенергії при підключенні СЕС з встановленими ФКП

Аналіз величини коефіцієнту спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U в мережі свідчить про перевищення гранично допустимого значення цього показника для всіх вузлів мережі.

Для забезпечення нормованого значення коефіцієнту спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U в досліджуваній мережі пропонується встановлення силових резонансних фільтрів вищих гармонік або фільтрокомпенсуючих пристроїв (ФКП). Місце їх підключення показано на рис. 2.5, а спектри гармонійних складових напруги в електричній мережі з СЕС для режиму без ФКП та після встановлення ФКП представлені на рис. 3.6 та на рис. Д.2 додатків. В табл. 2.11 представлено порівняння значень показників коефіцієнту спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U в досліджуваній мережі при підключенні СЕС без ФКП та після встановлення ФКП.

Аналіз даних табл. 2.11 щодо коефіцієнту спотворення синусоїдальності кривої напруги та рис. 2.6 щодо спектру гармонійних складових напруги в електричній мережі свідчить про припустимі значення показників якості електричної енергії в досліджуваній електричній мережі при підключенні СЕС після встановлення ФКП.

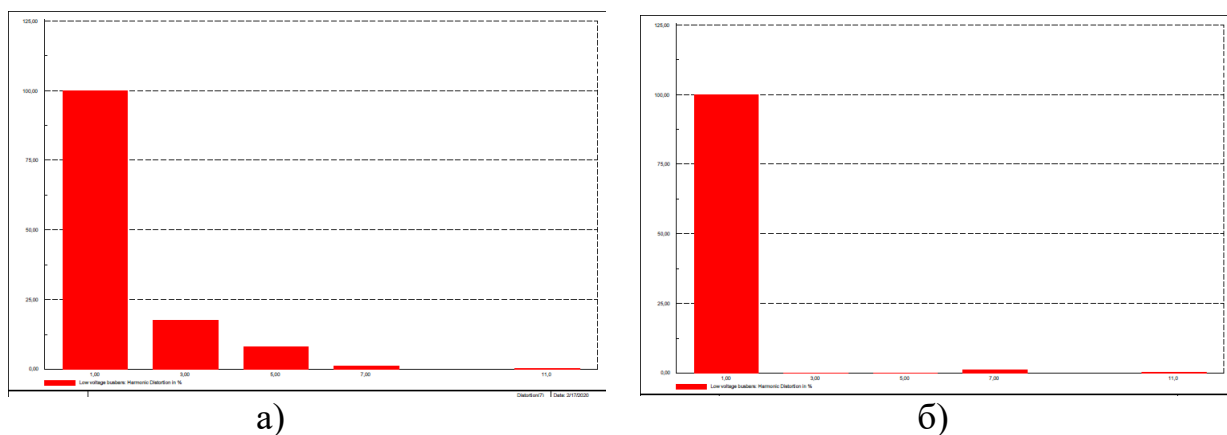


Рисунок 2.6 – Спектр гармонійних складових напруги в електричній мережі з СЕС: а) без ФКП; б) з встановленими ФКП

Таблиця 2.11 – Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U в досліджуваній мережі при підключенні СЕС

Вузол мережі	Характеристика	Без ФКП на СЕС	З встановленими ФКП на СЕС
1а	Шини 10 кВ	19,2	1,1
1	Шини 110 кВ	6,5	0,3
2	Шини 110 кВ	5,9	0,3
3	Шини 110 кВ	5,7	0,3
4	Шини 110 кВ	5,4	0,3
5	Шини 110 кВ	5,2	0,3
6	Шини 110 кВ	5,3	0,3
7	Шини 110 кВ	5,3	0,3

2.6. Аналіз статичної стійкості електричної мережі з сонячною електростанцією

Оскільки навантаження в електричних системах розташовані нерівномірно, то виникає потреба передачі електричної енергії від джерел до вузлів споживання. При цьому зв'язок між вузлами здійснюється по ЛЕП, пропускна здатність яких обмежена. Це обумовлює необхідність регулювання перетоків потужності по лініях зв'язку, що мають обмежену пропускну здатність, та потребує забезпечення запасу статичної стійкості в перетинах [35].

Відповідно до керівного документа щодо забезпечення статичної стійкості ЕЕС [36] визначенню підлягають:

- коефіцієнт запасу за активною потужністю в перетині K_P ;
- коефіцієнт запасу за напругою у вузлах навантаження K_U .

Значення коефіцієнта запасу за активною потужністю в перетині визначається за формулою:

$$K_P = \frac{P_{\text{ПР}} - P - \Delta P}{P},$$

де $P_{\text{ПР}}$ - активна потужність, яка передається з розглядуваного перерізу (перетік в перетині) в граничному по стійкості режимі; P – перетік в перетині в розглянутому режимі, $P > 0$; ΔP – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в перетині в розглянутому режимі. Допускається, що внаслідок нерегулярних коливань перетік P змінюється в діапазоні $P \pm \Delta P$.

Значення коефіцієнтів запасу за напругою у вузлах навантаження визначаються за формулою:

$$K_U = \frac{U_i - U_{кр}}{U_i},$$

U_i напруга у вузлі i електричної мережі в розглянутому режимі;

$U_{кр}$ – критична напруга в цьому ж вузлі, яка відповідає межі, нижче якої має місце порушення статичної стійкості двигунів.

Для визначення коефіцієнта запасу статичної стійкості за активною потужністю в перетині схеми та за напругою у вузлах навантаження виконуються обтяження режиму шляхом збільшення перетоку потужності в перетині до отримання граничного за стійкістю режиму відповідно до рекомендацій, викладених у [36]. При обтяженні режиму енергосистеми граничним вважається такий режим, в якому порушується одна з наступних умов:

- умови існування режиму, тобто збіжність ітераційного процесу розрахунку;
- додаткові умови, що накладаються на результати розрахунку, які стосуються рівнів напруги (умова $U < U_{кр}$ за стійкістю вузлів навантаження), перевантажень ліній, трансформаторів тощо (умова $I > I_{прип}$ за стійкістю перетину);
- критерії статичної стійкості.

За умовами статичної стійкості енергосистем нормують мінімальні коефіцієнти запасу за активною потужністю в перетинах і мінімальні коефіцієнти запасу за напругою у вузлах навантаження [36], значення яких показано в табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Мінімальні значення коефіцієнтів запасу статичної стійкості

Перетікання в перетині:	K_p	K_U
Нормальний режим	0,20	0,15
Післяаварійний режим	0,08	0,10

Розрахунки стійкості енергосистем і перевірка заходів щодо її забезпечення є обов'язковою частиною робіт з перспективного планування, проектування та експлуатації енергосистем. Вони повинні виконуватись щорічно або у разі введення в експлуатацію нових і реконструкції існуючих об'єктів енергосистеми.

Для аналізу статичної стійкості в досліджуваній електричній системі був визначений переріз – сукупність електрообладнання ліній електропередачі W_4 та W_6 , яке безпосередньо сполучає дві частини системи (передавальну і прийом- ну), що показано на рис. 2.7.

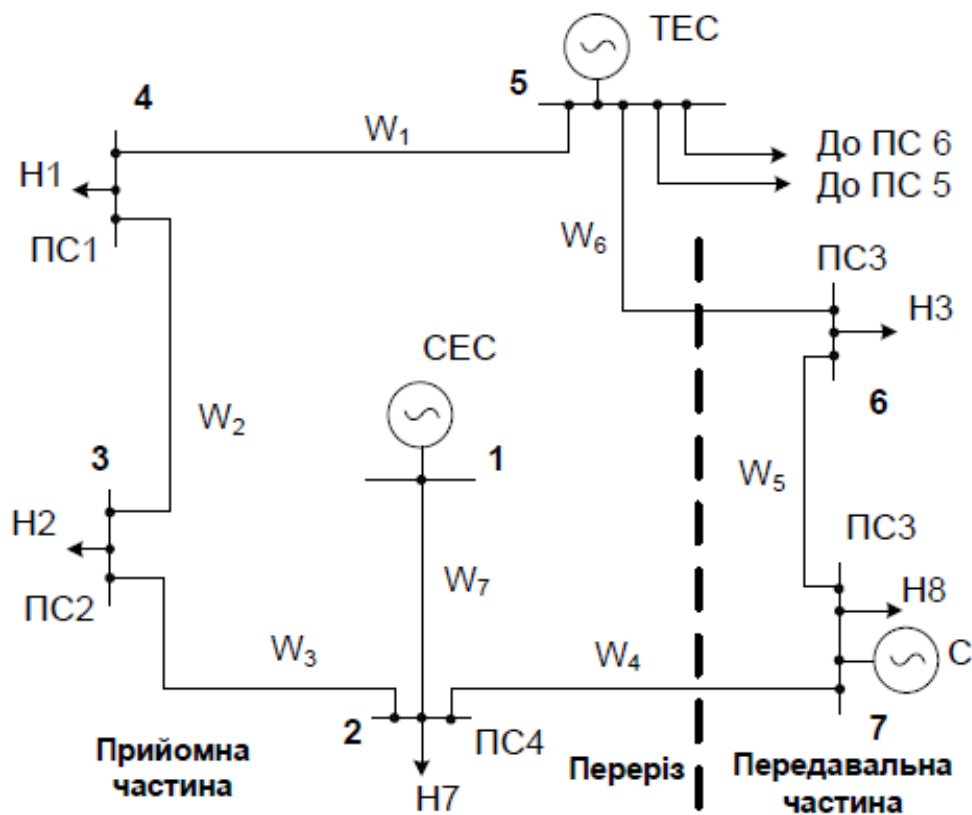


Рисунок 2.7 – Виділення перерізу в електричній мережі

Параметри режиму електричної мережі при обтяженні режиму визначаємо, використовуючи програмно-розрахунковий комплекс DigSILENT PowerFactory. Результати цього розрахунку представлені в табл. 3.13, 3.14 та на рис. Д.3, Д.4 додатків.

Для досягнення граничного за статичною стійкістю режиму в електричній мережі без СЕС виконані наступні дії:

- ТЕС розвантажена на 225 МВт;
- видача потужності системи С в досліджувану мережу збільшується на 225 МВт.

При цьому струм в лінії W_5 перевищив допустиме значення (лінія завантажена на 100,1 відсотків), що свідчить про порушення стійкості.

Таблиця 2.13 – Результати розрахунку обтяженого режиму для електричної мережі без СЕС

Номер вузла	1	2	3	4	5	6	7
Напруга, кВ	106,8	106,8	105,0	103,5	104,0	106,9	110
Перетік потужності в перетині, МВт	359,1						
Коефіцієнту запасу статичної стійкості за активною потужністю, в.о.	0,21						

Для досягнення граничного за статичною стійкістю режиму в електричній мережі після підключення СЕС виконані наступні дії:

- ТЕС розвантажена на 260 МВт;
- видача потужності системи С в досліджувану мережу збільшується на 260 МВт.

При цьому струм в лінії W_5 перевищив допустиме значення (лінія завантажена на 101,8 відсотків), що свідчить про порушення стійкості.

Таблиця 2.14 – Результати розрахунку обтяженого режиму для електричної мережі після підключення СЕС

Номер вузла	1	2	3	4	5	6	7
Напруга, кВ	108,1	107,7	105,6	103,5	103,7	106,8	110
Перетік потужності в перетині, МВт	313,2						
Коефіцієнту запасу статичної стійкості за активною потужністю, в.о.	0,49						

Аналіз статичної стійкості електричної мережі без СЕС та після підключення СЕС в прийомній частині системи свідчить про збільшення запасу статичної стійкості у 1,43 рази.

Таким чином, підключення СЕС до досліджуваної електричної мережі позитивно вплине на режими мережі. При цьому зменшиться завантаження ліній в сталих режимах роботи мережі, зменшиться втрата напруги у вузлах мережі, в 1,43 рази збільшиться запас статичної стійкості за активною потужністю в перетині мережі. Проте підключення СЕС потребує додаткових витрат на встановлення ФКП для забезпечення вимог щодо показників якості електричної енергії в досліджуваній мережі.

РОЗДІЛ 3. СТРУКТУРНІ ЗМІНИ ЕНЕРГОСИСТЕМ З ВДЕ ТА ВІДПОВІДНІ ЗМІНИ ЇХНІХ ДИНАМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

Наведено результати досліджень, що стосуються змін динамічних властивостей електроенергетичних систем (ЕЕС) внаслідок розвитку електричних мереж та значного збільшення частки розподілених джерел генерування в структурі генеруючих потужностей ЕЕС. З використанням трьох розроблених моделей ЕЕС, що відповідали послідовним етапам розвитку ЕЕС, внаслідок опрацювання результатів моделювання електромеханічних перехідних процесів виявлено зміни, що відбулися у спектрі власних частот ЕЕС та у протіканні аварійних процесів. Отримані результати дають можливість передбачити якісні зміни динамічних властивостей об'єднаної енергосистеми України на етапах її повоєнного відновлення та розвитку з врахуванням зміни частки ВДЕ.

Поведінка електроенергетичних систем (ЕЕС), зокрема протікання електромеханічних перехідних процесів у разі збурень режимів, залежать від їхніх динамічних властивостей. З подальшою трансформацією ЕЕС за вектором декарбонізації зазнають змін і їхні властивості. Дослідженню питань функціонування ЕЕС, що виникають внаслідок таких змін, присвячено багато праць, наприклад, [1-6]. Відновлення та розвиток об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в повоєнний період мають відбуватися у напрямі утворення «локальних» енергетичних систем, що характеризуються енергетичною самодостатністю (квазі-самодостатністю) зі значною часткою в структурі генеруючих потужностей розподілених джерел генерування (РДГ), зокрема і відновлюваних джерел енергії, та наявністю потужної множини просьюмерів. Такі структурні зміни ОЕС України сприятимуть її перетворенню в «непотоплювану», певною мірою секційовану «енергетичну платформу» з електрично поєднаними секціями (азначеними локальними енергосистемами), що забезпечуватиме надійне енергоживлення усіх сфер людської діяльності [7]. Слід підкреслити, що така повоєнна трансформація ОЕС України цілком узгоджуватиметься зі

світовими тенденціями розвитку ЕЕС у напрямі їхньої декарбонізації, проте, не всупереч їм, а враховуючи уроки війни, *надійність енергозабезпечення споживачів* має бути мейнстримом усіх очікуваних перетворень ОЕС України.

Мета роботи – визначити характер впливу структурних трансформацій ЕЕС, зокрема збільшення частки РДГ в структурі генеруючих потужностей за розвитку електричних мереж, на їхні динамічні властивості.

Вихідні умови та моделі досліджень. Окремі результати попередніх досліджень, що стосува лися оцінювання впливу змін у структурі генеруючих потужностей окремої теплової електростанції на динамічні властивості ЕЕС, наведено в [8]. У зазначених дослідженнях було використано дві широковідомі тестові схеми (моделі) ЕЕС, одну з яких (6-машинну модель ЕЕС) було взято як «відправну точку» під час досліджень, результати яких наведено нижче. Цифрову модель зазначеної 6- машинної ЕЕС було взято за *основу* і виконано два її «розширення» з утворенням двох ЕЕС (що відрізняються кількістю доданих об'єктів) і збереженням практичної незмінності значень параметрів усталеного електричного режиму в *основній* частині схеми, «успадкованій» від 6-машинної ЕЕС (далі таку ЕЕС називатимемо *базовою* і позначатимемо ЕЕС-Б). В усіх трьох зазначених моделях ЕЕС синхронний компенсатор, приєднаний до шин 7, було замінено батареєю статичних конденсаторів відповідної потужності. Перша «розширена» ЕЕС (далі позначатимемо ЕЕС-1р) відрізняється від ЕЕС-Б наявністю дванадцятьох РДГ, розташованих в додаткових контурах електричної мережі, утворених внаслідок «розширення» ЕЕС-Б. Такі контури приєднано до шин з номерами 100 та 202 (на рис. 1 ці додаткові контури знаходяться праворуч та внизу відносно зазначених шин).

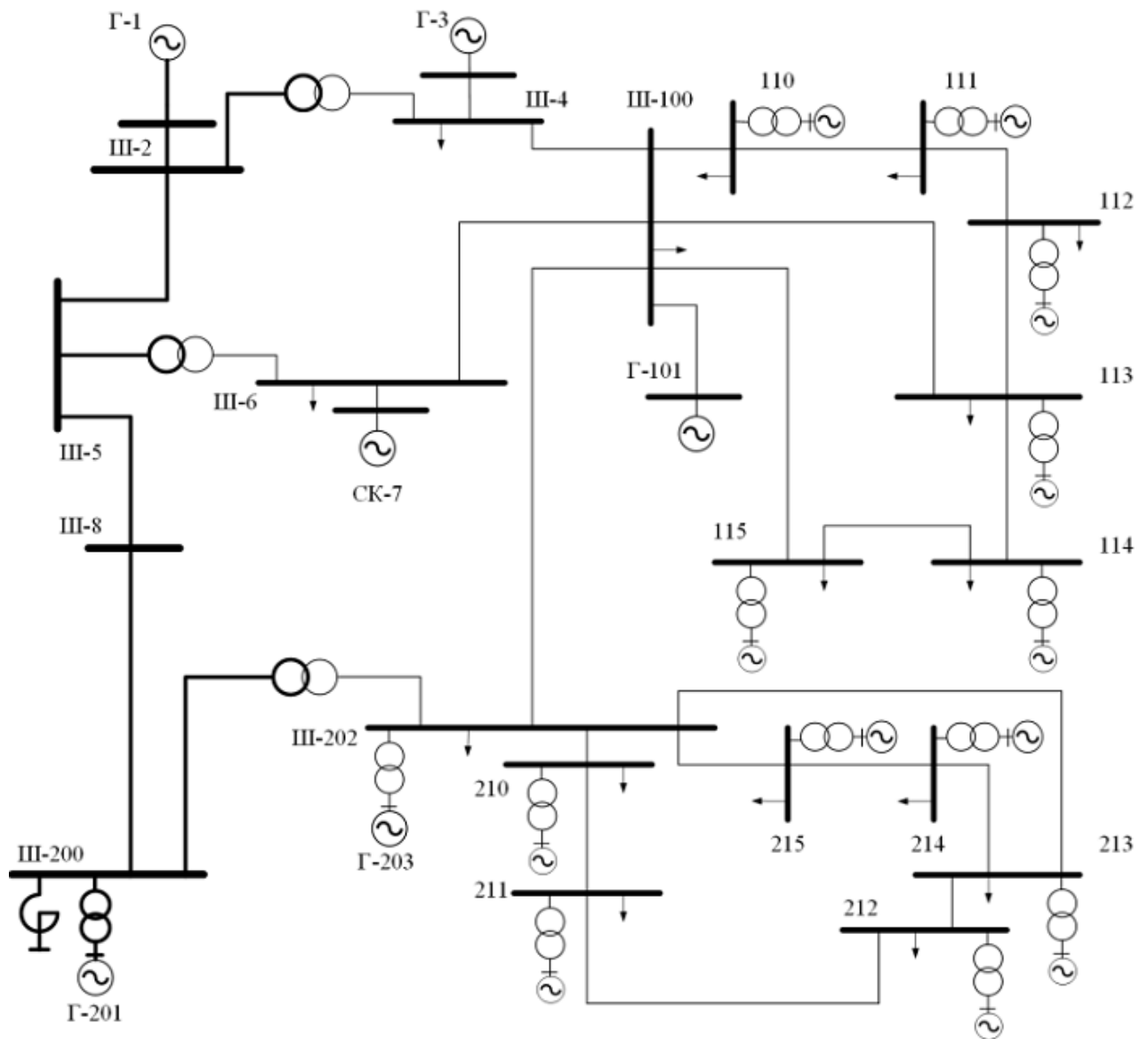


Рис.3.1 Цифрова модель машини

Друга «розширена» ЕЕС (далі позначатимемо ЕЕС-2р) наслідуює ЕЕС-1р, але відрізняється від неї додатковими двадцятьма РДГ, розташованими в додатково утворених (відносно першого «розширення») контурах електричної мережі, теж приєднаних до шин з номерами 100 та 202 (рис. 2).

В обох «розширених» ЕЕС забезпечено практичну незмінність сумарної активної потужності генерування та задовільну близькість поточкорозподілу активних потужностей лініями електропередачі (ЛЕП) «розширених» ЕЕС та ЕЕС-Б, оскільки активну потужність синхронних генераторів (СГ) Г-101

та Г-203 та активну потужність споживачів, приєднаних до шин 100 та 202, було відповідно «розподілено» серед введених РДГ та споживачів, приєднаних до шин в контурах «розширених» ЕЕС. На відміну від ЕЕС-2р, де для СГ Г-101 та Г-203 було використано такі ж значення номінальних потужностей та сталих інерції, як і для введених СГ (РДГ) в ЕЕС-1р, значення номінальних параметрів зазначених СГ залишилися такими ж, як і в ЕЕС-Б, але активну потужність генерування Г-101 та Г-203 в початковому режимі було зменшено відповідно до 955 МВт та 600 МВт. Решту ж активної потужності генерування цих СГ (у порівнянні з їхнім навантаженням в ЕЕС-Б) було «розподілено» серед введених РДГ. Задля забезпечення практичної незмінності сумарної активної потужності генерування кожної з «розширених» ЕЕС (відповідно до сумарної активної потужності генерування ЕЕС-Б) втрати активної потужності в доданих елементах ЕЕС було «збалансовано» деяким зменшенням потужності «розподілених» споживачів електроенергії).

В «розширених» ЕЕС за базового сценарію усі СГ було подано моделлю стала електрорушійна сила СГ ($E_{CG} = \text{const}$) за деяким реактансом (X_{CG}). Використання такої електрорушійної сили, певною мірою умовної величини, пропорційної потокозчепленню обмотки збудження СГ, дає змогу використовувати одну і ту ж заступну схему як за усталеного, так і перехідного режиму СГ. Таку E_{CG} визначають, виходячи з початкових умов. Зазвичай таку E_{CG} називають електрорушійною силою за перехідною реактивністю [9]. Така модель відтворює динамічні властивості СГ під час моделювання електромеханічних перехідних процесів і, як зазначають деякі автори, наприклад, [10], є класичним поданням синхронної машини під час досліджень стійкості. У разі використання такої моделі перехідний процес СГ подається лише рівнянням руху ротора СГ, яке запишемо у вигляді двох рівнянь першого порядку (1)-(2)

$$\frac{ds}{dt} = \frac{\omega_0}{T_J S_{\text{ном}}} (P_T - P - Ds),$$

$$\frac{d\delta}{dt} = s,$$

де ω_0 – значення кутової частоти за початкового усталеного режиму; s – ковзання ротора СГ; P_T – механічна потужність турбіни; $S_{\text{ном}}$ – повна номінальна потужність СГ; D – коефіцієнт демпфування; T_J – стала інерції усіх обертових мас, пов'язаних з СГ; δ – кут вектора $E_{\text{СГ}}$, вимірюваний відносно осі, що обертається з номінальною кутовою швидкістю (з такою віссю за усталеного режиму поєднують вектор напруги балансувального вузла, тому також можна вважати, що кут δ вимірюваний відносно вектора напруги балансувального вузла); P – електрична потужність СГ, яку зазвичай визначають за виразом

$$P = \frac{E_{\text{СГ}} U \sin(\delta - \gamma)}{x_{\text{СГ}}},$$

де U , γ – відповідно модуль вектора напруги на виводах статора СГ та кут, вимірюваний між цим вектором та віссю, що обертається з номінальною кутовою швидкістю.

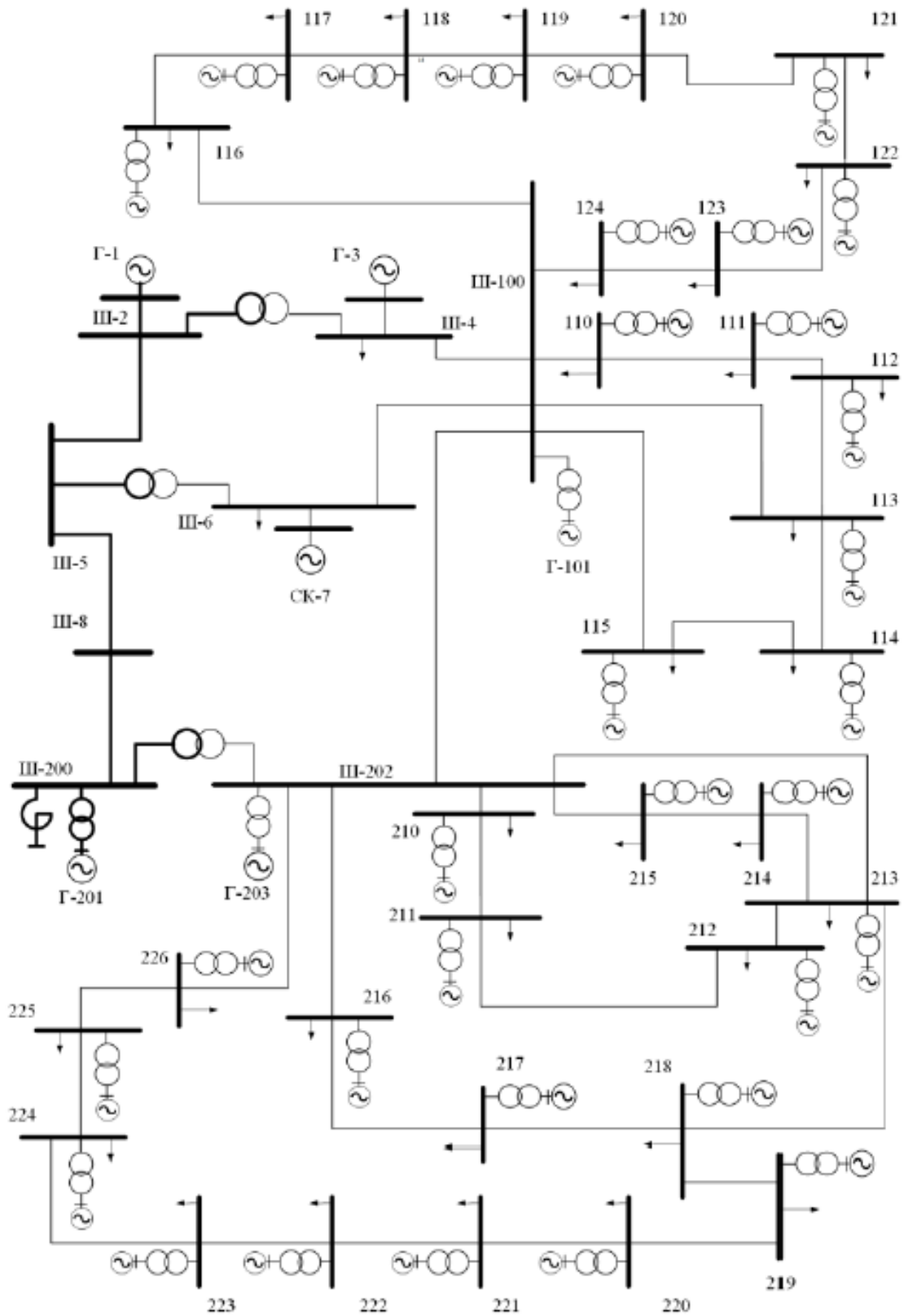


Рис. 3.2. Цифровая модель

Хоча зазначена модель і є класичним поданням СГ під час досліджень стійкості, але все ж варто вказати на основне припущення, яке приймається у разі використання такої моделі для дослідження характеру впливу структурних змін ЕЕС, зокрема зростання частки РДГ в структурі генеруючих потужностей ЕЕС, на динамічні властивості ЕЕС. Зазначена модель СГ прямо не враховує електромагнітні процеси та вплив автоматичних регуляторів збудження (АРЗ) СГ, однак її використання у дослідженнях стійкості ЕЕС дає результати, близькі до результатів у разі використання АРЗ пропорційної дії, що мають забезпечувати підтримання заданого значення напруги, хоча не здатні впливати на коливання ротора СГ, тобто не мають демпфуючого впливу (але у разі помилкових налаштувань таких АРЗ СГ може виникати розхитування ротора СГ). Під час моделювання збурень в електричній мережі та перехідних процесів *Есг* залишається незмінною без часових обмежень щодо збереження такої незмінності. Це відрізняє її від електрорушійної сили за перехідною реактивністю у поздовжній осі, що залишається незмінною за реальних умов доти, доки залишається незмінним потокозчеплення (стала часу зменшення магнітного потоку відповідає сталій часу обмотки збудження СГ, але це лише за холостого ходу СГ, тоді як для навантаженого СГ незмінність потокозчеплення триває не більше 2 секунд). Отже, якщо надавати фізичну інтерпретацію модельованих процесів, то у разі використання моделі (1)-(3) для дослідження перехідних процесів в ЕЕС на часових інтервалах, що виходять за межі двох секунд, можна вважати, що під час моделювання неявно враховано дію певних АРЗ СГ, що забезпечують незмінність протягом усього часу моделювання. Крім того, зі збільшенням часового відрізка моделювання перехідних процесів в ЕЕС помітний вплив на їхнє протікання можуть мати системи автоматичного регулювання швидкості обертання турбін (АРШОТ), змінюючи створювані турбінами механічні моменти (M), що діють на ротори СГ (1). Тому у виконаних дослідженнях було враховано вплив АРШОТ на створюваний турбіною механічний

момент. Оскільки в ЕЕС-Б містяться певні еквіваленти теплових та гідравлічних електростанцій, а в «розширених» ЕЕС серед РДГ можуть бути як традиційні, так і альтернативні джерела енергії, то для подання АРШОТ було використано досить просту і певною мірою «універсальну» модель (4)-(6) («універсальну» в аспекті можливості її застосування для парових та гідравлічних турбін, але не для вітроустановок, де, залежно від типу вітроустановки, у різний спосіб підтримується сталою швидкість обертання ротора, наприклад, зміною кута атаки лопатів)

$$\frac{d\mu}{dt} = \left(-\frac{s}{\sigma} + \mu_0 - \mu \right) / T_R, \quad (4)$$

$$\mu_0 = M_{xx} + P_0 / P_{ном}, \quad (5)$$

$$P_T = S_{ном} (\mu - M_{xx}) \cdot \cos \varphi_{ном}, \quad (6)$$

де μ , μ_0 – змінна, що характеризує відповідно поточне та початкове (за усталеного режиму) положення регулювальних клапанів парових турбін чи спрямовуючих апаратів гідротурбін ($0 \leq \mu \leq 1$); σ – статизм регулювання; T_R – стала часу системи АРШОТ; $P_{ном}$, P_0 – відповідно номінальна активна потужність СГ та активна потужність СГ за початкового усталеного режиму; M_{xx} – створюваний турбіною механічний момент за холостого ходу СГ у відносних одиницях, зведений до повної номінальної потужності СГ; $\cos \varphi_{ном}$ – номінальний коефіцієнт потужності СГ.

Під час моделювання АРШОТ було використано такі значення параметрів (зону нечутливості регуляторів не враховували):

– для СГ 1, 3 та усіх СГ РДГ – $\sigma = 0,05$; $T_R = 0,5$ с; $M_{max} = 1,1$ в.о.; $M_{min} = 0,0$ в.о.;

– для СГ Г-101, Г-201, Г-203 – $\sigma = 0,01$; $T_R = 1,5$ с; $M_{max} = 1,0$ в.о.; $M_{min} = 0,45$ в.о.

Усі введені в ЕЕС-1р та ЕЕС-2р РДГ було приєднано через трансформатори ТДЦ-125000/220 до шин напруги 220 кВ як певні «еквівалентні» СГ. Під час моделювання таких СГ було використано номінальні параметри

турбогенератора ТВФ-100-2: $P_{\text{ном}}=100$ МВт, Для усіх турбоагрегатів РДГ було взято певною мірою усереднене значення сталої інерції $T_J = 3$ с. В моделі ЕЕС-1р значення номінальних параметрів СГ Г-101 та Г-203 залишилися такими ж, що і в моделі ЕЕС-Б (див. табл. 1), хоча поточне навантаження цих двох СГ значно зменшилося (Г-101 – до 955 МВт, а Г-203 – до 600 МВт).

Таблиця 3.1

№ шин приєднання СГ	$U_{\text{ном}}$ [кВ]	$P_{\text{ном}}$ [МВт]	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	X_d [Ом]	X_d' [Ом]	T_J [с]
1	525.0	400.0	0.85	1102.49	161.27	7.0
3	242.0	400.0	0.85	234.26	34.27	7.0
101	242.0	2000.0	0.85	20.24	9.79	10.8
201	20.0	1200.0	0.85	0.48	0.07	6.4
203	20.0	1200.0	0.85	0.48	0.07	6.4

Основні результати досліджень. Для визначення змін, яких зазнають динамічні властивості ЕЕС внаслідок певних структурних трансформацій таких ЕЕС, було модельовано за різними сценаріями виникнення електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р. Деяке уявлення про відповідність потоків активної потужності (в МВт) лініями електропередачі (ЛЕП) в ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р в початковому усталеному режимі дає табл. 2 (від'ємні значення потоків потужності свідчать, що транспортування електроенергії відбувається від шин приєднання ЛЕП, зазначених другими, до шин, номер яких зазначено першим в позначенні ЛЕП).

Таблиця 3.2

ЕЕС	Потоки активної потужності ЛЕП				
	ЛЕП 100-202	ЛЕП 4-100	ЛЕП 6-100	ЛЕП 2-5	ЛЕП 5-8
ЕЕС-Б	-739,17	-119,61	-162,97	-88,75	-1021,49
ЕЕС-1р	-752,95	-116,58	-159,66	-68,95	-1018,73
ЕЕС-2р	-745,59	-122,86	-168,68	-88,77	-1020,02

З табл. 2 видно, що краще (точніше) наближення до поточкорозподілу в ЕЕС-Б забезпечено балансуванням режиму в ЕЕС-2р ніж в ЕЕС-1р (найбільша розбіжність в ЕЕС-1р пов'язана з потоком потужності ЛЕП 2-5, але це не має істотного впливу на результати порівняльного аналізу динамічних властивостей зазначених ЕЕС).

Динамічні властивості ЕЕС значною мірою залежать від інерції обертових мас «ввімкнених» в ЕЕС СГ (усіх обертових мас, пов'язаних з кожним таким СГ), і у загальному випадку сталу інерції ЕЕС ($T_J \text{ ЕЕС}$) можна визначати за виразом

$$T_{J \text{ ЕЕС}} = \sum_{i=1}^{i=n} T_{Ji} S_i / S_{\text{ЕЕС}}, \quad (7)$$

де T_{Ji} , S_i – стала інерції та номінальна повна потужність i -го СГ відповідно; n – у даному випадку загальна кількість «ввімкнених» в ЕЕС СГ; них» в ЕЕС СГ.

$S_{\text{ЕЕС}}$ - сумарна повна номінальна потужність «ввімкнених» в ЕЕС СГ.

За наведеними вище даними було визначено сталі інерції ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р:

$$T_{J \text{ ЕЕС-Б}} = 8,184 \text{ с}, \quad T_{J \text{ ЕЕС-1р}} = 7,212 \text{ с}, \quad T_{J \text{ ЕЕС-2р}} = 4,348 \text{ с}.$$

Відмінність у значеннях сталих інерції ЕЕС-Б та ЕЕС-1р не є значною, оскільки номінальні параметри СГ 203 та СГ 101 залишилися в моделі ЕЕС-1р такими ж, якими були і в моделі ЕЕС-Б, тому введення в ЕЕС-1р додаткових 12 СГ РДГ лише дещо зменшило сталу інерції ЕЕС-1р (менше

ніж на секунду) у порівнянні з ЕЕС-Б.

Задля дослідження динамічних властивостей ЕЕС внаслідок їхніх трансформацій можна використати різні підходи та відповідні засоби. У виконаних дослідженнях для визначення власних частот кожної з ЕЕС (ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р) на шинах 202 в 0,1 с було модельовано виникнення 3-фазного короткого замикання (3-ф.КЗ) тривалістю 0,08 с. Коливання потоків активної потужності ЛЕП є досить інформативними в аспекті можливості виявлення домінантних мод коливань, тому було сформовано та опрацьовано відповідні вибірки значень модельованих потоків активної потужності ЛЕП, що є найближчими до шин, від яких відбувається «розширення» ЕЕС-Б до ЕЕС-1р та ЕЕС-2р (коливання не усіх параметрів режиму ЕЕС, зокрема і потоків активної потужності окремими ЛЕП, не завжди є інформативними в аспекті визначення власних частот ЕЕС). В табл. 3 для порівняння наведено визначені власні частоти ЕЕС, де «жирним» шрифтом виділено частоти тих складових коливань, чий «внески» до коливань потоку активної потужності відповідної ЛЕП є найбільшими. Власні частоти ЕЕС знаходяться в низькочастотній частині спектру коливань: динамічні властивості ЕЕС проявляються в електромеханічному русі, а коливання на частоті вище 3-5 Гц ротором СГ практично «не пропускаються».

Таблиця 3.3

ЛЕП	Власні частоти ЕЕС [Гц], розраховані за вибірками значень потоків активної потужності ЛЕП		
	ЕЕС-Б	ЕЕС-1р	ЕЕС-2р
4-100	0.9765; 1.4648	0.9765; 1.3671	1.2695; 1.5625
6-100	0.9765	0.9765; 1.3671	0.6835; 0.9765; 1.2695; 1.5625
100-202	0.9765	0.9765	0.5859; 0.9765; 1.2695; 1.5625; 2.5390

За результатами порівняльного аналізу даних табл. 3 можна дійти висновку, що з «розширенням» ЕЕС-Б спостерігається певний «зсув» максимумів спектральної щільності потужності коливань у напрямі збільшення частоти, тобто «внески» доміантних мод до зазначених коливань відбуваються на дещо вищих частотах. На перший погляд може виникнути деякий сумнів щодо правильності такого висновку, якщо порівняти частоти мод коливань потоків активної потужності ЛЕП 4-100 у разі моделювання ЕЕС-Б та ЕЕС-1р відповідно. Однак, якщо порівняти графічні зображення спектральної щільності потужності таких мод за частотою, то зазначений сумнів зникне: на рис. 3, а, б, в показано такі зображення відповідно для випадків моделювання ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р, на яких можна помітити певний «зсув» максимумів спектральної щільності потужності коливань у напрямі зростання частоти (вісь абсцис цифровано в Гц). Наочнішими у цьому аспекті є аналогічні графічні зображення, пов'язані з потоком активної потужності ЛЕП 100-202 (рис. 4, 5), оскільки до обох шин приєднання цієї ЛЕП приєднано і ЛЕП тих частин ЕЕС, що є «розширеннями» ЕЕС-Б, крім того, на шині 202 моделювали 3-ф.КЗ. Рис. 4 рівною мірою ілюструє результати, отримані у разі моделювання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС-Б та в ЕЕС-1р, оскільки для обох випадків розраховані значення частоти доміантної моди коливань потоку активної потужності ЛЕП 100-202 збігаються (0,9765 Гц), але у разі моделювання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС-2р за тих же умов спостерігається як збільшення максимумів спектральної щільності потужності коливань в околі 0,5859 Гц, так і поява складових, що роблять свої «внески» до коливань потоку активної потужності ЛЕП 100-202 вже на дещо вищих частотах, в околі 2,539 Гц (рис. 5).

Одночасно із зазначеним частотним «зсувом» окремих мод коливань «розширення» ЕЕС вплинули і на протікання електромеханічних перехідних процесів (у порівнянні з відповідними процесами в ЕЕС-Б). Насамперед, це стосується потоків активної потужності ЛЕП, що мають

спільні шини приєднання з ЛЕП «розширень» ЕЕС. Покажемо це, використовуючи ті ж самі результати моделювання 3-ф.КЗ на шинах 202, за якими було визначено наявність частотного «зсуву» окремих модколивань в «розширених» ЕЕС.

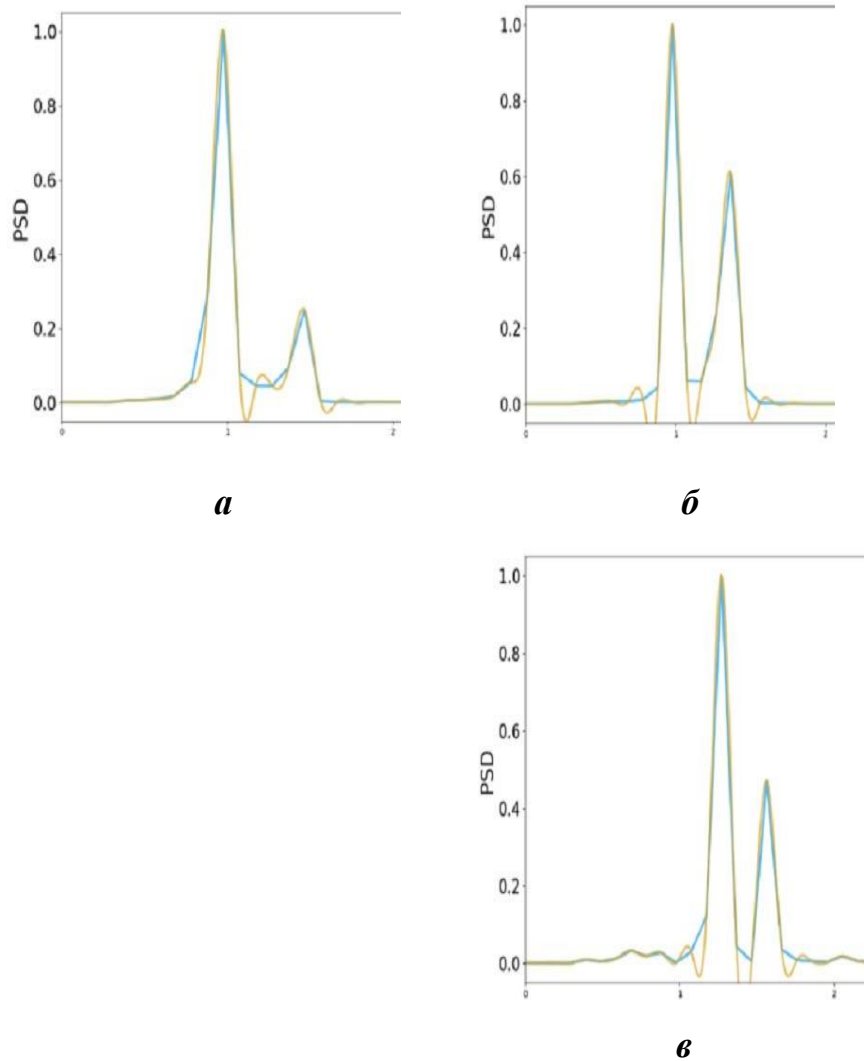


Рис. 3.3 Графічні зображення спектральної щільності потужності ЛЕП 4-100 для схем ЕЕС-Б (а), ЕЕС-1р(б) та ЕЕС-2р(в)

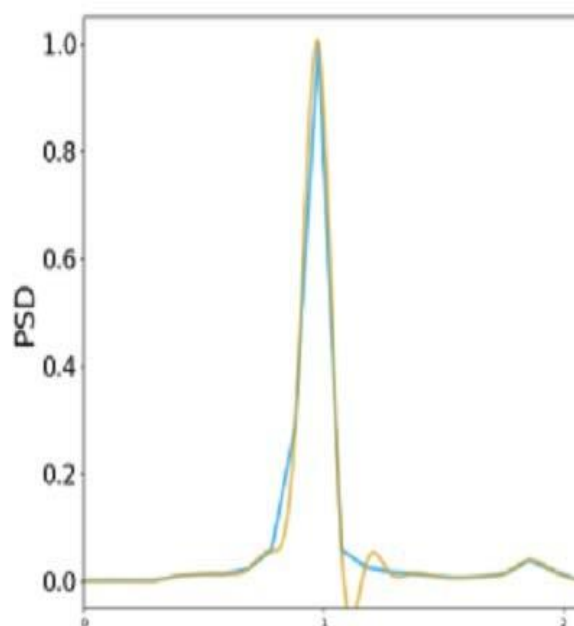


Рис. 3.4 Графічні зображення спектральної щільності потужності ЛЕП 100-202 для схем ЕЕС-Б і ЕЕС-1р

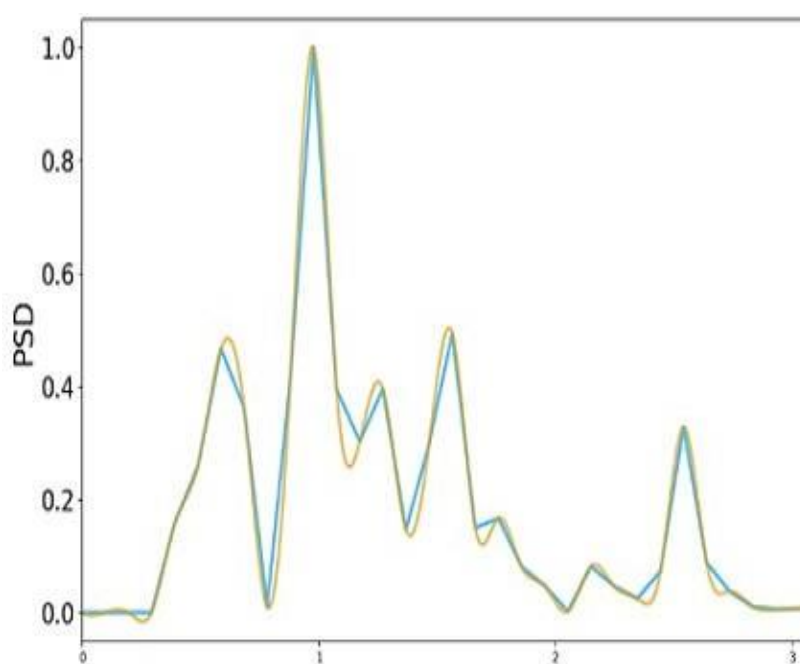


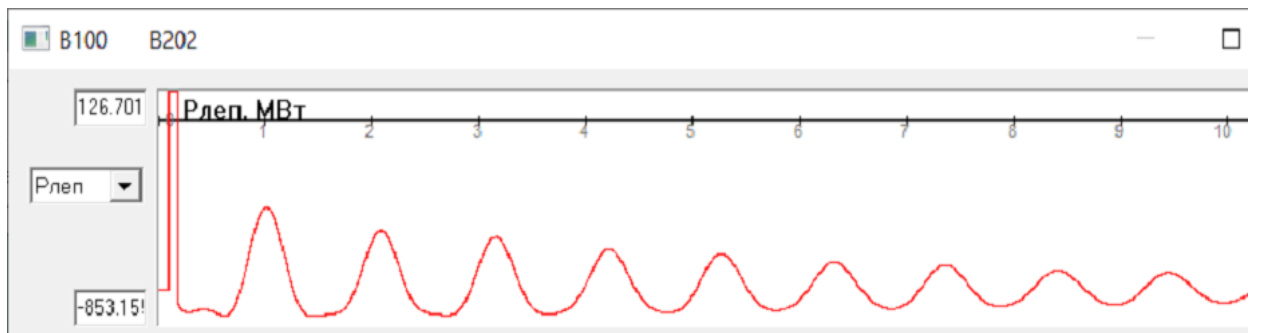
Рис. 3.5 Графічні зображення спектральної щільності потужності ЛЕП 100-202 для схеми ЕЕС-2р

Розглянемо графіки зміни потоків активної потужності ЛЕП 100-202, 4-100 та 6-100 (ці ЛЕП приєднано до шин 100 та 200, до яких приєднано і ЛЕП «розширень» ЕЕС): на рис. 6, а, 7, а та 8, а відповідно показано зазначені графіки у разі використання моделі ЕЕС-Б, а на рис. 6, б, 7, б, 8, б – у разі використання моделі ЕЕС-2р (у верхньому та нижньому віконцях наведеної форми графічного інтерфейсу вказано екстремальні значення потоку активної потужності [МВт] на часовому інтервалі моделювання, вісь абсцис – вісь часу [с]; «належність» графіка до певної ЛЕП позначено у верхній частині зазначеної форми графічного інтерфейсу номерами шин приєднання ЛЕП, перед кожним з яких знаходиться символ «В»). Початкові значення потоків активної потужності (за усталеного режиму) кожною із трьох зазначених ЛЕП наведено в табл. 2.

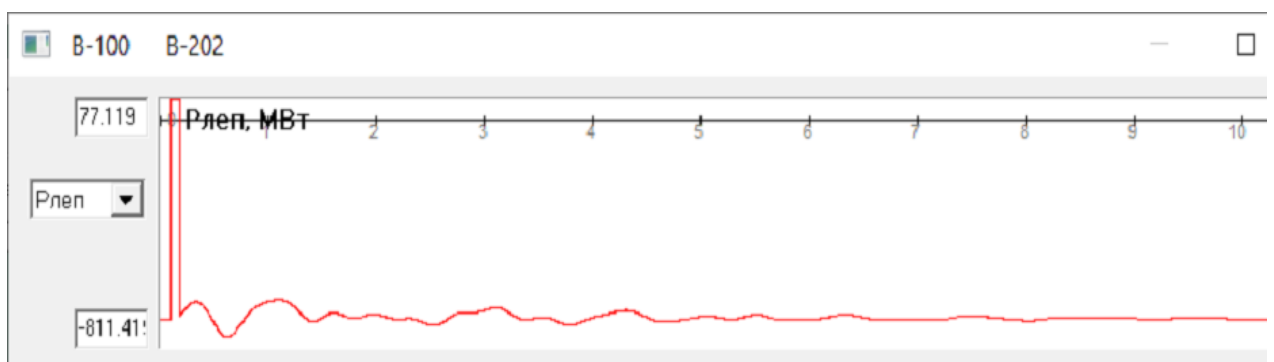
Із результатів аналізу рис. 6–8 випливає, що протікання електромеханічних перехідних процесів в тій частині ЕЕС-2р, що характеризується тією ж номінальною напругою, що і «розширення», відбувається менш інтенсивно ніж відповідні перехідні процеси в ЕЕС-Б. Загалом це стосується як максимальних відхилень від початкових значень потоків активної потужності ЛЕП, так і інших показників, зокрема тривалості перехідних процесів. Єдиним винятком із загальної картини наведених результатів є максимальне відхилення потоку активної потужності ЛЕП 4-100 від початкового значення в доаварійному режимі: у разі використання моделі ЕЕС-Б воно становить 123,72 МВт, а у разі використання моделі ЕЕС-2р – 157,11 МВт. Усі інші показники перехідних процесів, пов'язані з потоками активної потужності цієї та двома іншими ЛЕП, є значно кращими у разі використання моделі ЕЕС-2р, тобто за наявності значної частки сумарної потужності РДГ в структурі генеруючих потужностей ЕЕС та додаткової електричної мережі, де знаходяться зазначені РДГ.

Вплив зазначених «розширень» на динамічні властивості ЕЕС виявляється також за зміною реакції ЕЕС на аварійні збурення режиму ЕЕС. Проілюструємо це, використовуючи 3-ф.КЗ на шині 202 як аварійне

збурення режиму ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р. Інтенсивність зазначеного аварійного збурення залежить від його тривалості. Як певний індикатор надкритичної інтенсивності збурення було використано факт виникнення асинхронного режиму (АР). Тобто 3-ф.КЗ певної тривалості, внаслідок якого за конкретних структурно-режимних умов виникає АР, називатимемо збуренням надкритичної інтенсивності і визначатимемо його у вимірі часу [с] – за тривалістю зазначеного 3-ф.КЗ. Сумарна активна потужність генерування та поточкорозподіл в «базовій» електричній мережі (електричній мережі ЕЕС-Б) практично збігаються з такими в ЕЕС-1р та ЕЕС-2р. Відмінності зазначених трьох ЕЕС стосуються структури генеруючих потужностей та електричних мереж.

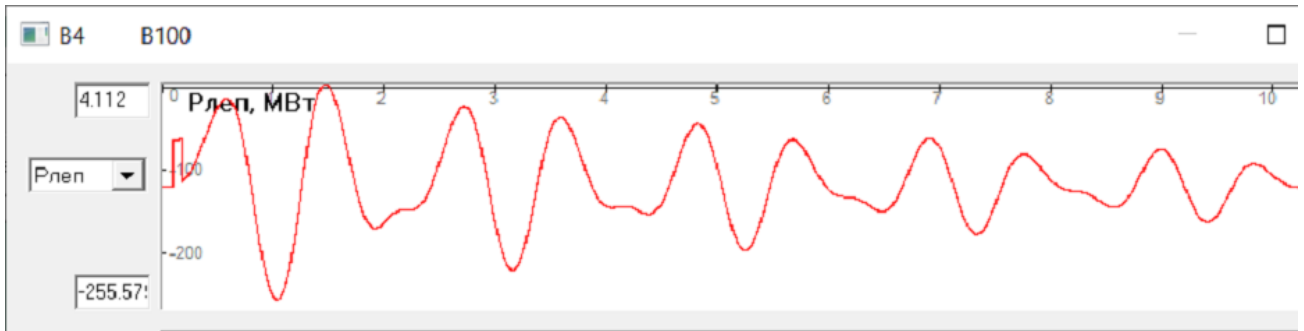


а

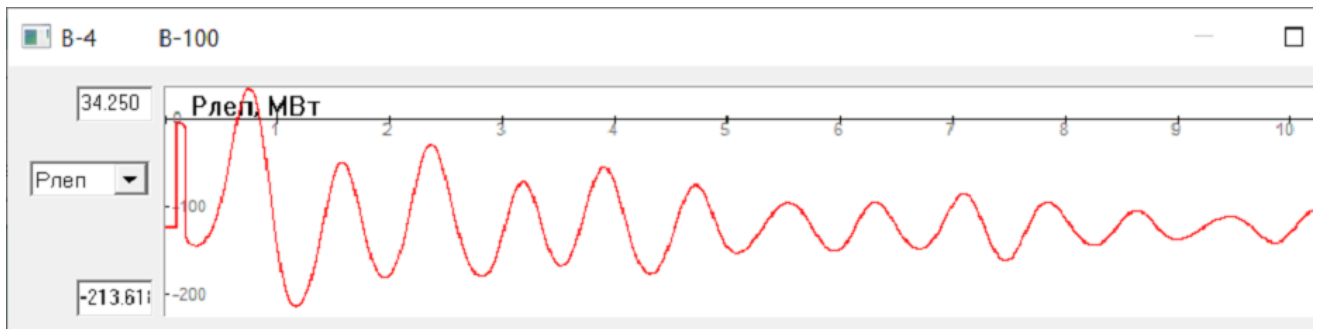


б

Рис. 3.6 Протікання електромеханічних перехідних процесів



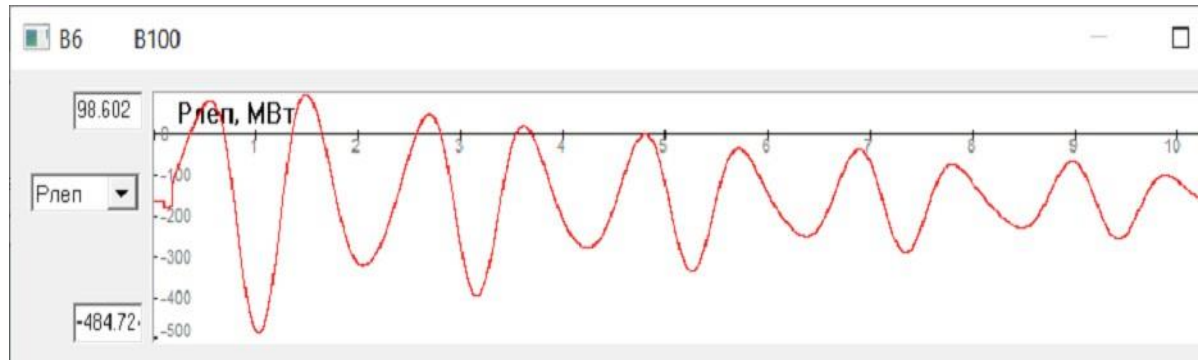
а



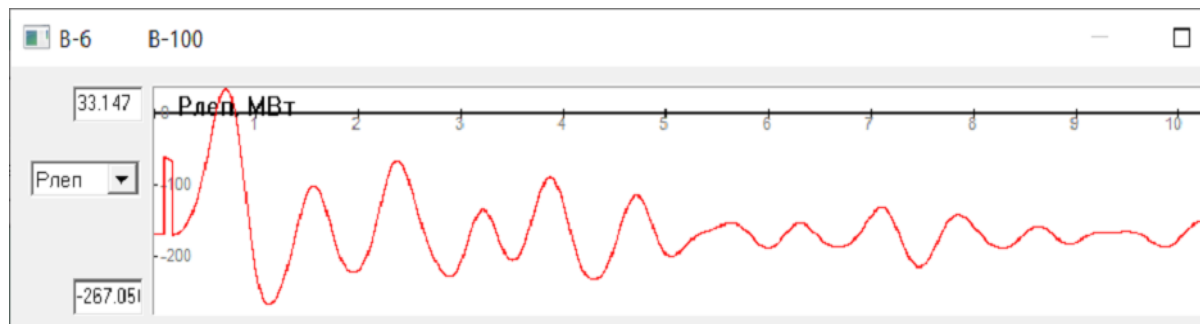
б

Рис. 3.7 Протікання електромеханічних перехідних процесів

Розглянемо окремі результати досліджень, що свідчать про залежність надкритичної інтенсивності збурення від зазначених особливостей (відмінностей) ЕЕС. В усіх випадках виникнення 3-ф.КЗ моделювалося через 0,1с після початку процесу моделювання. Для ЕЕС-Б стала інерції становить $T_{j\text{ЕЕС-Б}} = 8.184$ с, а визначена внаслідок моделювання надкритична інтенсивність збурення скла- ла 0,13 с. Електричний центр хитань виявлено на 1,07 с на ЛЕП 5-8 та на 1,08 с на ЛЕП 100-202 (від- повідний протокол з фрагментом процесу моделювання показано на рис. 9). Ці дані порівняємо з результатами, отриманими внаслідок відповідного моделювання електромеханічних перехідних процесів з використанням моделей ЕЕС-1р та ЕЕС-2р



а



б

Рис. 3.8 Протікання електромеханічних перехідних процесів

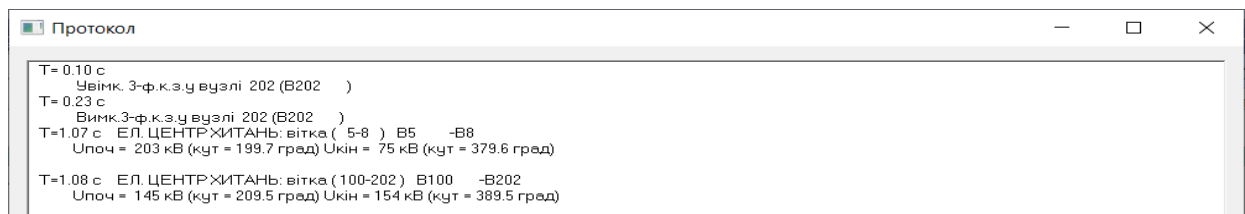


Рис. 3.9 Протокол з фрагментом процесу моделювання

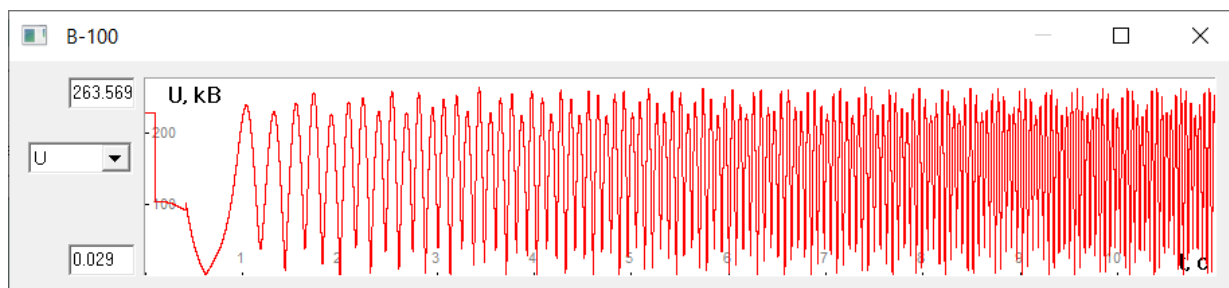
Для ЕЕС-1р стала інерції становить $T_{j\text{ЕЕС-1р}}=7,212$ с, а визначена внаслідок моделювання *над- критична інтенсивність* збурення склала 0,16 с. Електричний центр хитань виявлено на 0,86 с на ЛЕП 5-8 та ЛЕП 100-202. У порівнянні з відповідними результатами моделювання ЕЕС-Б, для виникнення АР з електричним центром хитань на тих же ЛЕП знадобилася дещо більша надкритична інтенсивність збурення. Ці результати стосуються випадку, коли усі РДГ було враховано моделями відповідних СГ. Якщо ж частину РДГ подати безінерційними джерелами генерування у вигляді не-

змінної потужності генерування (такими РДГ можна вважати СЕС, враховуючи відповідні експлуатаційні обмеження щодо рівнів напруги), то матимемо дещо інші результати. Для випадку, коли СЕС приєднано до шин 111, 113, 115, 211, 213, 214 (рис. 1), стала інерції ЕЕС-1р вже становитиме $T_{j\text{ЕЕС-1р}}=6,931$ с, а *надкритична інтенсивність* збурення – 0,18 с; електричний центр хитань виявляється на 0,77 с на ЛЕП 100-202 та на 0,78 с на ЛЕП 5-8. Якщо ж розглянути випадок, коли СЕС приєднано до шин 110, 111, 112, 113, 114, 115, 210, 211, 212, 213, 214, 215 (рис. 1), то у цьому разі стала інерції ЕЕС-1р складає $T_{j\text{ЕЕС-1р}}=6,65$ с, *надкритична інтенсивність* збурення становить 0,19 с, а електричний центр хитань виявляється на 0,96 с на ЛЕП 5-8 та на 0,98 с на ЛЕП 100-202.

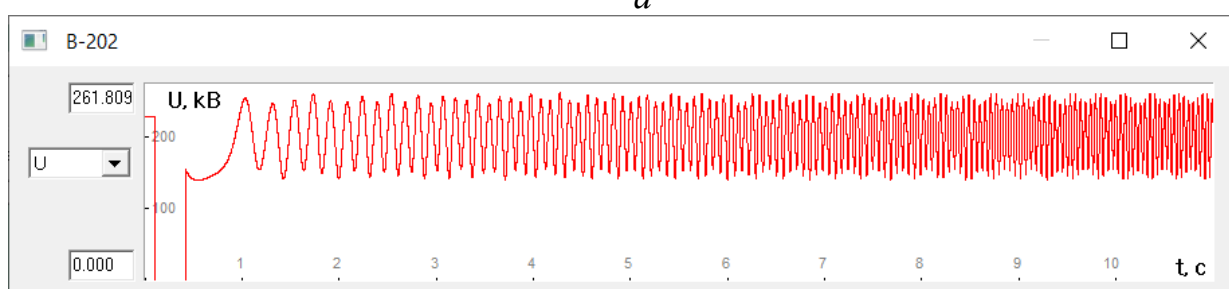
На підставі наведених результатів напрошується висновок, що зі збільшенням частки потужності СЕС зменшується стала інерції СЕС та збільшується надкритична інтенсивність збурення, внаслідок якого виникає АР з електричним центром хитань на тих же ЛЕП. Однак такий висновок був би передчасним і не цілком коректним. Щоб пересвідчитися у цьому, перейдемо до розгляду відповідних результатів моделювання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС-2р.

Для ЕЕС-2р стала інерції становить $T_{j\text{ЕЕС-2р}}= 4,348$ с, а визначена внаслідок моделювання надкритична інтенсивність збурення склала 0,13 с, як і у випадку моделювання ЕЕС-Б, однак електричний центр хитань було виявлено на 6,605 с не в «базовій» електричній мережі, а в електричній мережі «розширення» на ЛЕП 123-124 та ЛЕП 116-117. Тепер розглянемо випадок, коли СЕС приєднано до шин 111, 113, 115, 211, 213, 214 (рис. 2): стала інерції ЕЕС-2р у цьому разі становить $T_{j\text{ЕЕС-2р}}=4,014$ с, надкритична інтенсивність збурення збільшується до 0,21 с, а електричний центр хитань виявляється на 2,10 с на ЛЕП 123-124 та на 2,18 с на ЛЕП 116-117. Якщо ж збільшити кількість СЕС і розглянути випадок, коли СЕС приєднано до шин 110, 111, 112, 113, 114, 115, 210, 211, 212, 213, 214, 215 (рис. 2), то у цьому разі стала інерції ЕЕС-2р складатиме $T_{j\text{ЕЕС-2р}}=3,681$ с, надкритична

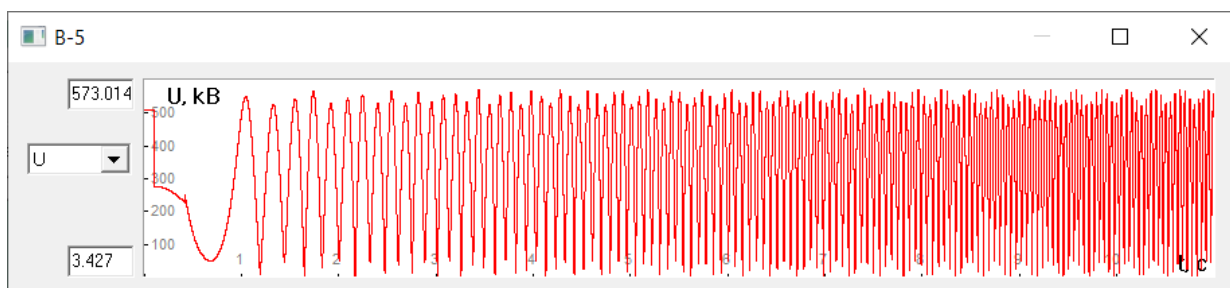
інтенсивність збурення – 0,21 с, а електричний центр хитань послідовно виявляється на 3,74 с на ЛЕП 123-124, на 3,84 с – на ЛЕП 116-117 та на 5,75 с – на ЛЕП 122-123.



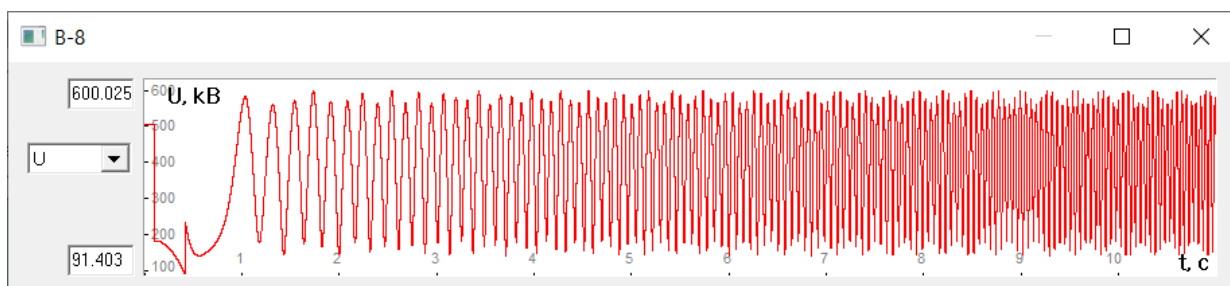
a



б



в



г

Рис. 3.10 Графіки зміни напруги на шинах приєднання

Ці результати свідчать, що зростання частки потужності СЕС в електричній мережі «розширень» збільшує надкритичну інтенсивність збурення у порівнянні з випадком, коли відсутні СЕС, однак таке

збільшення відбувається до певної межі, на яку введення додаткових СЕС нібито вже не впливає. В усіх розглянутих випадках моделювання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС-2р виникає АР, що виявляється в «розширеннях» ЕЕС. Розглянемо окремий сценарій, коли в «розширеннях» ЕЕС-2р відсутні СГ, а всі РДГ – це СЕС. За таких умов стала інерції складає $T_{j\text{ЕЕС-2р}}=2,570$ с, *надкритична інтенсивність* збурення, визначена внаслідок моделювання, становить 0,32 с, а електричний центр хитань знову переміщується в «базову» електричну мережу і виявляється на 0,62 с на ЛЕП 100-202, а на 0,63 с – на ЛЕП 5-8. Графіки зміни напруги на шинах приєднання зазначених ЛЕП показано відповідно на рис. 10, а-г.

Далі аварійний процес набув розвитку: на 1,193 с електричний центр хитань було виявлено на ЛЕП 6-100, на 1,194 с – на ЛЕП 4-100, на 2,004 с – на ЛЕП 100-101, а після 6,44 с його було виявлено і на інших ЛЕП, зокрема на окремих ЛЕП електричної мережі «розширень» ЕЕС-2р.

Результати виконаних досліджень отримано з використанням розроблених цифрових моделей ЕЕС на основі добре відомої з часів колишнього СРСР так званої «б-машинної схеми ЕЕС», яку використовували для зіставлення різних програм, призначених для розрахунків стійкості ЕЕС. Не дивлячись на частковий характер отриманих результатів, зумовлених як особливостями розроблених моделей ЕЕС (насамперед структура генеруючих потужностей, номінальна напруга та конфігурація електричних мереж, зроблені припущення), вважаємо, що є підстави і для певних узагальнюючих висновків стосовно характеру впливу структурних трансформацій ЕЕС, подібних відтвореним в ЕЕС- 1р та ЕЕС-2р, на їхні динамічні властивості.

Вхідна інформаційна модель.

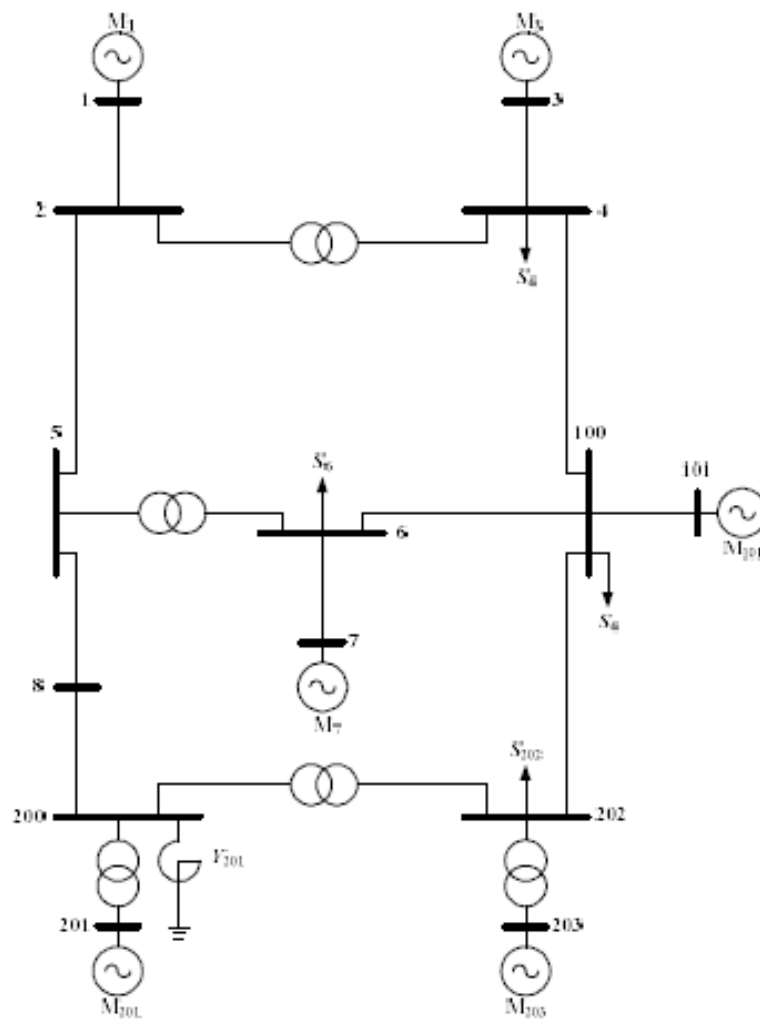


Рис. 3.11 Тестова схема ТС-II

Таблиця 3.4 Параметри ЛЕП

Ділянка ЛЕП	R , Ом	X , Ом	Y , мкСм
1-2	0	43,00	0
2-5	4,65	44,90	560
3-4	0	12,80	0
4-100	8,00	60,00	752
5-8	6,71	90,00	1155
6-100	2,66	25,40	2775
7-6	0	4,52	0
8-200	6,71	90,00	1155
100-101	0	3,20	0
100-202	6,50	41,00	4480

Таблиця 3.5 Параметри трансформаторів

Трансформатор	$U_{\text{вн.}}$, кВ	$U_{\text{нн.}}$, кВ	R , в.о.	X , в.о.
2-4	525	242	0	31,20
5-6	525	242	0	3,32
200-201	525	20	0	21,50
200-202	525	242	0	15,60
202-203	242	20	0	4,00

Таблиця 3.6 Потужність навантаження синхронних машин ТС-II

Номер СМ	1	3	7	101	201	203
P , МВт	400	400	0	без обмежень	1200	1200
Q , МВ·Ар	без обмежень	без обмежень	без обмежень	без обмежень	без обмежень	без обмежень

Таблиця 3.7 Потужність навантаження пунктів ТС-II

Номер пункту	4	6	100	200
P , МВт	1000	1100	2000	500
Q , МВ·Ар	-100	-300	-600	-200

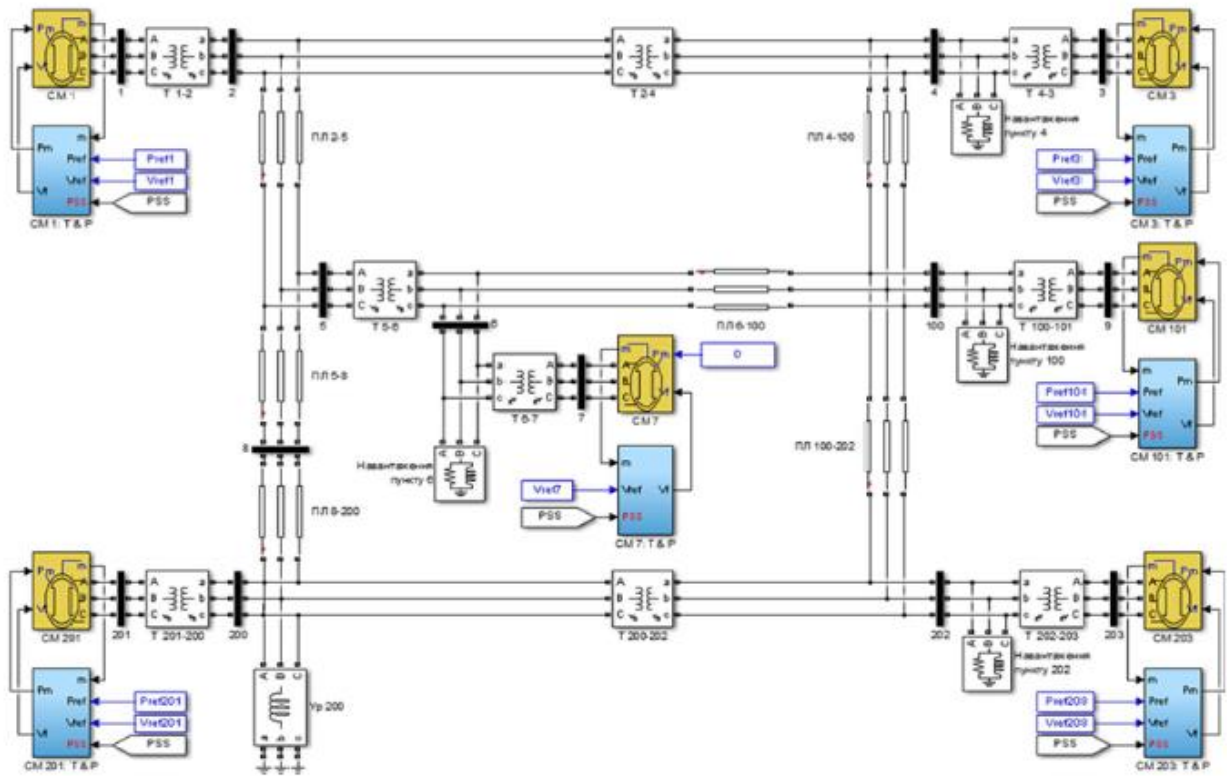


Рис. 3.12 Блок-схема ТС-II реалізована в середовищі Matlab

Таблиця 3.8

Вузол	Назва	U	Фаза	P _Н	Q _Н	P _{ген}	Q _{ген}	U	Q _{min}	Q _{max}	DU	P _ш	Q _ш
Гілка	Коло		P _Н	Q _Н	I	Q _{зар}	DP	DQ	Кут				
2		523.42	-9.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0	0	4.68	0.0	0.0
10		-400.00	-6.64	0.441	0.00	0.000	25.119	3.59					
40		481.96	-27.78	0.532	0.00	-0.000	26.540	3.13					
50		-81.96	34.42	0.098	-150.88	0.324	3.125	-0.89					
4		231.91	-12.98	1000.00	100.00	0.00	0.00	0.0	0	0	5.41	0.0	0.0
20		-481.96	54.32	1.207	0.00	-0.000	26.540	3.13					
30		-400.00	-164.58	1.077	0.00	0.000	44.527	5.23					
1000		-118.04	10.26	0.295	-40.16	2.211	16.582	-7.89					
5		514.68	-8.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0	0	2.94	0.0	0.0
20		82.28	-182.18	0.224	-150.88	0.324	3.125	-0.89					
80		-1018.85	139.18	1.154	-303.43	28.456	381.681	-20.89					
60		936.57	43.01	1.052	0.00	0.000	11.017	0.67					

Продовження таблиці 3.8

6	226.30	-9.63	1100.00	300.00	0.00	0.00	0.0	0	0	2.86	0.0	0.0
5 0	-936.57	-31.99	2.391	0.00	0.000	11.017	0.67					
100 0	-163.43	-82.87	0.467	-144.63	1.395	13.317	-4.53					
7 0	-0.00	-185.14	0.472	0.00	-0.000	3.025	0.00					

8	510.42	11.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0	0	2.08	0.0	0.0
5 0	1047.30	-60.93	1.187	-303.43	28.456	381.681	-20.89					
200 0	-1047.30	60.93	1.187	-307.66	29.401	394.348	-21.06					

100	230.27	-5.09	2000.00	600.00	0.00	0.00	0.0	0	0	4.67	0.0	0.0
4 0	120.26	-33.84	0.313	-40.16	2.211	16.582	-7.89					
6 0	164.83	-48.44	0.431	-144.63	1.395	13.317	-4.53					
101 0	-1546.09	-775.30	4.337	0.00	0.000	180.535	-5.09					
202 0	-738.99	257.57	1.962	-240.01	84.307	531.782	-37.68					

101	242.00	0.00	0.00	0.00	1546.09	955.83	242.0	0	0	10.00	0.0	0.0
100 0	1546.09	955.83	4.337	0.00	0.000	180.535	-5.09					

200	521.75	32.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0	0	4.35	0.0	174.5
8 0	1076.70	25.76	1.192	-307.66	29.401	394.348	-21.06					
202 0	123.30	-213.04	0.272	0.00	-0.000	3.472	0.40					
201 0	-1200.00	12.78	1.328	0.00	0.000	113.745	-5.42					

202	232.64	32.59	500.00	250.00	0.00	0.00	0.0	0	0	5.75	0.0	0.0
100 0	823.30	34.20	2.045	-240.01	84.307	531.782	-37.68					
200 0	-123.30	216.51	0.618	0.00	-0.000	3.472	0.40					
203 0	-1200.00	-500.71	3.227	0.00	0.000	124.956	-4.89					

1	525.00	-6.26	0.00	0.00	400.00	31.76	525.0	0	0	5.00	0.0	0.0
2 0	400.00	31.76	0.441	0.00	0.000	25.119	3.59					

201	20.00	38.41	0.00	0.00	1200.00	100.96	20.0	0	0	0.00	0.0	0.0
200 0	1200.00	100.96	34.763	0.00	0.000	113.745	-5.42					

3	242.00	-7.75	0.00	0.00	400.00	209.11	242.0	0	0	10.00	0.0	0.0
4 0	400.00	209.11	1.077	0.00	0.000	44.527	5.23					

7	230.00	-9.63	0.00	0.00	0.00	188.16	230.0	0	0	4.55	0.0	0.0
6 0	0.00	188.16	0.472	0.00	-0.000	3.025	0.00					

203	20.00	37.48	0.00	0.00	1200.00	625.67	20.0	0	0	0.00	0.0	0.0
202 0	1200.00	625.67	39.067	0.00	0.000	124.956	-4.89					

Розрахунок динаміки (базовий режим, обурення 3фаз кз, шини 202 без відключення лінії 8-200, тривалістю 0.08с до 0.5с) $E=const$

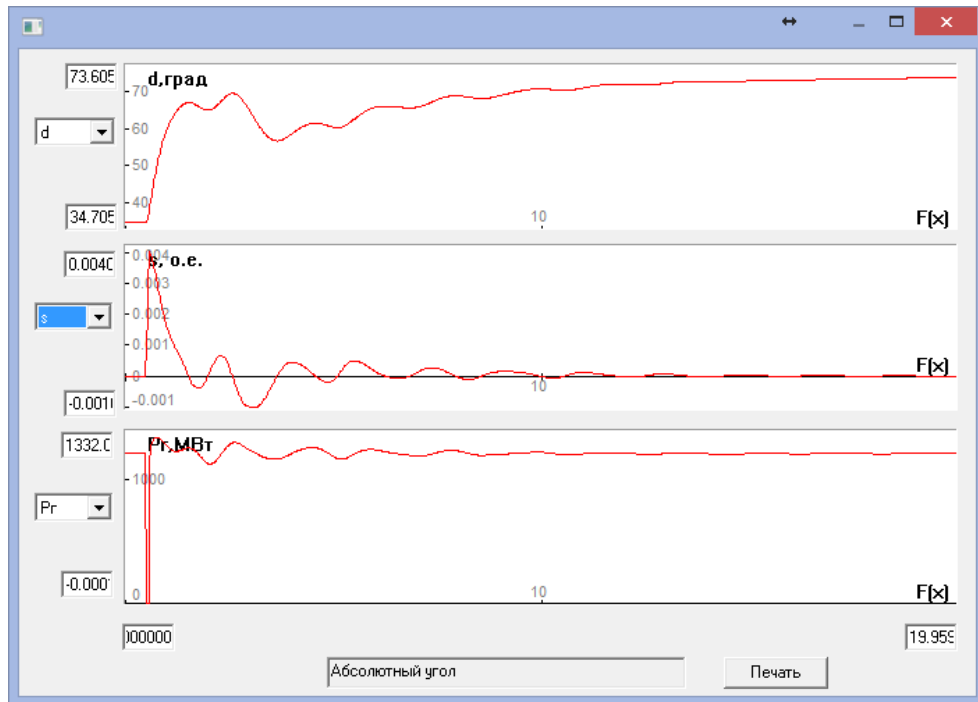


Рис. 3.13 Генератор 203

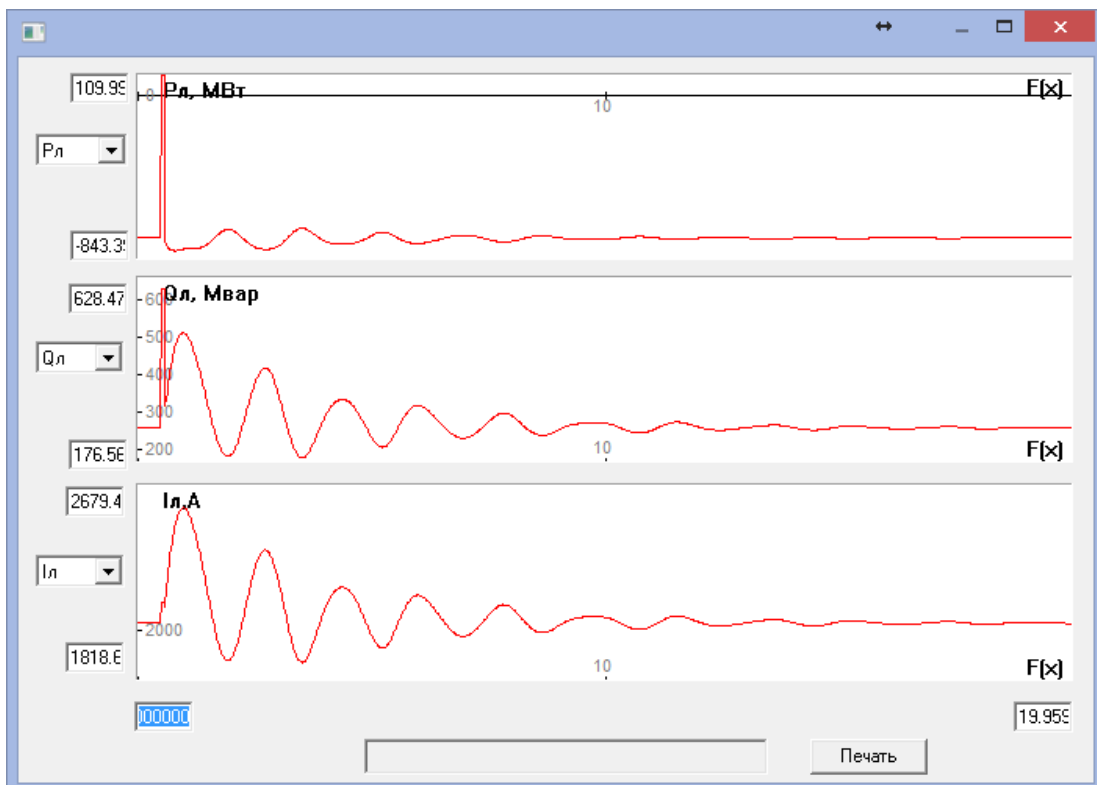


Рис. 3.14 ЛЕП 100-202

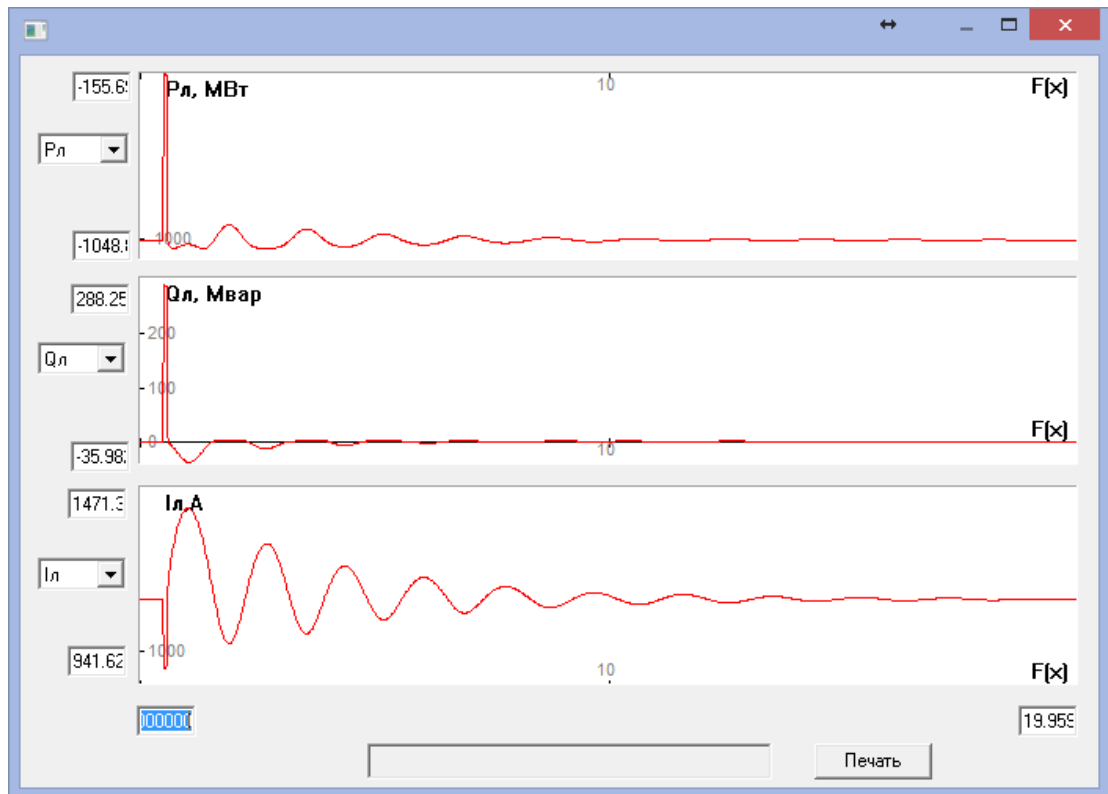


Рис. 3.15 ЛЕП 8-200

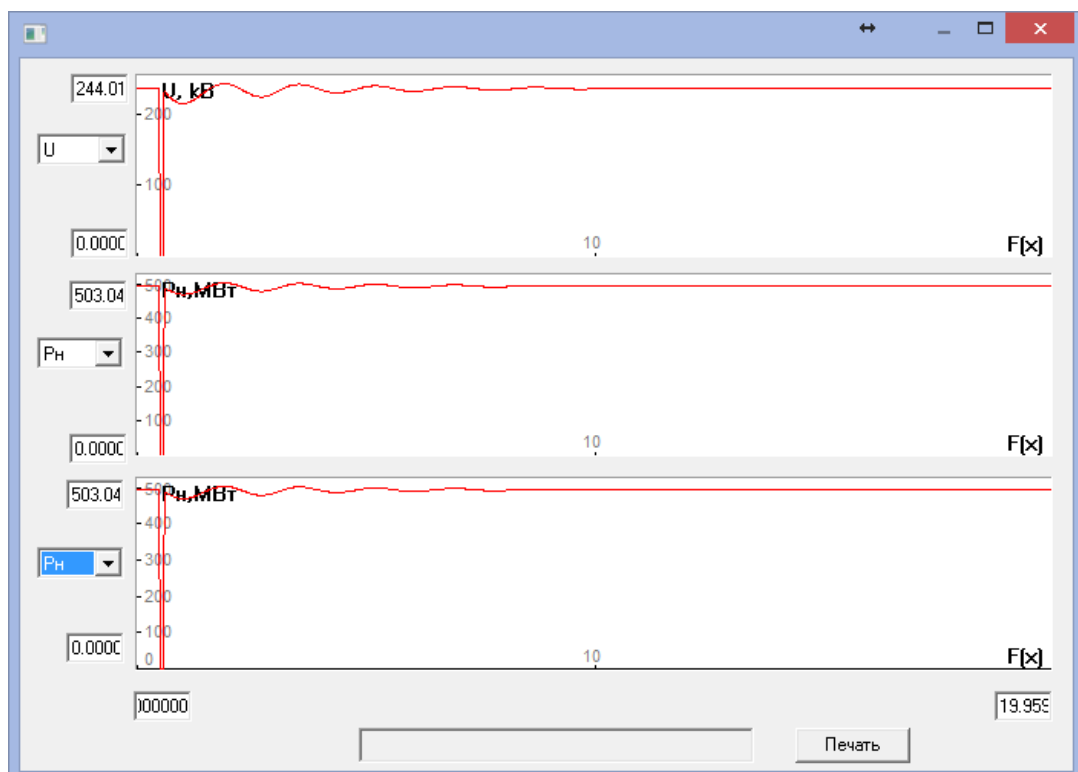


Рис. 3.16 Вузол 202

Розрахунок динаміки (обтяжений режим, обурення 3фаз кз, шини 202 без відключення лінії 8-200, тривалістю 0.08с 0.5с) $E=const$

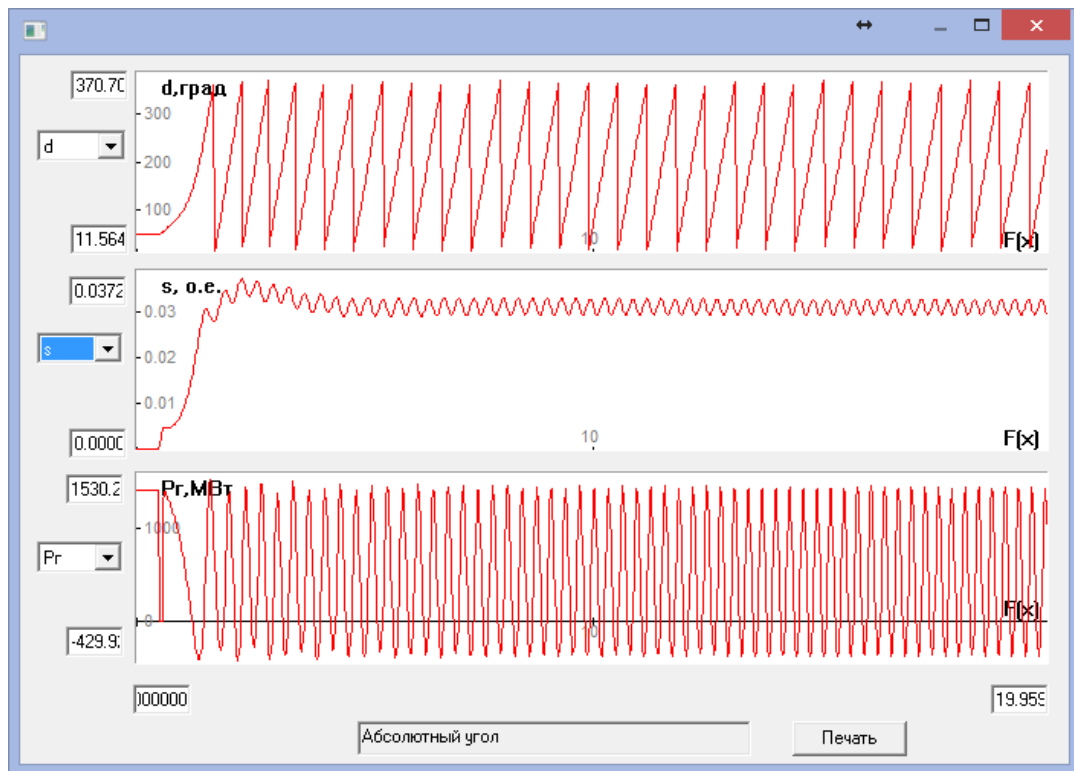


Рис. 3.17 Генератор 203

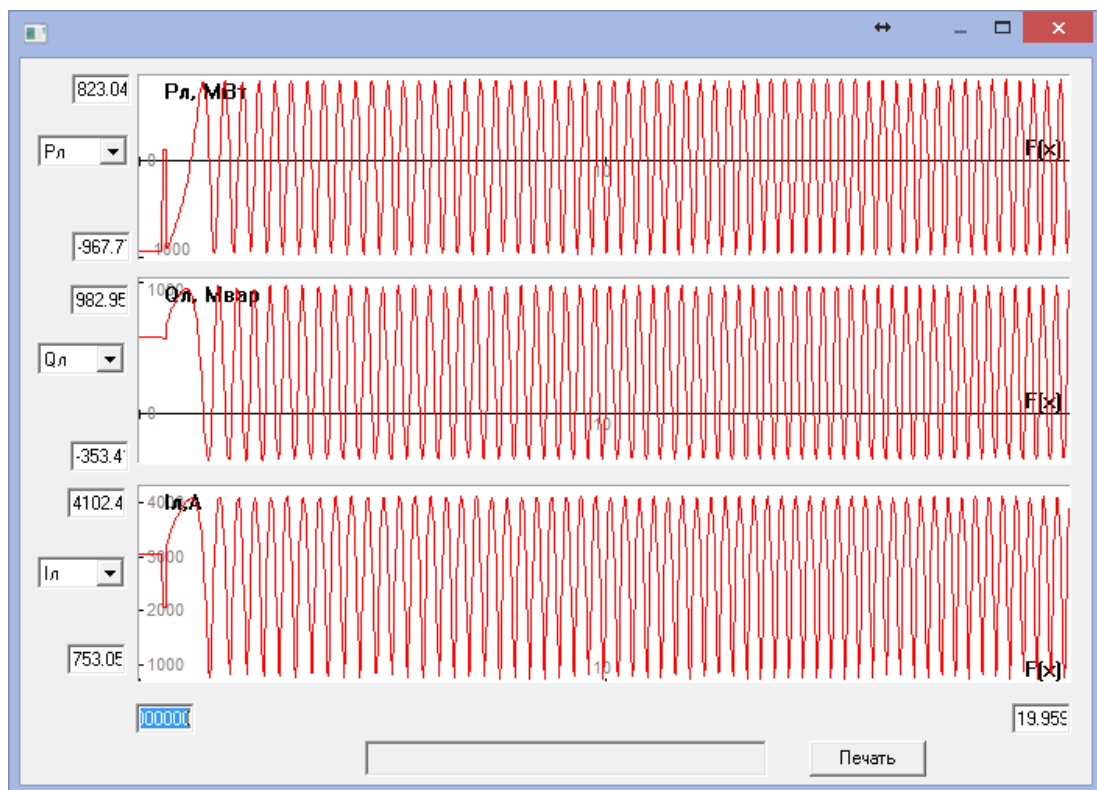


Рис. 3.18 ЛЕП 100-202

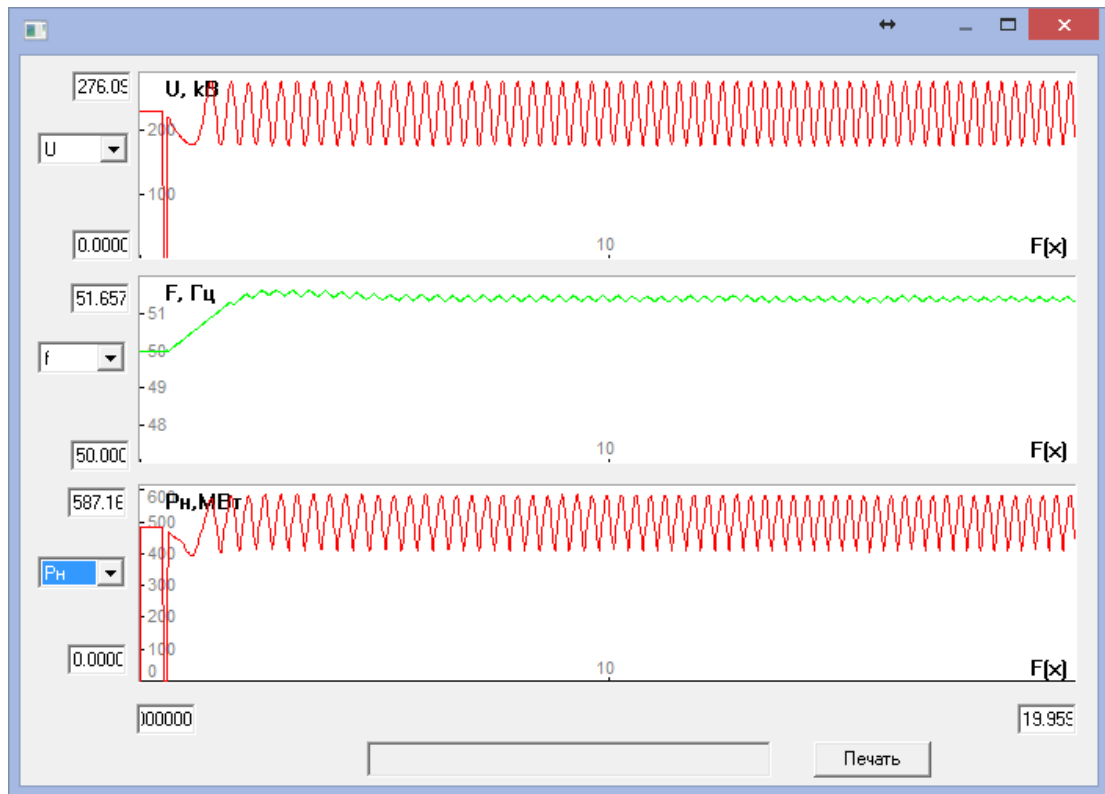


Рис. 3.19 Вузол 202 (кз)

Внаслідок структурних змін, яких зазнає ОЕС України в повоєнний період, має суттєво зрости частка РДГ (джерел генерації меншої одиничної потужності) в структурі генеруючих потужностей її «локальних» ЕЕС. Менш інерційні (у більшості випадків) РДГ, зокрема і СЕС, призведуть до зменшення сталої інерції ЕЕС та до певного розширення частотного спектру складових коливань параметрів режиму у напрямі зростання частот, можливий деякий «зсув» у цьому напрямі окремих власних частот ЕЕС.

В тій частині електричних мереж ЕЕС, що набуде розвитку та приєднання РДГ, слід очікувати зменшення амплітуд коливань режимних параметрів та тривалості перехідних процесів, викликаних аварійними збуреннями.

Введення в ЕЕС значних обсягів потужності РДГ впливатиме на перебіг аварійних електромеханічних перехідних процесів, зокрема і на виникнення АР, що потребуватиме додаткового опрацювання питань розрахунку та аналізу режимів, встановлення та налаштування засобів релейного захисту та протиаварійної автоматики.

ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз розвитку відновлюваної енергетики в Україні, наведено особливості інтеграції відновлюваних джерел енергії до Об'єднаної енергосистеми України, які характеризуються ймовірнісним характером генерації енергії, зазначено, що при наявності прогнозів генерованої потужності ВДЕ можна заздалегідь передбачити необхідний резерв потужності в електроенергетичній системі для компенсації змін в генерації ВДЕ для забезпечення надійного електропостачання споживачів. Забезпечити гнучкість електроенергетичної системи можуть високоманеврові електростанції, системи зберігання електричної енергії та кероване навантаження. Крім цього, географічне розосередження джерел відновлюваної генерації і збільшення пропускної спроможності електричних зв'язків між окремими частинами ЕЕС дозволяє знизити вимоги до гнучкості за рахунок зниження мінливості сумарних графіків генерації ВДЕ.
2. Досліджені особливості розвитку геліоенергетики у світі та в Україні, зазначені перспективи розвитку цієї галузі; виконано аналіз особливостей впливу СЕС на режими роботи розподільних та живильних електричних мереж; сформульовані задачі для проведення аналізу режимів електричної мережі 110 кВ після підключення СЕС; виконано аналіз сталих режимів роботи електричної мережі з СЕС, який показав, що вимоги щодо рівнів напруги у вузлах та пропускної здатності ЛЕП виконуються після підключення СЕС; виконано аналіз статичної стійкості електричної мережі з СЕС, який показав, що після підключення СЕС запас статичної стійкості в перетині збільшується у 1,43 рази.
3. Наведено результати досліджень, що стосуються змін динамічних властивостей електроенергетичних систем (ЕЕС) внаслідок розвитку електричних мереж та значного збільшення частки розподілених джерел генерування в структурі генеруючих потужностей ЕЕС. 3

використанням трьох розроблених моделей ЕЕС, що відповідали послідовним етапам розвитку ЕЕС, внаслідок опрацювання результатів моделювання електромеханічних перехідних процесів виявлено зміни, що відбулися у спектрі власних частот ЕЕС та у протіканні аварійних процесів. Отримані результати дають можливість передбачити якісні зміни динамічних властивостей об'єднаної енергосистеми України на етапах її повоєнного відновлення та розвитку з врахуванням зміни частки ВДЕ.

4. Внаслідок структурних змін, яких зазнає ОЕС України в повоєнний період, має суттєво зрости частка РДГ (джерел генерації меншої одиничної потужності) в структурі генеруючих потужностей її «локальних» ЕЕС. Менш інерційні (у більшості випадків) РДГ, зокрема і СЕС, призведуть до зменшення сталої інерції ЕЕС та до певного розширення частотного спектру складових коливань параметрів режиму у напрямі зростання частот, можливий деякий «зсув» у цьому напрямі окремих власних частот ЕЕС. В тій частині електричних мереж ЕЕС, що набуде розвитку та приєднання РДГ, слід очікувати зменшення амплітуд коливань режимних параметрів та тривалості перехідних процесів, викликаних аварійними збуреннями. Введення в ЕЕС значних обсягів потужності РДГ впливатиме на перебіг аварійних електромеханічних перехідних процесів, зокрема і на виникнення АР, що потребуватиме додаткового опрацювання питань розрахунку та аналізу режимів, встановлення та налаштування засобів релейного захисту та протиаварійної автоматики.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні. Звіт підготовлено в рамках проекту «Секретаріат та Експертний хаб з енергоефективності», що впроваджується Програмою розвитку ООН в Україні за підтримки Уряду Республіки Словачія та сприяння Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства в Україні. 2017 р.
2. Кудря С.О. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / С.О. Кудря, Л.В. Яценко, Г.П. Душина та ін. // К: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2019 (Проект).
3. IRENA, REmap 2030 Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні, IRENA, Абу-Дабі (2015) [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://sae.gov.ua/sites/default/files/UKR%20IRENA%20REMAP%20%202015.pdf>
4. Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020: редакція від 01.10.2014. / Кабінету Міністрів України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80>
5. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>
6. Закон про електроенергетику: редакція від 01.01.2019. / Верховної Ради України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>.
7. Дячук О. Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року / О. Дячук, М. Чепелев, Р. Подолець та ін. // К: Вид-во ТОВ «АРТ КНИГА», 2017. – 88 с.
8. Кармазін О.О. Проблеми вписування ВЕС в загальний баланс ОЕС України / О.О. Кармазін // Відновлювана енергетика. – 2014. – № 3. – С. 70–76.
9. Кармазин А.А. Анализ мирового опыта работы ветроэлектрических станций в едином режиме с энергосистемой / А.А. Кармазин, С.А. Кудря // Альтернативная энергетика и экология. – 2012, №7. С. 41-47.
10. Milligan M. The Impact of Balancing Area Size and Ramping Requirements on Wind Integration / M. Milligan, B. Kirby // Wind Engineering. V. 32, № 4, 2008, p. 379–398.

11. Кузнєцов М.П. Імовірнісні аспекти використання відновлюваних джерел енергії в зоні відчуження Чорнобильської АЕС / М.П. Кузнєцов, С.О. Ужейко // Відновлювана енергетика. – 2016. – № 3. – С. 6-12.
12. Лежнюк П.Д. Підвищення надійності електричних мереж з використанням відновлюваних джерел енергії / П. Д. Лежнюк, С.В. Кравчук, І.В. Котилко // Відновлювана енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті. Матеріали ХХ міжнародної науково-практичної конференції, 15 – 16 травня 2019 р.: тези доповідей. – м. Київ, 2019. – С. 107-112.
13. Лежнюк П.Д. Балансова надійність електричної мережі з фотоелектричними станціями: монографія / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук та ін. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 136 с.
14. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко // Технічна електродинаміка. 2011. – №1. – С. 46 – 53.
15. Павловський В.В. Обмеження потужності відновлюваних джерел енергії за умови приєднання до електричної мережі / В.В. Павловський та ін. // Праці ІЕД НАНУ. – 2016. – №. 43. – С. 18-23.
16. Huber M. Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements / M. Huber, D. Dimkova, T. Hamacher // Energy. № 69 (2014),p. 236-246.
17. Analysis of Sub-Hourly Ramping Impacts of Wind Energy and Balancing Area Size. M. Milligan, B. Kirby, National Renewable Energy Laboratory, June 1-4,2008. [Електронний ресурс] // Режим доступу: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43434.pdf>
18. Wind Integration into Energy Systems with a High Share of Nuclear Power—What Are the Compromises? Behnam Zakeri, Samuli Rinne and Sanna Syri [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.mdpi.com/journal/energies
19. Battery storage market to grow by 7% to reach \$13.13bn by 2023 [Електронний ресурс] // Режим доступу: <https://www.pveurope.eu/News/Energy-Storage/Battery-storage-market-to-grow-by-7-to-reach-13.13bn-by-2023>
20. Кулик М.М. Можливості використання великих накопичувачів електроенергії для стабілізації частоти в об'єднаних енергосистемах з потужними сонячними електростанціями / М.М. Кулик, О.В. Згуровець // Відновлювана енергетика. – 2018. – № 3. – С. 6–14.
21. Будько В.І. Аналіз особливостей роботи та специфіки роботи зарядних

- режимів свинцево-кислотних та нікель-залізних акумуляторних батарей / В.І. Будько // Відновлювана енергетика. – 2017. – № 1. – С. 17–24.
22. Будько В.І. Аналіз особливостей роботи та специфіки роботи зарядних режимів нікель-металогідридних та літійових акумуляторних батарей / В.І. Будько // Відновлювана енергетика. – 2017. – № 2. – С. 17–25.
 23. Holger C. Hesse Lithium-Ion Battery Storage for the Grid – A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids / Holger C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, A. Jossen // Energies. – 2017. – № 10,2107. p. 1 – 42.
 24. Beacon Power Flywheel Energy Storage Systems [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://beaconpower.com/wp-content/themes/beaconpower/inc/beacon_power_brochure_032514.pdf
 25. Кодекс системи передачі: редакція від 27.06.2019. / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18>.
 26. Дослідження впливу режимів генерації вітроелектричних станцій значної потужності з агрегатами нового покоління на роботу окремих електроенергетичних систем та ОЕС України в цілому на перспективу до 2020 року / В.О. Нейман [та ін.], ДПВ НДІ «Укренергомережпроект» – Х. 2007. 41 с. № 16461ТМ-Т1.
 27. Кармазін О.О. Еквівалентна потужність комплексу ВЕС України / О.О. Кармазін // Відновлювана енергетика. – 2008. – № 1. – С. 30–33.
 28. Дослідження режимів роботи ОЕС України та її розвиток в контексті впровадження відновлювальних джерел електроенергії // ТОВ «Донецький головний комп'ютеринговий центр», Інститут відновлюваної енергетики НАН України –К., 2012. 460 с.
 29. Розробка наукових основ інтеграції вітроенергетики до об'єднаної енергосистеми України та методів підвищення енерговіддачі в електромеханічних перетворювачах ВЕУ локальних систем. Етап 2 / С.О. Кудря [та ін.]; Інститут відновлюваної енергетики НАНУ. – К., 2010. – 65 с. № ДР 0108U000501.
 30. Кулик В. В. Оцінювання балансової надійності відновлюваних джерел електроенергії у розподільних мережах з урахуванням типових графіків генерування та споживання / В. В. Кулик, В. Ф. Кириченко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2018. – № 1. – С. 72-79.
 31. Лежнюк П. Д. Оцінювання стабільності генерування сонячних електростанцій у задачі забезпечення балансової надійності / П. Д.

- Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук // Наукові праці ВНТУ.– 2016. – № 2. – С. 1-8.
32. Лежнюк П.Д. Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи / П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, С.В. Кравчук // Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Серія «Нові рішення в сучасних технологіях».– 2016. – №42. – С. 69–75.
 33. Собчук Д.С. Комплексне оцінювання надійності функціонування розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії / Д.С. Собчук // Луцький національний технічний університет.– 2016. - № 1(4). – С. 9-12.
 34. Кузнєцов М.П. Оцінка балансу потужності комбінованих енергосистем / М.П. Кузнєцов, О.В. Лисенко // Відновлювана енергетика. – 2018– № 4. – С. 6-14.
 35. Собчук Д.С. Алгоритмічна реалізація оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на надійність електричних мереж / Д.С. Собчук // LAPGOS.– 2015. - № 1. – С. 93-100.
 36. Optimization of the functioning of the renewable energy sources in the local electrical systems: monograph / O. Burykin, P. Lezhniuk, V. Kulyk and others. – Vinnytsia : VNTU, 2018. – 124 p.
 37. Лежнюк П.Д. Оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на функціонування електричних мереж / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.А. Буславець, В.В. Тептя // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. – 2015. – №165. –С. 40-49.
 38. Лежнюк П.Д. Вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, В.О. Комар // Енергетика та електрифікація. – 2015. – №1. – С. 8-12.
 39. Методологія виконання документу «Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей» [Електронний ресурс] / ДП «НЕК «Укренерго» // Режим доступу: <https://ua.energy/majbutnye-ukrenergo/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej/>
 40. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (доопрацьований) [Електронний ресурс] / ДП «НЕК «Укренерго» // 2018р. -С.175 Режим доступу: https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatno stiGenPotuzhnostej 31_03_2019.pdf
 41. Будько В.І. Перспективи використання джерел розподіленої генерації в

- енергосистемі України / В.І. Будько, О. В. Остапчук // Енергозбереження та енергоефективність - 2018. – м. Дніпро, 2018.
42. ДП «НЕК «Укренерго». Карта приєднань [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ua.energy/karta-pryuednannya/>
 43. Онлайн-карти енергетичного сектору [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://map.ua-energy.org/categories/elektroenerhiia/tes#>
 44. Вольчин І. А. Перспективи впровадження чистих вугільних технологій в енергетику України: монографія / І. А. Вольчин [та ін.] // Київ: ГНОЗІС, 2013. – 308 с.
 45. Результати щоденного аналізу режиму роботи ОЕС України [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://www.er.gov.ua/graphic/graphicw_dfcrn.php?action=behavior&st_id=all_behavior
 46. Максимальні та мінімальні навантаження енергоблоків ТЕС, блочних ТЕЦ, ТЕЦ і блок-станцій на весняно-літній період 2013 р. // інформація ДП «НЕК «Укренерго».
 47. Проблеми діагностики обладнання ТЕС і продовження термінів його експлуатації [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://www.ecu.gov.ua/ua/press/news.html?_m=publications&_t=rec&id=1377.
 48. Черноусенко О.Ю. Вплив роботи енергоблоків ТЕС в маневровому режимі на надійність та аварійність енергетичного обладнання / О.Ю. Черноусенко, В.А. Пешко // Вісник НТУ «ХПІ». – 2016. – № 8(1180). – С. 100-106.
 49. Billinton R. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods / R. Billinton – Springer Science+Business Media, LLC.1994. – 361 p.
 50. Кузнєцов М.П. Особливості стохастичної оптимізації гібридних енергосистем на базі ВДЕ / М.П. Кузнєцов, О.В. Лисенко, О.А. Мельник // Відновлювана енергетика. – 2018. – № 2. – С. 6-15.
 51. Victor O. Okinda, A review of techniques in optimal sizing of hybrid renewable energy systems. / O. Okinda Victor, A. Otero Nichodemus // IJRET: International Journal of Research in Engineering and Technology. – 2015. – №11. P.153-163.
 52. Reliability Standard Methodology. Annex C. Department of Energy&Climate Change [Електронний ресурс]. Режим доступа: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223653/emr_consultation_annex_c.pdf.

53. Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, Report from the Commission, Brussels [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanism_report_en.pdf.
54. IEA Wind Task 25. Final report, Phase one 2006-08 [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.ieawind.org.
55. Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.ewea.org
56. System Requirements for Wind Power Plants [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://sintef.net/upload/Energiforskning/pdf/Vind/TR%20A6586.pdf>
57. Вітроенергетика. Станції електричні вітрові. Приєднання до електроенергетичної системи : ДСТУ 8292:2015. – [Чинний від 01.07.2017] – К.: Мінекономрозвитку України, 2017. – 13 с. – (Національний стандарт України).
58. Правила взаємовідносин між Державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго» та суб'єктами електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи: редакція від 29.11.2016 / Міністерство палива та енергетики України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0673-08>
59. Renewables.ninja [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.renewables.ninja/>
60. Rienecker Michele M. MERRA: NASA's modern-era retrospective analysis for research and applications / [Rienecker Michele M, Suarez Max J, Gelaro Ronald et al.] // JOURNAL OF CLIMATE. – 2011, №24(14). – P. 3624 – 3648.
61. Єдиний державний веб-портал відкритих даних [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://data.gov.ua/dataset/31199018-e15e-4e87-bf5e-2a4293151f5c>

62. Енергетика. Історія, сучасність і майбутнє [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-2/2-8>
63. Gils Hans C. Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe / C. Gils Hans, Y. Scholz, T. Pregger et al // *Energy* / – 2017.–№ 123. – P. 173 -188.
64. Кузнєцов М.П. Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії / М.П. Кузнєцов, О.В. Лисенко // *Відновлювана енергетика*. – 2017.– № 1. – С. 25-32.
65. Енергетика України 2017. Довідник [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://businessviews.com.ua/ru/the-infographics-report-energy-of-ukraine-2017/>
66. Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R. Power system dynamics. Stability and Control. John Wiley&Sons, 2008. 660 p.
67. Ignatius Kema Okakwu, Emmanuel Apoyi Ogujor. Transient Stability Analysis of the Nigeria 330-kV Transmission Network. *American Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2017. Vol. 6. No 6. Pp. 79-87. DOI: <https://doi.org/10.11648/j.epes.20170606.11>.
68. Kulkarni S.N., Shingare P. A review on power quality challenges in renewable Energy grid integration. *International Journal of Current Engineering and Technology*. 2016. Vol. 6. No 5. URL: https://www.academia.edu/33185249/A_review_on_power_quality_challenges_in_renewable_Energy_grid_integration (accessed date 10.08.2023).
69. Petinrin J.O., Shaaban M. Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 65. Pp. 770–783. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.073>.
70. Liang X. Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2017. Vol. 53. Issue 2. Pp. 855–866. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2626253>.
71. Ashish Dhamanda, Gajendra Singh Rawat. GA Technique to Solve the Load Frequency and Tie-Line Power Problem of Thermal Generating Unit.

Advances in Networks. 2019. Vol. 7. No 2. Pp. 51–58. DOI: <https://doi.org/10.11648/j.net.20190702.16>.

72. Буткевич О.Ф., Гурєєва Т.М., Юнєєва Н.Т. Структурна трансформація енергосистем та їхні динамічні властивості. Proceedings of III International Scientific Conference *Electrical and Power Engineering and Electromechanics (EPEE-2023)*, June 15, 2023. Odesa, Ukraine, 2023. Pp. 24-25. DOI: <https://doi.org/10.6084/m9.figshare.23624493>
73. Буткевич О.Ф., Гурєєва Т.М., Юнєєва Н.Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості енергосистем. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 6. С. 42–51. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.06.042>.
74. Постников И.М. Обобщенная теория и переходные процессы электрических машин. М.: Высшая школа, 1975. 319 с.
75. Андерсон П.М., Фуад А.А. Управление энергосистемами и устойчивость. М.: Энергия, 1980. 568 с.

ДОДАТКИ

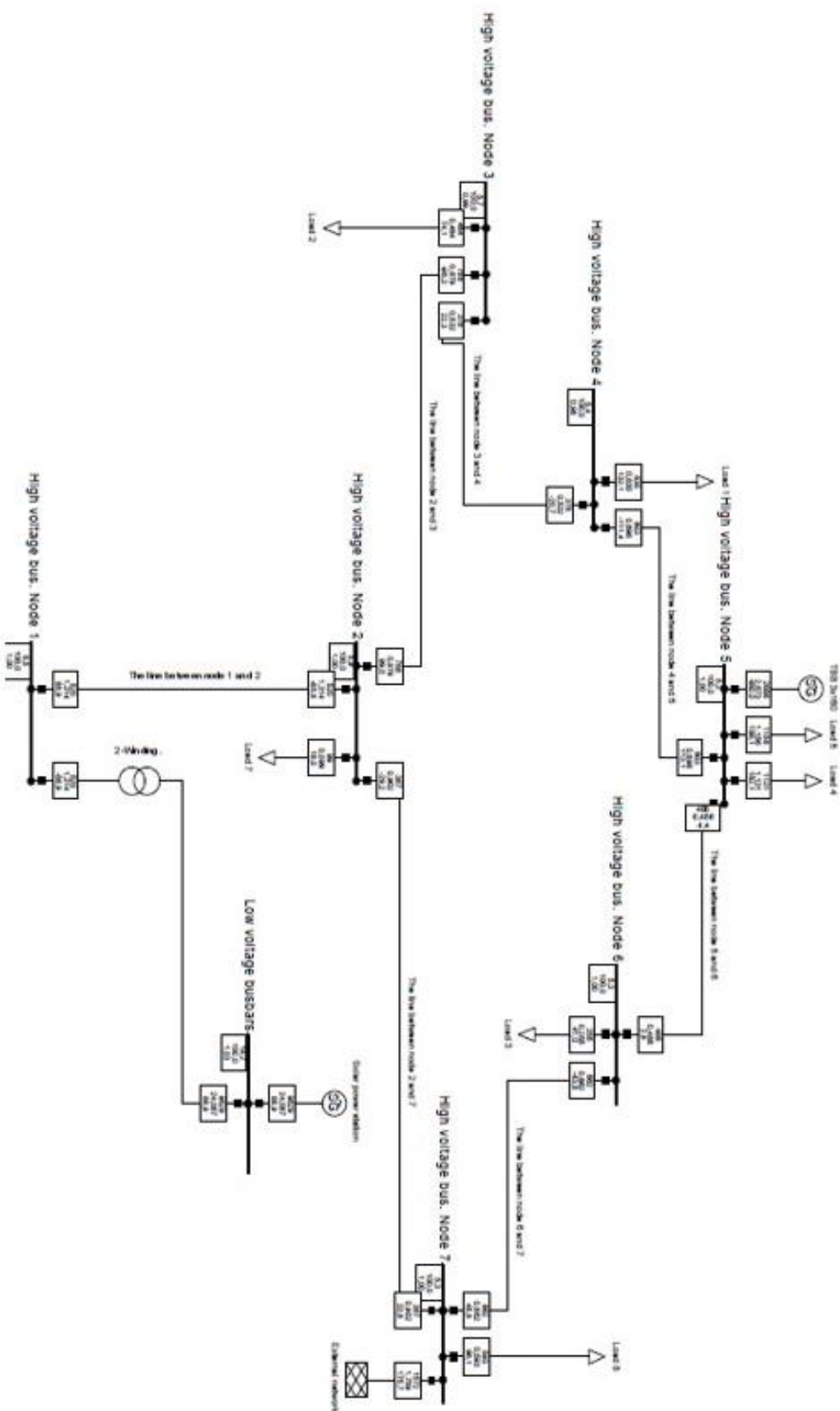


Рисунок Д.1 – Розрахунок показників якості електричної енергії в сталому режимі максимальних навантажень мережі без ФКПТ на СЕС

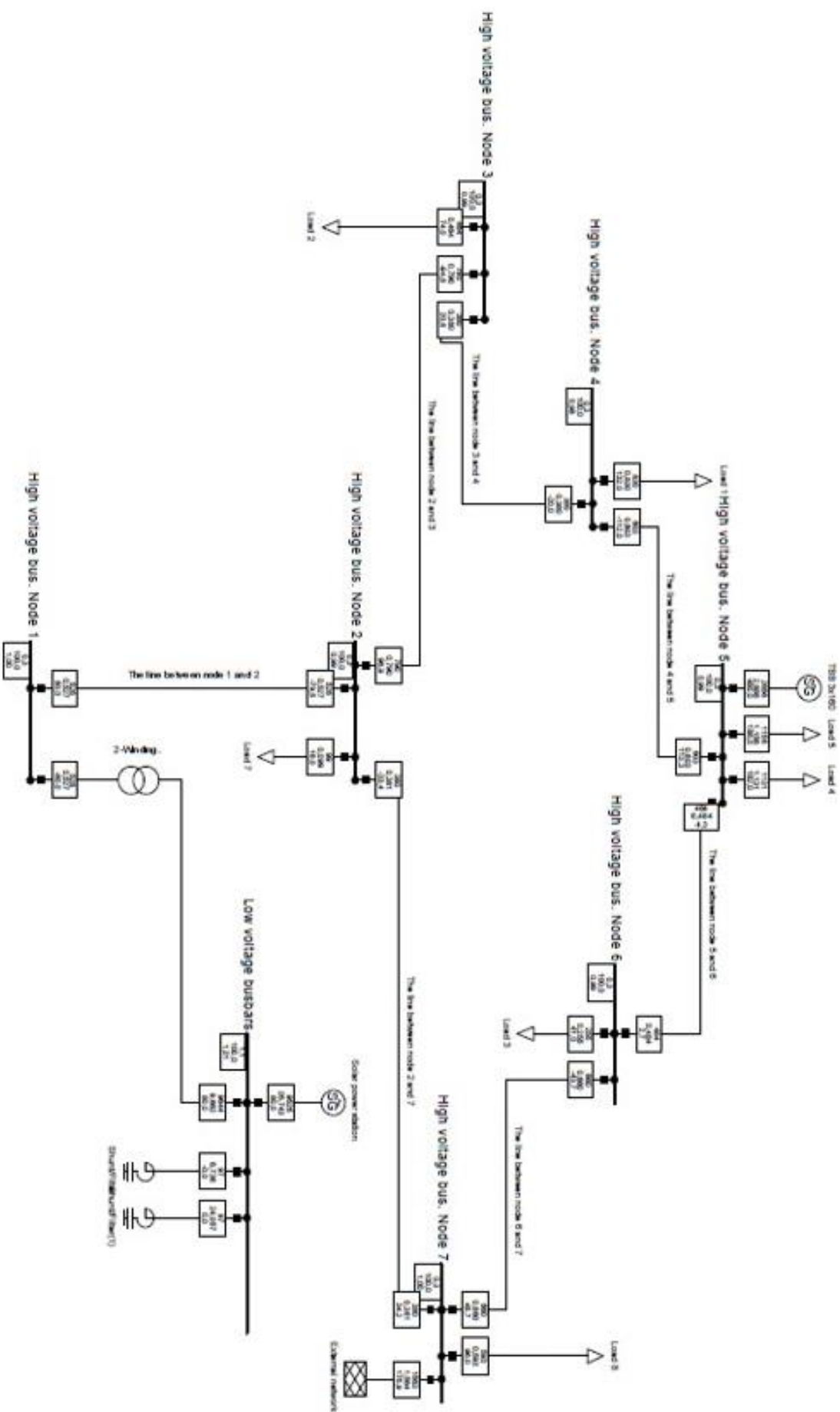


Рисунок Д.2 – Розрахунок показників якості електричної енергії в сталому режимі максимальних навантажень мережі

з встановленими ФКП на СЕС

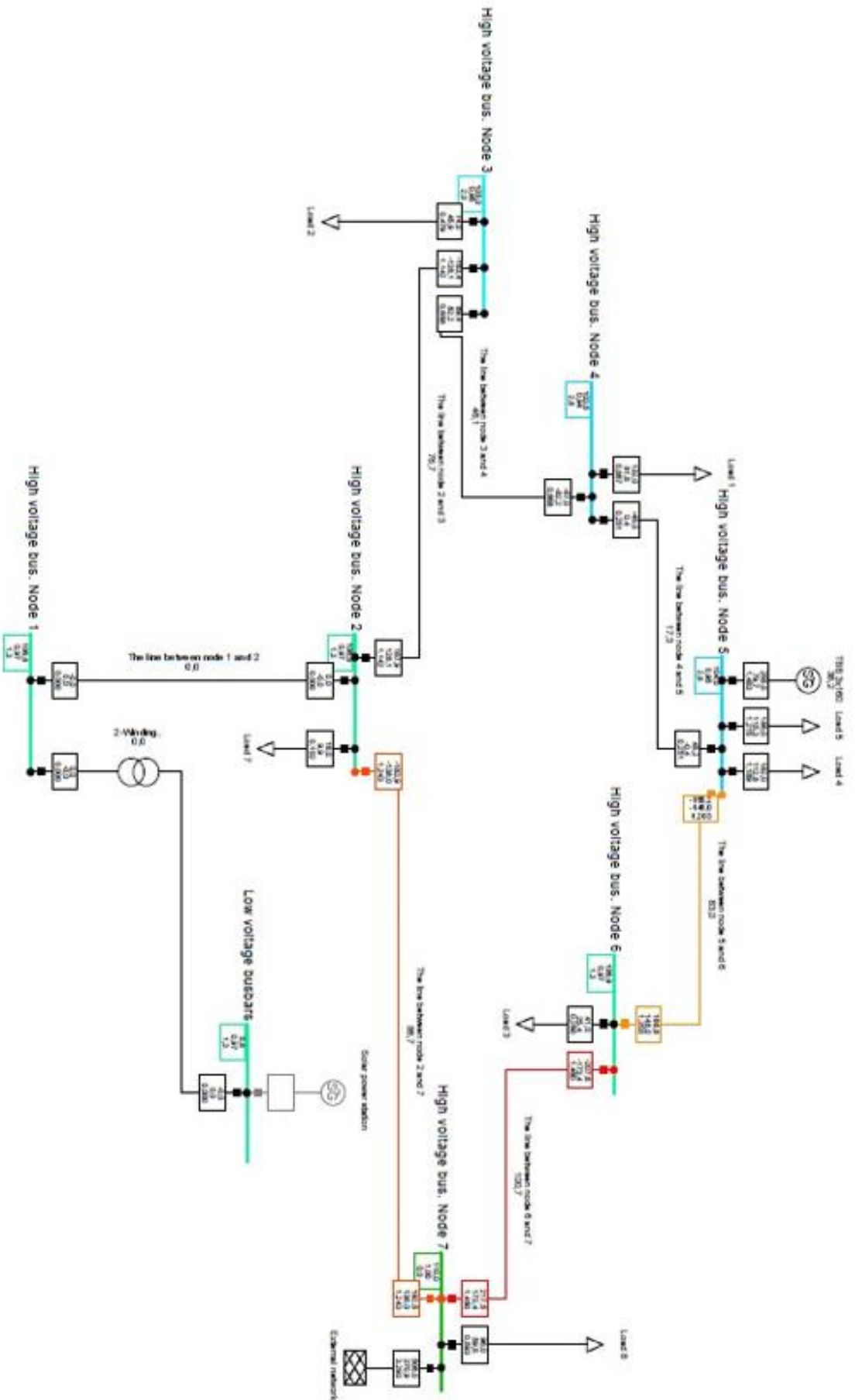


Рисунок Д.3 – Розрахунок обтяженого режиму електричної мережі без СЕС

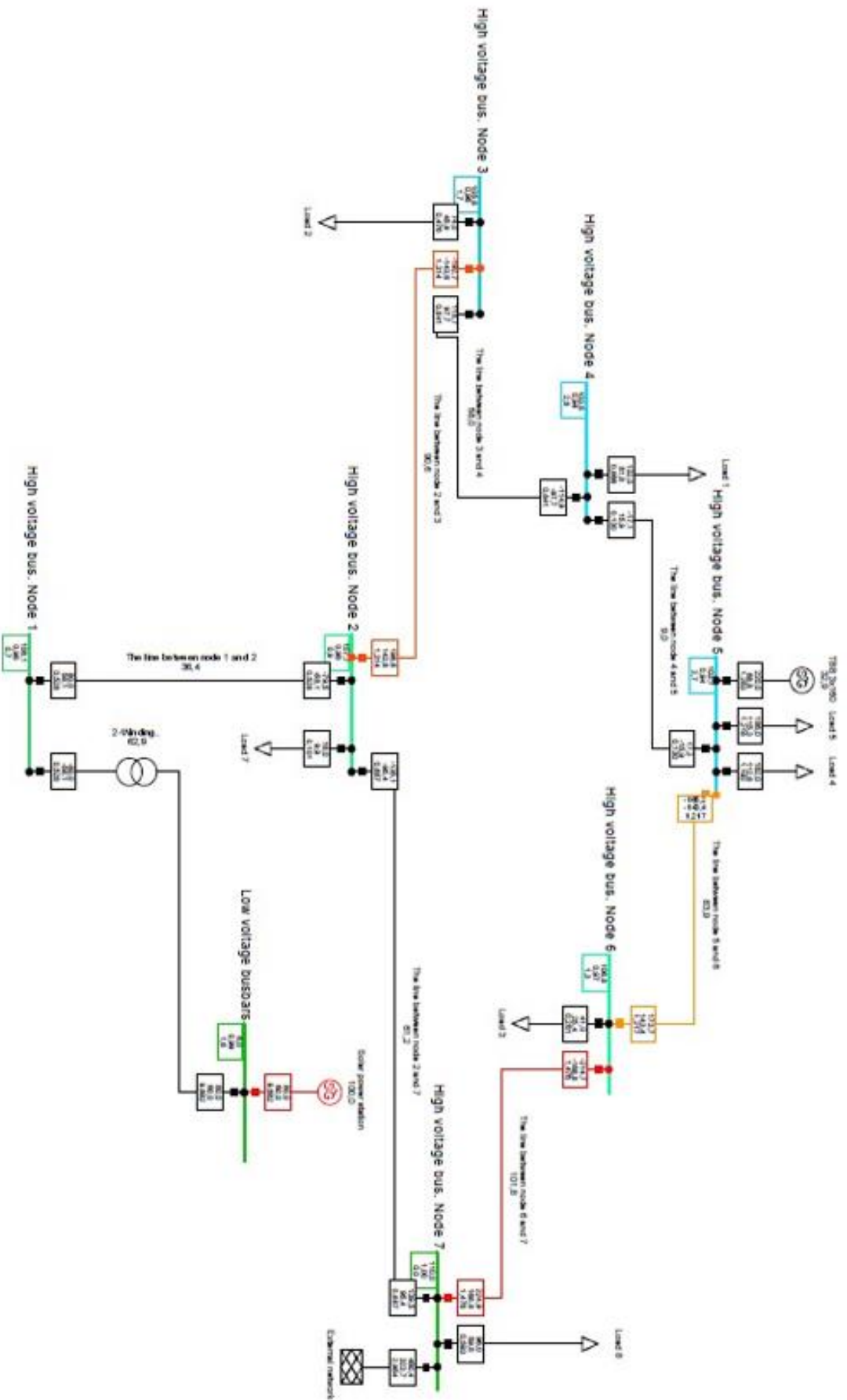


Рисунок Д.4 – Розрахунок обтяженого режиму електричної мережі при підключенні СЕС