МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота (проєкт)

другого (бакалаврського) рівня освіти
(рівень вищої освіти)

на тему Проект автоматизації керування сонячними панелями. Система автоматизованого регулювання потужністю

Виконав: студент 4 курсу, групи 6.1743-с2
спеціальності 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»

освітньої програми Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Дорошенко С.В.

Керівник доцент, к. т. н. Барішенко О.М.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Рецензент

Запоріжжя 2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем
Рівень вищої освіти другий (бакалаврський)
Спеціальність 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ (ПРОЄКТ) СТУДЕНТОВІ
Дорошенко Сергій Вікторович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) Проект автоматизації керування сонячними панелями. Система автоматизованого регулювання потужністю
керівник роботи Барішенко О.М, доцент, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «23» грудня 2025 року № 1833-с
2. Строк подання студентом роботи 14 червня 2026 р.
3. Вихідні дані до роботи технічна документація, технологічні інструкції, дані, отримані під час проходження виробничої практики
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) аналіз існуючого рівня автоматизації; розробка схеми інформаційних потоків; розробка технічного завдання; структура програмно-технічного комплексу; проєктування системи регулювання потужністю; розробка технічної документації; техніко-економічних показники; охорона праці, пожежна безпека
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): функціональна схема автоматизації, принципові електричні схеми, монтажно-комутаційна схема, схема зовнішніх з'єднань креслень) презентація роботи

6. Консультанти розділів роботи.

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	доцент, Барішенко О.М.		
2	доцент, Барішенко О.М.		
3	доцент, Барішенко О.М.		
4	доцент, Барішенко О.М.		
5	доцент, Барішенко О.М.		
6	доцент, Барішенко О.М.		

7 Дата видачі завдання 14.04.2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз існуючого рівня автоматизації	21.04-27.04.26	
2	Розробка схеми інформаційних потоків	28.04-04.05.26	
3	Розробка технічного завдання	05.05-07.05.26	
4	Вибір структури та складу програмно-технічного комплексу	08.05-10.05.26	
5	Проєктування системи регулювання температури	08.05-14.05.26	
6	Розробка технічної документації	15.05-18.05.26	
7	Розрахунок системи автоматизації та показників її надійності	19.05-21.05.26	
8	Розрахунок техніко-економічних показників	22.05-23.05.26	
9	Розгляд питань охорони праці та техногенної безпеки	24.05-25.05.26	
10	Розробка презентації роботи, проходження нормконтролю, підготовка доповіді	26.05 – 16.06.26	

Студент _____ Сергій ДОРОШЕНКО
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту) _____ Олена БАРІШЕНКО
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер _____ Андрій КОЛОСОК
(підпис) (ініціали та прізвище)

РЕФЕРАТ

Дорошенко С. В. Проект автоматизації керування сонячними панелями. Система автоматизованого регулювання потужністю.

Кваліфікаційна робота бакалавра на здобуття вищої освіти за спеціальністю 174 «Автоматизація, комп’ютерно-інтегровані технології та робототехніка», науковий керівник О. М. Барішенко, Запорізький національний університет, Інженерний науково-навчальний інститут ім. Ю.М. Потебні, кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем. Запоріжжя, 2026.

Метою роботи є проєктування багаторівневої системи автоматичного регулювання (САР) потужності та навантаження фотоелектричної станції з інтегрованою акумуляторною системою накопичення електричної енергії.

У ході виконання роботи було проведено комплексний технологічний аналіз сонячної електростанції як об'єкта автоматизації та формалізовано математичну модель її п'яти базових режимів роботи. Розроблено структуру та алгоритми функціонування трирівневої АСУ ТП, а також створено відповідну імітаційну модель комплексу в середовищі MATLAB/Simulink, яка підтвердила високу ефективність прецизійної стабілізації вихідної активної потужності. Обґрунтовано та сформовано комплекс технічних засобів автоматизації на базі промислового ПЛК Modicon M340, фазозсувного DC/DC перетворювача, літій-залізо-фосфатної АКБ Pylontech й гібридного інвертора Solis, а також виконано розрахунок техніко-економічних показників проєкту, який підтвердив його високу рентабельність із терміном окупності 4,77 року.

Кваліфікаційна робота бакалавра складається з вступу, шести розділів, висновків, переліку джерел посилання з 42 найменування, викладена на 91 сторінках машинописного тексту, включаючи 25 рисунків, 3 таблиці, 2 додатки та 9 аркушів графічного матеріалу.

Ключові слова: сонячна електростанція, система акумулювання електричної енергії, система автоматичного регулювання потужності, контролер

ЗМІСТ

ВСТУП 7
1. ОПИС ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ 10
1.1 Технологічний опис об’єкта автоматизації 10
1.2 Технологічний процес 19
1.3 Постановка задачі проєктування системи автоматизації 21
2 ВИМОГИ ДО СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ 25
2.1 Вимоги до системи в цілому 25
2.2 Вимоги до надійності системи 28
2.3 Вимоги до безпеки 28
2.4 Вимоги до експлуатації, технічного обслуговування, ремонту і збереження 29
2.5 Вимога до збереження інформації при аваріях 30
2.6 Вимоги по стандартизації та уніфікації 30
3 МОДЕЛЮВАННЯ ТА ІДЕНТИФІКАЦІЯ ОБ’ЄКТА КЕРУВАННЯ 33
3.1 Математична модель роботи системи акумулювання електричної енергії від сонячної генерації 33
3.2 Налаштування параметрів імітаційної моделі 38
3.3 Імітаційне моделювання роботи системи акумулювання в середовищі MATLAB Simulink 40
3.4 Аналіз результатів моделювання роботи системи акумулювання електричної енергії 46
4. ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ ТЕМПЕРАТУРИ 49
4.1 Розробка схеми PV-системи з акумуляторною системою накопичення електричної енергії 49
4.2 Контролер для FRT-системи сонячної генерації з інтегрованою енергосистемою 53
4.3 Вибір та обґрунтування технічних засобів САР 56
5. ОХОРОНА ПРАЦІ І ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА 63

5.1 Охорона праці 63
5.2 Вимоги до обладнання 65
5.3 Заходи з електробезпеки 66
5.4 Пожежна безпека 67
6. ТЕХНІКО–ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ 69
ВИСНОВКИ 74
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 76
ДОДАТКИ

ВСТУП

Сучасний етап розвитку світової та національної енергетики характеризується стрімким збільшенням частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), серед яких провідне місце посідає сонячна генерація. Використання сонячної енергії є одним із найбільш ефективних інструментів зменшення викидів парникових газів та протидії глобальним кліматичним змінам. Водночас інтеграція фотоелектричних станцій (ФЕС) в Об'єднану енергетичну систему (ОЕС) України створює низку серйозних технічних викликів. Головними з них є стохастичний характер генерації, жорстка залежність від параметрів навколишнього середовища (інсоляції, хмарності, температури) та дефіцит резервів регулюючих і балансуючих потужностей у вітчизняній енергосистемі.

Оскільки сонячна енергія виробляється виключно у світлу пору доби та піддається значним короткочасним коливанням через хмарність, виникає гостра потреба у впровадженні ефективних систем акумулювання електричної енергії (САЕЕ). Такі системи дозволяють накопичувати надлишок потужності в періоди пікової генерації та видавати її в мережу під час зниження виробництва або в години вечірнього максимуму споживання. САЕЕ забезпечують автономність і надійність електропостачання для локальних споживачів та промислових підприємств в умовах нестабільної роботи централізованих мереж. Крім того, сучасні САЕЕ є ключовим елементом для надання додаткових послуг із балансування ОЕС України.

Проте ефективна інтеграція сонячних панелей та систем акумулювання неможлива без інтелектуального управління. Максимізація віддачі енергії від фотоелектричних модулів та оптимізація режимів заряду/розряду акумуляторів потребують розробки та впровадження високоефективних систем автоматизованого регулювання потужності (САРП). Саме автоматизація процесів керування дозволяє динамічно адаптувати роботу комплексу до змінних погодних умов і графіків навантаження, забезпечуючи живучість, енергоефективність та стійкість локальних і глобальних енергосистем.

Значний внесок у дослідження режимів роботи, оптимізацію та інтеграцію систем акумулювання та відновлюваної енергетики в ОЕС України вказали вітчизняні науковці: А. В. Івахнов, О. П. Лазуренко, С. О. Федорчук, В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк, І. М. Буратинський, П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, О. В. Сікорська, М. П. Кузнєцов, О. А. Мельник, В. М. Смертюк та інші. Водночас питання створення комплексних систем автоматизації, які б узгоджували роботу сонячних панелей та САЕЕ шляхом автоматизованого регулювання потужності, потребують подальшого розвитку та детального комп'ютерного моделювання.

Мета проєкту – розробка проекту автоматизації керування сонячними панелями та створення системи автоматизованого регулювання потужності комплексу «ФЕС – система акумулювання» для оптимізації його режимів роботи.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

1. Проаналізувати сучасний стан досліджень у сфері автоматизації сонячної генерації та систем акумулювання електричної енергії на основі літературних і патентних джерел.

2. Дослідити особливості функціонування та режими роботи систем акумулювання енергії, що працюють спільно з фотоелектричними станціями.

3. Обґрунтувати та розробити методику дослідження процесів автоматизованого регулювання потужності інтегрованої системи.

4. Розробити структуру та алгоритми функціонування системи автоматизованого керування сонячними панелями та регулювання вихідної потужності комплексу.

5. Створити імітаційну модель інтегрованої системи сонячної генерації та акумулювання енергії в середовищі MATLAB Simulink.

6. Обґрунтувати вибір комплекса технічних засобів автоматизації системи регулювання потужністю.

Об’єкт дослідження – система автоматизованого регулювання потужністю системи генерації та акумулювання сонячної електричної енергії.

Предмет дослідження – алгоритми, структури та режими роботи системи автоматизованого керування сонячними панелями та регулювання потужності систем акумулювання.

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Удосконалено методику автоматизованого керування потоками потужності в системах «сонячна генерація – акумулятор», що дозволяє підвищити загальну енергоефективність системи в умовах швидкої зміни сонячної інсоляції.

2. Отримала подальший розвиток імітаційна модель сумісної роботи ФЕС та САЕЕ в середовищі MATLAB Simulink шляхом впровадження блоків динамічного автоматизованого регулювання потужності, що забезпечує підвищення точності стабілізації параметрів вихідної напруги та частоти.

3. На основі результатів моделювання сформуровано комплексні рекомендації щодо параметричного налаштування контурів автоматичного керування для покращення балансуючих властивостей локальних об'єктів сонячної генерації.

1. ОПИС ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ

1.1 Технологічний опис об’єкта автоматизації

Основною робочою одиницею сонячної панелі (рис. 1.1) є фотоелемент, виготовлений із надчистого кремнію (Si).



Рисунок 1.1 – Сонячні панелі

Сам по собі кремній є напівпровідником, але щоб він генерував струм, його розділяють на два шари з різними хімічними домішками (цей процес називається легуванням):

– n-шар – верхній шар кремнію насичують фосфором. Це створює надлишок вільних електронів;

– p-шар – нижній шар кремнію насичують бором. Це створює дефіцит електронів, або так звані «дірки» (вакантні місця, які можуть приймати електрони).

На межі цих двох шарів виникає область, яка називається p-n переходом. Вільні електрони з n-шару частково переходять у p-шар, заповнюючи найближчі

«дірки». В результаті на межі виникає стійке внутрішнє електромагнітне поле (потенційний бар'єр), яке працює як своєрідний клапан: воно дозволяє електронам рухатися лише в одному напрямку (з p-зони в n-зону).

Каскад фізичних процесів під час роботи панелі виглядає так [21]:

1. Поглинання фотонів. Коли сонячне світло падає на поверхню панелі, потоки частинок світла (фотонів) проникають у кремнієву структуру.

2. Генерація пар електрон-дірка. Якщо енергія фотона є достатньою, він вибиває електрон із кристалічної решітки кремнію. Електрон стає вільним, а на його місці утворюється «дірка».

3. Розділення зарядів. Внутрішнє електричне поле p-n переходу миттєво підхоплює ці нові вільні заряди. Воно штовхає вибиті електрони вгору (до n-шару), а «дірки» — вниз (до p-шару). Завдяки цьому шари не нейтралізують один одного, а накопичують протилежні заряди.

4. Виникнення електричного струму. Оскільки верхній шар має критичний надлишок електронів, а нижній — їх дефіцит, між ними виникає різниця потенціалів (напруга). Якщо підключити до верхнього та нижнього шарів металеві контакти (токознімальні доріжки) і замкнути їх на зовнішнє навантаження (наприклад, лампочку чи інвертор), електрони спрямовуються по колу, щоб повернутися назад у p-шар. Цей спрямований рух електронів і є постійним електричним струмом (DC).

Електроенергія має свої особливості, які обумовлені її природою. Однією з цих властивостей є те, що її неможливо накопичувати у великих кількостях для подальшого використання; отже генерація та споживання електроенергії відбуваються одночасно.

Основний принцип операційної роботи будь-якої енергетичної системи полягає в постійному збалансуванні попиту та пропозиції електроенергії. Цей баланс забезпечується шляхом активного управління навантаженням і генерацією електроенергії, щоб гарантувати надійну поставку енергії до споживачів. Порушення цього балансу може призвести до змін частоти мережі

та рівнів напруги, що може призвести до відключення споживачів або пошкодження обладнання.

Ефективність забезпечення різних графіків навантаження в енергетичній системі залежить від того, наскільки добре адаптовані інфраструктура та генеруючі блоки станцій до цих змін у споживанні електроенергії.

Потреби споживачів у електроенергії виникають з різних причин, таких як їхні власні робочі режими та технологічні процеси на підприємствах. Зазвичай споживачі не відомі виробникам електроенергії, які режими вони планують використовувати, і, відповідно, які кількості електроенергії їм потрібні. Основним завданням виробників електроенергії є задовольнення потреб споживачів. Для досягнення цього завдання важливо мати можливість швидко та гнучко реагувати на зміни в попиті споживачів, оскільки попит на електроенергію може бути нерівномірним і змінюватися від часу до часу.

Основними перевагами відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), в порівнянні з традиційними не відновлювальними джерелами, є:

– практично невичерпні ресурси;

– зниження негативного впливу на довкілля, включаючи викиди різних забруднюючих речовин, парникових газів, радіоактивне і теплове забруднення тощо.

Основними факторами, що обмежують використання нетрадиційних відновлюваних джерел енергії, є:

– мала густина енергетичного потоку, яка складає, наприклад, для сонячної енергії на поверхні Землі $1{,}36 \cdot 10^{-3}$ МВт/м^2;

– значна нерівномірність вироблення енергії в часі та її використання;

– відносно висока капіталоємність енергетичних установок і вартість виробленої електроенергії.

Сонячна енергія в контексті її використування є одним з ВДЕ нашої цивілізації. Сонячне світло не потребує видобутку та транспортування, воно має низьку масу, не видає шуму і, як правило, є безпечним для навколишнього

середовища. Використання сонячної енергії не призводить до прямого викиду відходів та не порушує тепловий баланс планети. Таким чином, сонячна енергія суттєво відрізняється від традиційних джерел енергії за своєю властивістю бути екологічно безпечною у хімічному, тепловому та інших аспектах забруднення навколишнього середовища. Всі ці якості роблять її унікальним вибором для основної ролі в енергетичній стратегії нового тисячоліття [22].

Сонячна електростанція має обмеження в своїй роботі через неможливість функціонування вночі і дуже продуктивну роботу в ранкових та вечірніх сутінках. Це особливо критично, оскільки пік електроспоживання відзначається в самі вечірні години. Крім того, потужність електростанції може різко коливатися через зміни погоди. Для подолання цих обмежень потрібно використовувати ефективні системи акумулювання енергії.

Також актуальними є питання вирівнювання графіків навантаження в електромережі за допомогою компенсації піків споживання енергії в великих енергетичних системах, вирішення проблеми коливань потужності, стабілізації систем розподіленої генерації з низькими інерційними характеристиками, а також інші завдання, які пов'язані з необхідністю підвищення ефективності використання енергії.

Одним із способів підвищення результативності використання електричної енергії є використання систем, які зберігають енергію і постачають її в мережу за необхідністю. До цього часу були розроблені різні системи для накопичування та перетворення енергії, для оптимізації робочих режимів обладнання та для живлення споживачів з особливими потребами. Крім того, накопичувачі електричної енергії розглядаються як ключовий компонент перспективних інтелектуальних мереж нового покоління, які вміють активно адаптуватися до змін у попиті та умовах виробництва.

В дослідженні [23] автори наголошують, що акумулювання енергії в енергосистемах, що включають відновлювані джерела енергії (ВДЕ), виконує декілька важливих завдань:

– допомагає вирівнювати загальний режим балансу потужності;

– дозволяє уникнути втрат надлишкової енергії та недопущення втрати споживання, коли енергії недостатньо.

Генераційні режими сонячних електростанцій характеризуються значними змінами в поточній потужності, і ці зміни можуть відбуватися впродовж декількох хвилин. Тому при виборі систем акумулювання необхідно враховувати наступні фактори:

– нерівномірність генерації та споживання;

– можливий обсяг надлишкової енергії;

– швидкість зміни балансу потужностей;

– ефективність реакції акумуляторів на ці зміни.

Структуру сонячної електростанції (СЕС) показано на рис. 1.2. Навантаження сонячної електростанції: споживачі змінної та постійної напруги. Для забезпечення енергією в темний час доби або в період недостатньої генерованої енергії, необхідно використовувати акумуляторну батарею (АКБ).

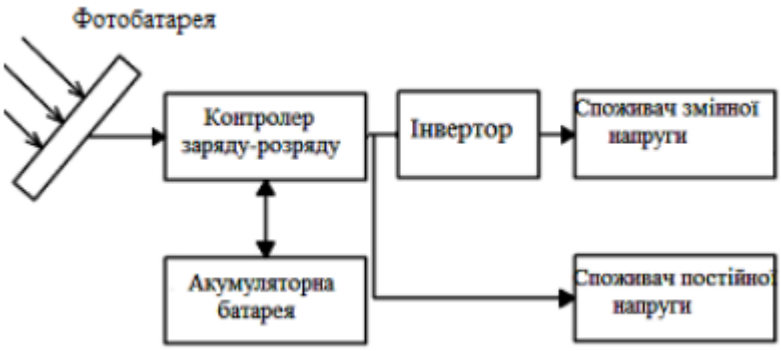


Рисунок 1.2 – Структура сонячної електростанції [22]

Існують різні способи класифікації накопичувачів, але найзручнішим для порівняння є розділення їх на електрохімічні та фізичні системи.

До першого типу належать системи накопичувачів, які перетворюють електричну енергію в хімічну енергію речовин, такі як акумуляторні батареї (АКБ) і молекулярні конденсатори, також відомі як супер-конденсатори і іоністори.

До другого типу відносяться системи накопичувачів, які використовують гравітацію, електромеханічні перетворювачі енергії, які співпрацюють з інерційними механічними накопичувачами (кінетичні накопичувачі енергії), а також накопичувачі стисненого повітря і надпровідникові індукційні системи накопичувачів енергії.

Будь-які електричні акумулятори розглядаються як джерела постійного струму багаторазового використання з можливістю виконання оборотних хімічних процесів шляхом проведення багаторазових циклів заряду і розряду. Існує кілька типів АКБ, які застосовуються з СЕС:

– свинцево-кислотні (Absorbent Glass Mat (AGM) технологія) або гелеві (GEL) акумулятори;

– літій-іонні (Li-ion) та літій-полімерні (Li-pol) акумулятори;

– нікель-кадмієві (NiCd) та нікель-металогідридні (NiMH).

До основних експлуатаційних параметрів акумулятора відносять:

– ємність;

– питому потужність;

– саморозряд;

– температурні і атмосферні режими.

Багато дослідників зазначають, що використання гібридних систем відновлюваної енергії може мати достатню надійність, економічну та екологічну ефективність, особливо для децентралізованих споживачів [23, 24, 25]. Відсутність визначеності у відношенні до режимів генерації та споживання електроенергії в обмежених гібридних енергетичних системах призводить до підвищеної необхідності в резервних або акумулюючих потужностях [26].

На сучасному етапі існує велика кількість систем акумулювання основними з яких, за принципом роботи та тривалістю зберігання, є [27]:

1) Механічні накопичувачі:

– гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС, PHS, довгострокове зберігання;

– невмоакумулятори (CAES, довгострокове зберігання);

– супермаховики (Fly wheels, короткострокове зберігання).

2) Електрохімічні накопичувачі:

– акумуляторні батареї або системні накопичувачі електроенергії (СНЕ, довгострокове зберігання);

– паливні комірки (fuel cells, довгострокове зберігання);

– проточні редокс-акумулятори (ПРА, Flow battery, довгострокове зберігання);

– суперконденсатори (super capacitors, короткострокове зберігання).

Більшість електрохімічних накопичувачів мають спільні серйозні недоліки, включаючи:

– високі витрати на будівництво та експлуатацію систем на їх основі;

– обмежений цикл заряду/розряду і необхідність дотримання регламенту зарядки/розрядки (крім суперконденсаторів);

– потребу в регулярному обслуговуванні та перевірці систем;

– неспроможність витримувати короткі сплески споживання (крім суперконденсаторів);

– спеціальні екологічні вимоги щодо їх експлуатації та утилізації.

3) Електромагнітні накопичувачі:

– індуктивні надпровідникові накопичувачі (SIES, довгострокове).

В Додатку А наведений порівняльний аналіз існуючих акумуляторів електричної енергії.

На рисунку 1.3 наведено системи накопичення електроенергії за тривалістю енергопостачання та потужності.

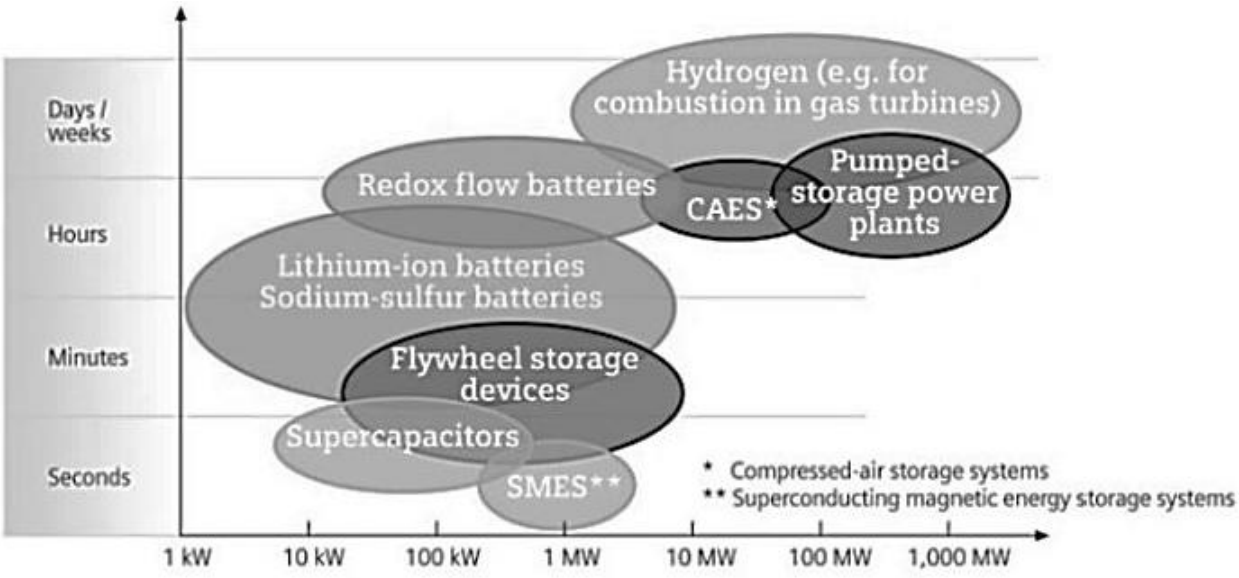


Рисунок 1.3 – Системи накопичення електроенергії за тривалістю енергопостачання та потужності [27]

В дослідженні [28] вказується, що модернізація існуючих СЕС шляхом додавання до них систем акумулювання енергії з перетворювачами, що виконують функцію зарядно-розрядного пристрою (ЗРП) є актуальною темою для дослідження.

При виборі топології ЗРП необхідно орієнтуватись на такі вимоги:

– можливість двоспрямованого передавання енергії;

– відносно висока робоча напруга до 1000 В, що задається робочою напругою інверторів для сонячних електростанцій;

– потужність від одиниць до десятків кіловат.

Для зменшення рівня динамічних і статичних втрат доцільно використовувати модульну топологію перетворювача з чергуванням фаз, структура якого показана на рис. 1.4.

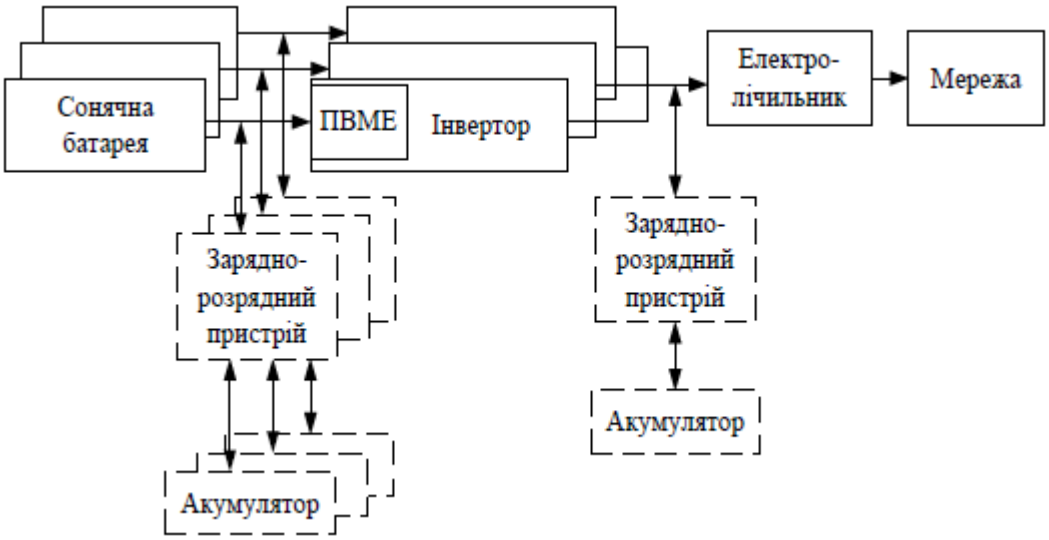


Рисунок 1.4 – Можливі точки під’єднання ЗРП [29]

В цитованих літературних джерелах розглядаються конкретні системи й типи обладнання акумулювання електричної енергії від сонячної генерації. Актуальним є створення адекватної математичної моделі, в якій режими роботи системи були б формалізованими і допускали широкий спектр можливостей для обрання найбільш оптимальних варіантів.

Акумулювання енергії можуть знаходити застосування в різних областях електроенергетики в Україні, включаючи:

– зняття перевантажень на лініях електропередачі та аварійних передач в періоди максимальних навантажень на електромережі;

– підвищення статичної та динамічної стійкості системи електропостачання;

– забезпечення аварійного резерву для енергосистем України;

– використання разом з мобільними газотурбінними електростанціями або як їх альтернатива;

– використання разом з дизель-генераторними установками або як їх альтернатива;

– об'єктах нафтогазової та хімічної промисловості для забезпечення стабільності енергопостачання;

– в регіонах України, де відсутнє централізоване електропостачання, для надійного живлення;

– для внутрішнього використання електростанцій і підстанцій, включаючи резервування та безперебійне живлення важливих систем енергоблоків та інше;

– в об'єктах з використанням відновлюваних джерел енергії для збереження та регулювання виробництва електроенергії.

1.2 Технологічний процес

Для характеристики систем акумулювання енергії, незалежно від використовуваної при цьому технології, застосовується ряд загальноприйнятих показників [30]:

– енергетична ємність $А_{ак}$ – кількість збереженої енергії, яка може бути перетворена в електричну енергію;

– номінальна або розрядна потужність $Р_н$ – максимальна потужність, яка може накопичуватися акумулюючим пристроєм або видаватися їм в мережу;

– час розряду $t_p = A_{ак}/Р_н$ – час, протягом якого накопичувач може видавати в мережу номінальну потужність;

– загальна ефективність $\eta = \eta_{зар}\eta_{разр}$ – характеризує ефективність процесів заряду ($\eta_{зар}$) і розряду ($\eta_{разр}$) накопичувача, тобто, по суті, враховує втрати енергії, які відбуваються при реалізації зазначених процесів;

– життєвий цикл, що характеризує максимальне число циклів заряду-

розряду за час, на який розрахована система, або номінальний термін служби пристрою.

Системи акумулювання електричної енергії можуть працювати в різних режимах. Робота пристрою акумулювання енергії відповідно до цієї стратегії може бути описана рівняннями.

1) Зарядка (заповнення): система акумулювання отримує електричну енергію з джерела, такого як сонячні панелі або інші джерела виробництва, для зберігання цієї енергії у внутрішніх акумуляторах чи батареях.

$$\mathrm{P}_n^{IN} = \min[(F_n^L - C_{RL}), P_{ESS}^{IN}, (A_{max} - A_{n-1})/\Delta t] \quad (1.1)$$

У цьому випадку, коли виникає перевантаження лінії ($F_n^L - C_{RL} > 0$), при дотриманні обмеження задається величиною F_{ESS}^{IN} та за наявності можливості здійснюється додаткова зарядка акумулятора.

2) Розрядка: під час цього режиму система віддає накопичену енергію для живлення електричних пристроїв чи навантаження.

$$\mathrm{P}_n^{OUT} = \min[(C_{RL} - F_n^L), P_{ESS}^{OUT}, (A_{n-1} - A_{min})/\Delta t] \quad (1.2)$$

За відсутності перевантаження та обмеження рівня розрядки величиною F_{ESS}^{OUT}, а пропускну здатність значенням ($C_{RL} - F_n^L$), щоб уникнути можливих перевантажень, здійснюється розрядка батареї.

3) Режим зберігання: в деяких випадках система може перебувати у режимі зберігання, коли немає потреби ні в зарядці, ні в розрядці. У цьому режимі енергія зберігається для майбутнього використання.

4) Автоматичний режим: деякі системи акумулювання можуть мати автоматичні режими, які включаються або вимикаються автоматично в залежності від певних умов, таких як рівень заряду чи рівень споживання.

5) Режим регулювання: деякі системи використовуються для регулювання напруги та частоти в електричній мережі, забезпечуючи стабільність системи.

Описана модель може бути застосована і для вирішення завдань підтримки необхідного режиму напруги, підвищення надійності, зниження максимуму навантаження. Після визначення режиму зарядки/розрядки відстежується та коригується відповідно до погодинного графіка зміни навантаження з метою мінімізації втрат енергії та пом'якшення впливу коливань вихідної потужності з боку відновлюваних джерел енергії.

Показники режиму систем електропостачання зв'язані між собою співвідношеннями, у які входять параметри окремих елементів системи з урахуванням схем їх з'єднання, параметри джерел живлення й характеристики навантажень. Параметри режиму систем електропостачання визначаються розрахунковим або експериментальним методами.

В даному дослідженні обрані наступні методики дослідження:

1. Аналіз даних: обробка та аналіз зібраних даних для виявлення патернів та встановлення взаємозв'язків між різними режимами роботи системи акумулювання та сонячної генерації.

2. Моделювання енергетичних балансів: розрахунок та аналіз енергетичних балансів для різних режимів роботи системи з метою визначення її продуктивності та ефективності.

3. Моделювання та симуляція: використання спеціалізованого програмного забезпечення для створення математичних моделей системи акумулювання електроенергії та сонячної генерації, таких як MATLAB Simulink, PVsyst та інших. Це дозволяє вивчити та аналізувати різні режими роботи системи без необхідності будівництва реального прототипу.

1.3 Постановка задачі проєктування системи автоматизації

Аналіз сонячної електростанції (СЕС) як об'єкта автоматичного керування свідчить про наявність низки специфічних дестабілізуючих чинників, головними з яких є стохастичний характер сонячної інсоляції, висока швидкість зміни

поточної генерації у межах декількох хвилин та незбіг періодів максимальної продуктивності СЕС із вечірніми піками електроспоживання. Електроенергія, за своєю фізичною природою, вимагає одночасності процесів виробництва та споживання, що покладає на систему автоматизації завдання безперервного прецизійного збалансування попиту та пропозиції. Порушення цього балансу викликає небезпечні коливання частоти мережі та рівнів напруги, що загрожує аварійним відключенням споживачів або пошкодженням силового інфраструктурного обладнання.

Для подолання зазначених обмежень, вирівнювання добового графіка навантаження та мінімізації втрат енергії виникає гостра необхідність модернізації класичних архітектур СЕС шляхом розробки та впровадження системи автоматичного регулювання (САР) потужності з гнучким керуванням процесами акумулювання енергії. Така система має здійснювати координоване керування двоспрямованими потоками потужності перетворювального обладнання (зарядно-розрядного пристрою) у реальному часі.

Метою проєктування є розробка багаторівневої САР потужності СЕС, яка на основі інтелектуального перерозподілу енергії між фотоелектричними панелями, акумуляторною батареєю (АКБ) та зовнішньою мережею забезпечує стабілізацію вихідних параметрів системи, зняття пікових перевантажень та підвищення загальної надійності електропостачання.

Для досягнення поставленої мети розроблювана система автоматизації повинна вирішувати комплекс інженерно-технічних задач, які функціонально поділяються на чотири базові блоки:

1. Інформаційно-вимірювальні та діагностичні задачі:

– безперервний моніторинг параметрів генерації та споживання: наскрізний циклічний збір, фільтрація високочастотних завад та нормалізація аналогових сигналів від датчиків струму, напруги та потужності на стороні постійного струму (DC-шини фотопанелей та АКБ) і на стороні змінного струму (AC-виходи інвертора та точки приєднання до мережі).

– діагностика стану системи акумулювання: прецизійне обчислення поточного рівня заряду батареї (SOC, State of Charge) та моніторинг температурних і атмосферних режимів експлуатації АКБ.

– світлозвукова та візуальна сигналізація: миттєва фіксація виходу параметрів мережі (відхилення напруги чи частоти) за встановлені критичні та попереджувальні межі з оперативною видачею повідомлень на людино-машинний інтерфейс (HMI) диспетчера.

2. Задачі автоматичного регулювання та супервізорного керування.

Автоматичний вибір та координація режимів роботи САР: реалізація лінійних та адаптивних алгоритмів перемикання між базовими станами системи:

– режим зарядки: автоматичне відведення надлишкової потужності сонячної генерації в АКБ при виникненні загрози перевантаження ліній або при перевищенні пропускної здатності інвертора;

– режим розрядки: інжекція накопиченої енергії з АКБ в мережу під час вечірніх піків споживання або за умов різкого падіння генерації СЕС (хмарність, сутінки);

– режим очікування/зберігання: стабілізація зарядного стану АКБ без протікання оборотних хімічних процесів за умов досягнення повного балансу між генерацією фотопанелей та попитом навантаження.

Прецизійне керування зарядно-розрядним пристроєм (ЗРП): формування високочастотних сигналів керування для двоспрямованого модульного перетворювача з чергуванням фаз з метою мінімізації статичних і динамічних втрат.

Оптимізація спадних характеристик системи: інтеграція алгоритмів MPPT (Maximum Power Point Tracking) для фотопанелей із супервізорним контролем обмеження розрядного струму АКБ ($I_{разр}$ – $I_{разр.max}$) задля запобігання передчасному деградаційному зносу батареї.

3. Задачі обліку, аналітики та архівації даних:

Логування та ведення баз даних (Historian): формування довгострокових

архівів погодинних графіків зміни навантаження, треків генерованої СЕС потужності та глибини циклічності АКБ.

Розрахунок показників енергетичної ефективності: автоматичне обчислення загального ККД системи накопичення та питомого балансу розподілу потужності.

Генерація звітності: автоматичне складання добових, змінних та місячних рапортів щодо обсягів згенерованої, акумульованої та виданої в мережу електроенергії.

Впровадження багаторівневої авторизації (Оператор/Технолог/ Адміністратор) для захисту констант і уставки САР від несанкціонованого або помилкового втручання в логіку керування. Побудова системи на базі уніфікованих промислових протоколів обміну даними (наприклад, Modbus TCP чи OPC UA) для забезпечення безперешкодної інтеграції СЕС у перспективні інтелектуальні мережі нового покоління (Smart Grid).

Реалізація зазначеної САР дозволить мінімізувати втрати енергії відновлюваного джерела, пом'якшити вплив швидких коливань вихідної потужності СЕС на енергосистему України та забезпечити гарантоване безперебійне живлення децентралізованих і промислових споживачів. Для відпрацювання алгоритмів САР без необхідності побудови дорогого фізичного прототипу в роботі буде використано методи комп'ютерного моделювання та симуляції в середовищі MATLAB/Simulink.

Висновки. У ході виконання першого розділу кваліфікаційної роботи було проведено всебічний технологічний аналіз сонячної електростанції як об'єкта автоматичного регулювання, який підтвердив гостру потребу у впровадженні систем акумулювання енергії для компенсації стохастичного характеру генерації та вирівнювання добових графіків навантаження. У результаті чітко сформульовано постановку задачі проєктування багаторівневої САР потужності, що закладає надійний інженерний фундамент для подальшого математичного моделювання енергетичних балансів у середовищі MATLAB/Simulink та розробки комплексних алгоритмів автоматизації.

2 ВИМОГИ ДО СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ

2.1 Вимоги до системи в цілому

Вимоги до структури та функціонування системи.

Розроблювана автоматизована система керування технологічними процесами (АСУ ТП) сонячної електростанції з інтегрованою системою акумулювання енергії має повністю відповідати вимогам ДСТУ Б А.2.4-3:2009 «Правила виконання робочої документації автоматизації технологічних процесів».

Для забезпечення високої надійності, живучості та чіткого розподілу обчислювальних потужностей, функціональна структура АСУ ТП проєктується як ієрархічна трирівнева система з розподіленими функціями контролю та координації:

Нижній (польовий) рівень: включає первинні вимірювальні перетворювачі параметрів струму, напруги та частоти, інтелектуальні датчики стану акумуляторних батарей (АКБ), локальні контролери зарядно-розрядних пристроїв (ЗРП) та драйвери керування затворами силових транзисторів модульних інверторів.

Середній (контролерний) рівень: базується на високопродуктивних програмованих логічних контролерах (ПЛК), що працюють у режимі гарячого резерву. Цей рівень забезпечує виконання алгоритмів автоматичного вибору режимів (зарядка/розрядка/зберігання), розрахунок енергетичних балансів та пряме цифрове регулювання потужності у реальному часі.

Верхній (диспетчерський) рівень: реалізується на базі промислових робочих станцій (ЕОМ) оператора-енергетика під керуванням SCADA-системи. Він призначений для супервізорного контролю, зміни глобальних уставок САР, ведення довгострокових баз даних (Historian), аналізу OEE та генерації регламентної звітності.

Інформаційні рівні представлення даних.

За умовами представлення інформації та оперативного доступу, створювана система розподіляється на два основні інформаційні простори:

Інформаційний рівень чергового оператора СЕС: відображення поточних мнемосхем балансу потужності, миттєве сповіщення про аварійні відхилення частоти й напруги мережі, температурні режими АКБ та інверторного обладнання.

Інформаційний рівень головного енергетика станції: доступ до аналітичних графіків (трендів), звітних документів, розрахунків ККД циклів накопичення та журналів дій персоналу.

Технічно інтеграція між рівнями реалізується через високошвидкісні промислові мережі. Комунікація ПЛК середнього рівня з розподіленою периферією та інверторами здійснюється за допомогою завадостійких протоколів (Modbus TCP, Profinet), а зв'язок із верхнім рівнем – через мережу Ethernet за допомогою промислових комутаторів. Має бути передбачена апаратна та програмна можливість інтеграції АСУ ТП СЕС у глобальну інтелектуальну мережу (Smart Grid) вищого рівня за стандартом OPC UA.

Для забезпечення живучості системи на випадок повного відмови контролерного обладнання середнього рівня, на об'єкті обов'язково передбачається автономний аварійний фізичний пульт керування. Він оснащується показуючими приладами критичних параметрів (напруга DC-шини, струм АКБ, частота мережі), інформація яких є достатньою для ручного переведення системи у безпечний стан або ізольовану роботу.

Основні інформаційні функції системи та параметри контролю наведені у таблиці 2.1.

Функції автоматичного регулювання та технічні вимоги до точності наведені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.1 – Інформаційні функції системи СЕС та накопичення енергії

Найменування параметра	Діапазон зміни (номінал)	Спосіб отримання інформації	Місце і форма подання інформації
Потужність СЕС (генерація)	0…50 кВт	Автоматично, безперервно, 1 раз на сек.	Відображення на екрані SCADA, реєстрація в БД
Рівень заряду АКБ (SOC)	20…100%	Розрахунково через ПЛК, 1 раз на сек.	Панель оператора, мнемосхема HMI, сигналізація межі
Напруга на DC-шині	0…800 В	Автоматично, безперервно, 1 раз на сек.	Відображення на панелі, реєстрація, захист від перенапруги
Струм заряду/розряду АКБ	−100⋯+100 А	Автоматично, безперервно, 1 раз на сек.	Мнемосхема АРМ, тренди Historian, контроль перевантаження
Частота мережі (АС)	49,5…50,5 Гц	Автоматично, безперервно, 10 разів на сек.	Екран АРМ, миттєва сигналізація відхилень, архів
Температура осередків АКБ	−10⋯+45 ∘C	Автоматично, безперервно, 1 раз на хв.	Реєстрація, блокування заряду при аварійних значеннях

Таблиця 2.2 – Функції регулювання системи

Найменування параметра	Вид системи регулювання	Режим управління	Місцезнаходження органів управління	Технічні вимоги по точності і стійкості
Вихідна активна потужність	Стабілізуюча / Адаптивна	Автоматичний	Модульний інвертор станції	±2%
Струм зарядки АКБ	Стабілізуюча за алгоритмом CC/CV	Автоматичний	Двоспрямований перетворювач ЗРП	±1%
Напруга на DC-ланці	Стабілізуюча	Автоматичний	Контур керування ЗРП / Інвертор	±1,5%
Частота мережі (при віддачі)	Частотно-залежна	Автоматичний	Програмний алгоритм ПЛК	±0,05 Гц

2.2 Вимоги до надійності системи

Надійність САР потужності повинна відповідати вимогам ДСТУ 2860-94 та чинному законодавству в галузі електроенергетики. Система розрахована на безперервне функціонування в режимі 24/7.

Основні критерії надійності.

На систему в цілому надається гарантія не менше 5 років до часткового виходу з ладу окремого обладнання. При дотриманні графіків планово-попереджувальних ремонтів та своєчасній заміні комутаційних апаратів термін служби системи має значно перевищувати гарантійний.

Апаратне дублювання: центральний процесорний блок ПЛК середнього рівня повинен функціонувати в режимі гарячого резерву (Hot Standby) з часом безударного перемикання на резервний процесор не більше 20 – 50 мс при фіксації апаратного збою головного процесора.

Резервування живлення: усе мікропроцесорне обладнання, датчики та приводи автоматики повинні отримувати живлення через промислові джерела безперебійного живлення (ДБЖ). Потужність ДБЖ повинна забезпечувати автономну роботу САР протягом не менше 20 хвилин після повного знеструмлення власних потреб станції.

2.3 Вимоги до безпеки

Обладнання АСУ ТП не повинно створювати загрози життю людей та має мінімізувати екологічний вплив на довкілля.

Електробезпека: усі зовнішні металеві елементи шаф керування, корпусів ПЛК, інверторів, КВПіА та лотків кабельних трас, які можуть опинитися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, повинні мати надійне захисне заземлення відповідно до вимог «Правил улаштування електроустановок»

(ПУЕ). Клас захисту шаф КВПіА та силових перетворювачів, розташованих у технологічних приміщеннях, має бути не нижче IP54.

Пожежна безпека: повинна гарантуватися як у нормальному, так і в аварійному режимах роботи системи. САР має містити підсистему протиаварійного захисту (ПАЗ), яка при виникненні коротких замикань, теплового розгону акумуляторів або збоїв інвертора миттєво знеструмлює силові кола постійного та змінного струму за допомогою автоматичних вимикачів.

2.4 Вимоги до експлуатації, технічного обслуговування, ремонту і збереження

Система автоматизації призначена для тривалої циклічної експлуатації.

Регламент обслуговування: щомісячно обладнання АСУ ТП повинно проходити планове технічне обслуговування (очищення від пилу, перевірка затяжки клемних з'єднань, тестування ДБЖ). Планова калібровка та повірка датчиків КВПіА виконується раз на місяць, а державна повірка комерційних засобів обліку та вимірювань – раз на рік.

Запасні частини й прилади: для забезпечення коефіцієнта готовності на складі станції обов'язково передбачається технологічний запас КВПіА: резервні вимірювальні трансформатори струму та напруги, плати нормуючих перетворювачів, дискретні реле та один комплект модулей розподіленого вводу-виводу.

Кліматичні умови приміщень: герметичні шафи з контролерним обладнанням та перетворювачами повинні розміщуватися в спеціально виділених опалювальних приміщеннях КВПіА. У приміщеннях з обчислювальною технікою (ЕОМ верхнього рівня) та АКБ обов'язково передбачається кондиціонування повітря для підтримання регламентної температури в межах 15-25° С та відносної вологості не більше 75 %.

2.5 Вимога до збереження інформації при аваріях

Система повинна гарантувати повну цілісність критично важливих технологічних даних при будь-яких аварійних ситуаціях:

Відмова супервізорної SCADA-системи верхнього рівня або обрив зв'язку по мережі Ethernet не повинні призводити до зупинки локальних контурів автоматичного регулювання потужності на середньому рівні.

Локальне буферування**:** ПЛК середнього рівня повинен мати незалежну енергонезалежну пам'ять (локальний буфер), яка автоматично записує та зберігає треки основних параметрів (потужність, напруга, струм АКБ, аварійні події) глибиною не менше 48 годин із дискретністю 1 хвилина. При відновленні зв'язку з верхнім рівнем дані з буфера мають автоматично синхронізуватися з центральною базою Historian.

Час повного відновлення функцій автоматичного керування після збою живлення та переходу на резервну лінію має становити не більше 10 хвилин.

2.6 Вимоги по стандартизації та уніфікації

Конструктивне виконання всього комплексу технічних засобів повинно мати виключно модульну структуру, що забезпечує гнучке масштабування, взаємозамінність та легкість модернізації системи шляхом додавання нових плат чи субмодулів.

Підсистеми автоматизації повинні використовувати уніфіковані та стандартизовані методи реалізації функцій:

Уніфікація сигналів: усі первинні польові датчики повинні мати уніфіковані вихідні сигнали струму 4-20 мА або напруги 0-10 В, а засоби вимірювань – внесені до Державного реєстру.

Протоколи обміну: інформаційна взаємодія має базуватися на відкритих стандартних протоколах (Modbus TCP, Modbus Plus). Формат звітних рапортів,

добових відомостей та журналів подій повинен бути уніфікованим і повністю відповідати стандартам документообігу підприємства-замовника.

2.7 Вимоги до видів забезпечення

Програмне забезпечення (ПЗ)

ПЗ системи автоматизації має виконуватися за чітким модульним принципом із можливістю нарощування функцій без зміни загального ядра системи. Базовою програмною платформою для верхнього рівня є сучасні ліцензовані операційні системи (Windows 11), що мають довгострокову підтримку та високий рівень захисту. Програмне забезпечення контролерів залежно від класу безпеки повинно відповідати міжнародним рекомендаціям МЕК 61131-3 (для мов програмування ПЛК) та МЕК 61513. Алгоритми регулювання мають здійснювати логічний контроль достовірності вхідної інформації для захисту від помилкових дій персоналу.

Інформаційне забезпечення

Для зручності та оперативності роботи диспетчера, людино-машинний інтерфейс (HMI/SCADA) повинен мати чітку ієрархічну структуру екранних форм:

– мнемосхеми загального вигляду СЕС та балансу потужності;

– сигналізаційні панелі аварійних та попереджувальних подій (із колірною індикацією);

– панелі реєстрації та графічного аналізу ходу процесів (тренди);

– панелі налагодження та ручного введення уставки регуляторів.

Уся текстова інформація, поняття, технологічні визначення та абревіатури на екранах моніторів мають бути представлені у чіткій термінології, властивій електроенергетичній та напівпровідниковій галузям, і бути повністю зрозумілими експлуатаційному персоналу станції.

Висновки. Представлений комплекс технічних, інформаційних та експлуатаційних вимог обґрунтовує побудову сучасної, надійної та відмовостійкої трирівневої АСУ ТП сонячної електростанції з системою

акумулювання енергії. Завдяки впровадженню архітектури гарячого резервування ПЛК середнього рівня, використанню уніфікованих завадостійких сигналів струмової петлі 4-20 мА та обов'язковому буферуванню критичних параметрів забезпечується висока живучість САР за умов виникнення аварійних ситуацій. Реалізація вимог щодо стандартизації інтерфейсів та протоколів обміну (OPC UA, Modbus TCP) гарантує інформаційну відкритість об'єкта, створюючи надійну базу для інтеграції СЕС у цифрову інфраструктуру розумних енергетичних систем нового покоління.

3 МОДЕЛЮВАННЯ ТА ІДЕНТИФІКАЦІЯ ОБ'ЄКТА КЕРУВАННЯ

3.1 Математична модель роботи системи акумулювання електричної енергії від сонячної генерації

Математична модель за своєю суттю це алгоритмом керування СЕС із системою акумулювання електричної енергії та реалізує наступні основні принципи [32]: заряджання акумуляторних батарей протягом періоду максимального сонячного опромінювання здійснюється до максимально можливого рівня, що відповідає наявній ємності системи акумулювання, а якщо обсяг генерації електроенергії сонячною електростанцією є меншим за доступну ємність, то вся вироблена електрична енергія накопичується для подальшого розряджання; потужність розряджання акумуляторних батарей задається екзогенними коефіцієнтами для годин, які не співпадають із періодом максимального сонячного опромінювання фотоелектричних модулів, тобто здійснюється перенесення «надлишкової» потужності в інші зони добового графіка електричних навантажень.

Побудова моделі вимагає глибоких знань щодо компонентів системи, таких як контролер заряду-розряду, проектування системи перетворення енергії та характеристик акумулятора.

Обсяги виробництва електричної енергії на СЕС для однієї доби визначаються сумою потужності відпуску електричної енергії в енергосистему для кожного часового інтервалу в межах цієї доби:

$$\mathrm{E}_n^{PV} = \sum_{t=1}^{T} P_{nt}^{PV} \cdot \Delta t, \qquad (3.1)$$

де E_n^{PV} – обсяги виробництва електричної енергії на СЕС для n доби року, МВт·год;

T – кількість відрізків вимірювань протягом доби;

E_{nt}^{PV} – потужність відпуску електричної енергії на СЕС для відрізка вимірювань t доби n, МВт;

Δt – тривалість кожного відрізка вимірювань.

Ємність заряджання СНЕ визначається для доби із максимальними обсягами виробництва електричної енергії протягом року, виходячи із заданої частки обсягів електричної енергії, які переносяться у часі:

$$C^{BESSchrg} = max_{n=1+N}\{E_n^{PV}\} \cdot w, \tag{3.2}$$

де $C^{BESSchrg}$ – ємність заряджання СНЕ, МВт·год;

N – кількість днів року;

w – задана частка обсягів електричної енергії, які переносяться у часі, в.о.

Ємність розряджання СНЕ залежить від добових обсягів виробництва електричної енергії на СЕС та визначеної ємності її заряджання із урахуванням ефективності перетворення:

$$C_n^{BESSdisch} = \begin{bmatrix} E_n^{PV} : E_n^{PV} \leq C^{BESSchrg} \\ C^{BESSchrg} \cdot \eta^{RTE} : E_n^{PV} > C^{BESSchrg} \end{bmatrix}, \tag{3.3}$$

де $C_n^{BESSdisch}$ – ємність розряджання СНЕ для доби η, МВт·год;

η^{RTE} – ефективність перетворення СНЕ в.о.

Алгоритм управління гібридною електростанцією передбачає, що коли кількість електроенергії, виробленої сонячною електростанцією (СЕС), перевищує доступну ємність для заряджання, частина електроенергії, що надійшла, надлишково направляється в електричну мережу, а інша частина

зберігається для майбутнього використання, переносячи часовий інтервал завдяки процесу заряджання та розряджання акумуляторних батарей (АБ).

Тому година пікової потужності ГЕН для кожної доби року визначається індивідуально:

$$\tau_n = max_{t=16+24}\{P_{nt}^{DEM}\}, \quad (3.4)$$

де τ_n – година пікової потужності ГЕН для доби n, год;

t = 16 – 24 – діапазон годин пікової потужності ГЕН;

P_{nt}^{DEM} – потужність ГЕН для години t доби n, МВт.

Розряджання САЕ в межах однієї доби відбувається протягом 5 год (початок розряджання за 2 год та завершення розряджання через 2 год після піку ГЕН). Тому із урахуванням цього часу, потужність розряджання САЕ для

кожної години доби визначається:

$$P_{nt}^{BESS} \cdot \Delta t = C_n^{BESSdisch} \cdot k_\tau, \quad (3.5)$$

$$\tau = (\tau_n - 2) \div (\tau_n + 2), \quad (3.6)$$

де P_{nt}^{BESS} – потужність розряджання САЕ у годину τ із визначених годин пікової потужності ГЕН для доби n, МВт;

k_τ – екзогенно заданий коефіцієнт розряджання САЕ для кожної години τ.

Заданою умовою спільної роботи СЕС та САЕ є те, що в межах однієї доби здійснюється один повний цикл заряджання/розряджання АБ, тому сума коефіцієнтів розряджання має дорівнювати «1»:

$$\sum_{t=t_n-2}^{r_n+2} k_t = 1. \qquad (3.7)$$

При взаємодії сонячної електростанції (СЕС) та системи акумулювання енергії (САЕ) щоденно формуються два основних режими роботи в залежності від обсягів виробництва електроенергії.

Режим №1 передбачає, що всю електроенергію, вироблену СЕС, зберігається в акумуляторних батареях для подальшого використання після заряджання.

Режимі №2 – частина електроенергії, вироблена СЕС, переносяться в часі за допомогою процесу заряджання і розряджання акумуляторів, тоді як інша частина електроенергії безпосередньо надходить в енергосистему.

Для режиму №2 потужність відпуску електричної енергії з СЕС при спільній роботі з САЕ визначається з умови:

$$\mathrm{P}_{nt}^{PVout} = \begin{bmatrix} 0: E_n^{PV} \le P_n^{CL} \\ P_n^{PV} - P_n^{CL}: P_{nt}^{PV} > P_n^{CL} \end{bmatrix}, \qquad (3.8)$$

де P_{nt}^{PVout} – потужність відпуску електричної енергії з СЕС при спільній роботі з САЕ у годину t доби n, МВт;

P_n^{CL}– потужність обмеження відпуску електричної енергії з СЕС напряму в енергосистему для доби n, МВ.

Потужність обмеження відпуску електричної енергії з СЕС в енергосистему режиму №2 є постійною величиною в межах однієї доби, а для режиму роботи №1 вона дорівнює нулю. Умовою визначення потужності обмеження відпуску електричної енергії в енергосистему, для кожної доби, є досягнення балансу між різницею обсягів виробленої/відпущеної електричної енергії та ємністю заряджання САЕ із урахуванням ефективності перетворення:

$$\sum_{t=1}^{T} P_{nt}^{PV} \cdot \Delta t - \sum_{t=1}^{T} P_{nt}^{PVout} \cdot \Delta t = C^{BESSchrg} \cdot \eta^{RTE}, \quad (3.9)$$

Сумарна потужність відпуску електричної енергії в енергосистему при спільній роботі СЕС та САЕ P_{nt}^{PVout} для кожної години доби визначається як сума потужності відпуску електричної енергії в енергосистему із СЕС, враховуючи заряджання АБ, та потужність розряджанні САЕ:

$$P_{nt}^{SYSout} = P_{nt}^{PVout} + P_{nt}^{BESS}. \quad (3.10)$$

Для побудови добових профілів на основі математичної моделі було використано фактичні дані погодинної потужності виробництва електричної енергії на СЕС в ОЕС України за 2025 р.

При моделюванні враховувалась ефективність перетворення САЕ – 95% та екзогенно задані коефіцієнти розряджання АБ:

$k_{r_{n-2}} = k_{r_{n+2}} = 0{,}15;$

$k_{r_{n-1}} = k_{r_{n-1}} = 0{,}22;$

$k_{r_n} = 0{,}26.$

Отримані добові профілі режиму № 1 спільної роботи СЕС та АБ для доби з мінімальними обсягами виробництва електричної енергії протягом року (за даними для 16 лютого) та режиму №2 для доби з максимальними обсягами виробництва електричної енергії протягом року (17 жовтня).

Алгоритм управління та структурної схеми системи автоматичного управління є конкретними науково-технічними завданнями, особливо коли мова йде про САУ для акумулювання електричної енергії, яка працює в складі об'єкта сонячної енергетичної системи. Для такої САУ можна виділити наступні головні завдання:

– стабілізація активної потужності на середньо цикловому рівні;

– забезпечення необхідних показників якості електроенергії в перехідних

процесах;

– забезпечення стійкої роботи системи в перехідних та сталих режимах роботи.

Для сонячних енергетичних систем зі змінними асинхронними навантаженнями, однією з ключових задач є стабілізація напруги на шинах, наряду зі стабілізацією активної потужності на середньо цикловому рівні.

Аналіз різних методів управління потужністю акумуляторної системи накопичення енергії (BESS) показав, що серед обраних перспективних схемних рішень, найбільш перспективним для управління як активною, так і реактивною потужністю є BESS на основі перетворювача, підключеного до мережі, спроектованого з урахуванням можливостей FRT-системи.

3.2 Налаштування параметрів імітаційної моделі

Керування системою акумулювання електричної енергії здійснюється за допомогою контролера заряду-розряду акумуляторної батареї. Налаштування роботи контролера ведеться по параметру потужності заряду (кВт). Значення цього параметру необхідно закласти в допоміжну потужність системи BESS для забезпечення бажаної потужності заряду або розряду

В ситуації, коли навантаження, що використовується споживачами, нижче налаштування заряду, система перетворення електричної енергії запустить режим поточного заряджання батареї від мережі.

Системою рівнянь (3.10) визначається режим ввімкнення та вимкнення акумуляторної батареї. Потужність заряду віднімається від потужності споживання навантаження, в результаті система буде працювати за такими протоколами:

– якщо результат позитивний (C_{en} увімкнено) – контролер заряду спрямовує необхідну потужність, отриману в результаті віднімання, на

заряджання акумулятора через систему перетворення електроенергії;

– якщо результат віднімання від'ємний – C_{en} вимикається.

$$C_{en} = \begin{cases} 0: if\,(\text{установка заряду} - \text{навантаження споживання}) < 0 \\ 1: if\,(\text{установка заряду} - \text{навантаження споживання}) \geq 0. \end{cases} \quad (3.11)$$

Налаштування уставки розряду регулює використання енергії мережі: в режимі, коли споживання навантаження перевищує уставку розряду (кВт), САЕ розряджає акумуляторну батарею в поточному режимі для живлення навантаження споживачів.

Системою рівнянь (3.11) визначається режим ввімкнення та вимкнення акумуляторної батареї в даному режимі.

$$D_{en} = \begin{cases} 0: if\,(\text{установка заряду} - \text{навантаження споживання}) < 0 \\ 1: if\,(\text{установка заряду} - \text{навантаження споживання}) \geq 0. \end{cases} \quad (3.12)$$

Сигнал контролер заряду-розряду P_{cd} на виході описаний формулою:

$$P_{cd} = [(\text{уставка заряду} - \text{навантаження споживання}) \cdot C_{en}] + P_{cd} + [(\text{уставка заряду} - \text{навантаження споживання}) \cdot D_{en}]. \quad (3.13)$$

На початку роботи $D_{en} = C_{en}$ – це показує, що заряд і розряд акумуляторної батареї не може відбуватися одночасно. Об'єднання виходу заряду і розряду в один вихід для системи перетворення енергії відбувається у блоку додавання. Логіка роботи блоку додавання реалізована через блок «Constant» із врахуванням потужність власних потреб САЕ.

Для формування приведеної змінної частини потужності ГЕН було використано погодинний баланс потужності ОЕС України з порталу відкритих даних Міністерства цифрової трансформації України за 2025 рік [33]. Дані погодинного балансу було нормовано та переведено у відносні одиниці через

максимальну потужність ГЕН – на рівні 23,5 ГВт, яка була об 11:00 годині 28 січня.

Для створення приведеної змінної частини потужності ГЕН, було використано годинний баланс потужності ОЕС України за 2023 рік, який був доступний на веб-порталі відкритих даних Міністерства цифрової трансформації України. Ці дані були нормалізовані та переведені в відносні одиниці шляхом визначення максимальної потужності ГЕН, яка становила 23,5 ГВт о 11:00 годині 28 січня.

Добовий графік потужності СЕС показано на рисунку 3.1.

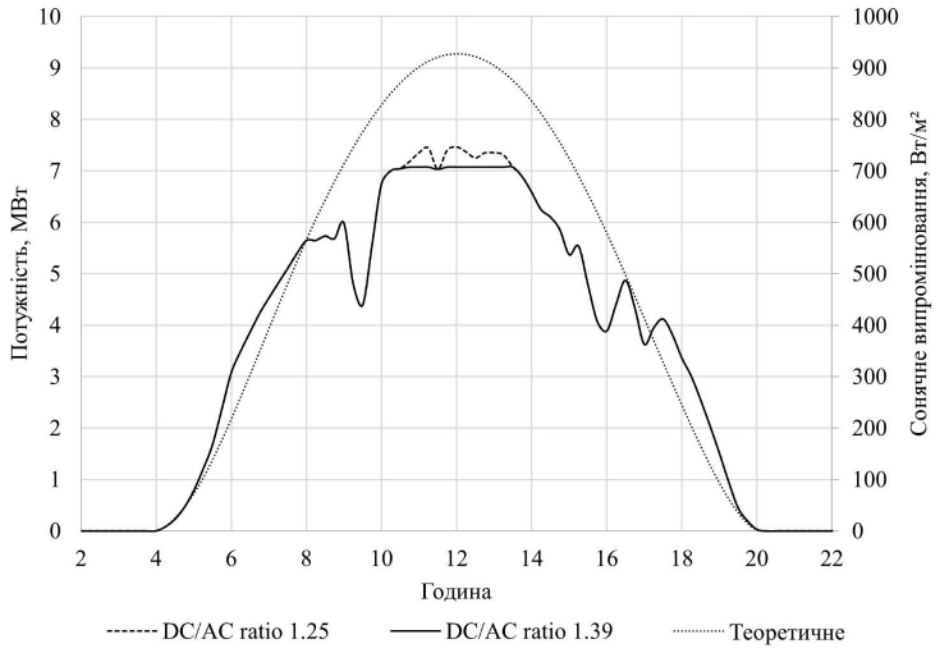


Рисунок 3.1 – Добовий графік потужності СЕС

3.3 Імітаційне моделювання роботи системи акумулювання в середовищі MATLAB Simulink

Для виконання дослідження було взято сонячну електростанцію (СЕС) із зазначеною потужністю фотоелектричних модулів на рівні 10 МВт. Також було встановлено інвертори загальною потужністю 8 МВт, при чому відношення

DC/AC становило 1.25. Крім того, в дослідженні була використана сонячно-акумулююча електростанція (CAE) з номінальним обсягом зберігання енергії 32 МВт · год та номінальною потужністю 8 МВт.

Загальна структура імітаційної моделі має три основні блоки: «Контролер заряду-розряду», «Система перетворення енергії» та «Акумулятор».

Модель контролера заряду-розряду акумуляторної батареї в загальному вигляді приведена на рис. 3.2.

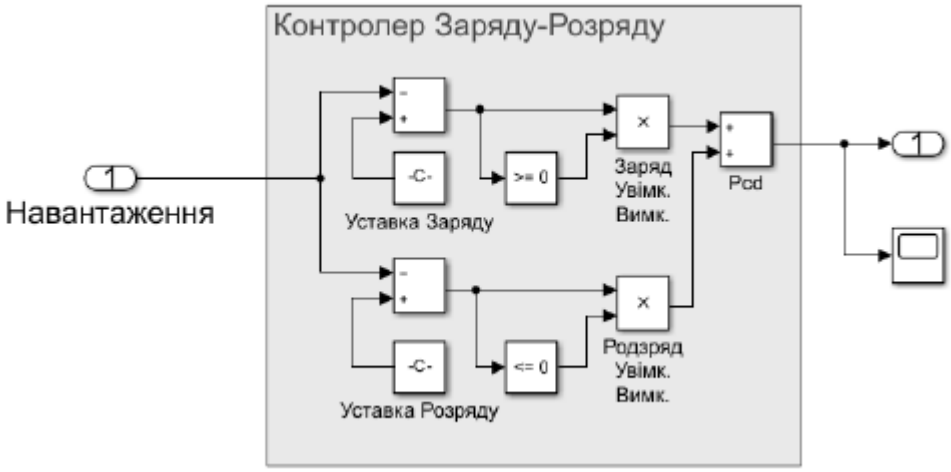


Рисунок 3.2 – Модель контролера заряду-розряду акумуляторної батареї в загальному вигляді

У якості початкових параметрів для нашого налаштування ми використовуємо режим обмеження максимальної споживаної потужності. Встановлена потужність ФЕМ на рівні 10 МВт, встановлена потужність інверторів – 6,3 МВт (DC/AC ratio 1.59), ефективність роботи CEC – 90 % (тобто технологічні втрати на рівні 10 %). У відповідності до цих налаштувань, потужність заряду та розряду (P_{cd}) на виході з контролера показана на рисунку 3.3.

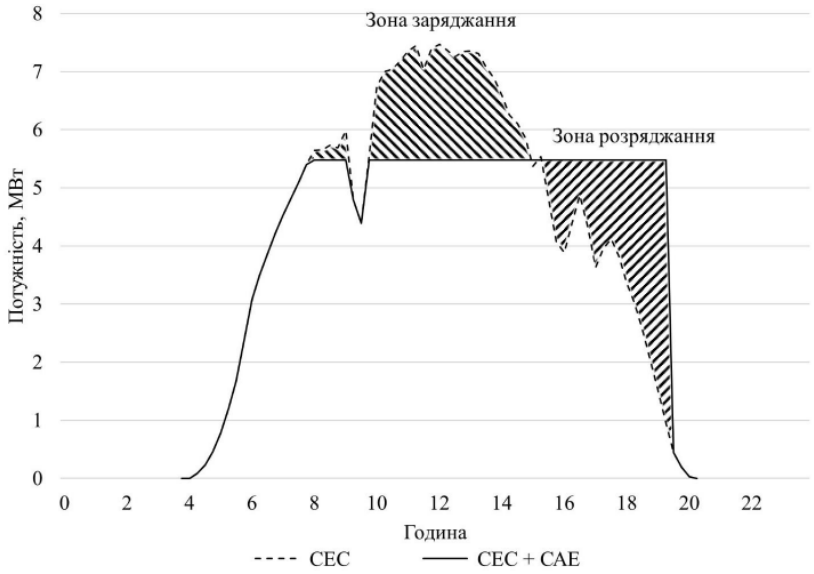


Рисунок 3.3 – Графік потужності заряду-розряду P_{cd} на виході з контролера

Модель системи акумулювання електричної енергії з врахуванням номінальної потужності перетворювача та коефіцієнтом перетворення наведена на рисунку 3.4

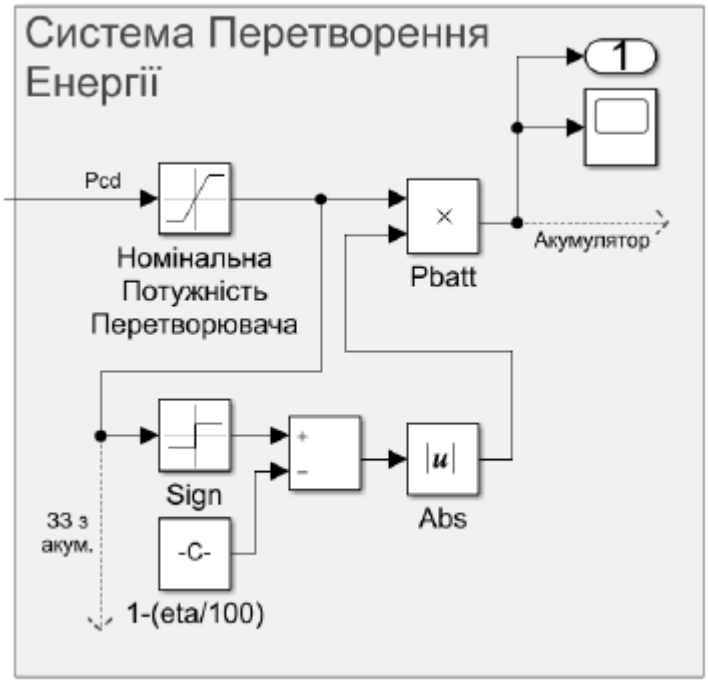


Рисунок 3.4 – Модель системи акумулювання електричної енергії

На рисунку 3.5 наведений графік стабілізації (вирівнювання) потужності СЕС с САЕ протягом одного повного циклу заряджання/розряджання акумуляторної батареї триває 24–27 годин.

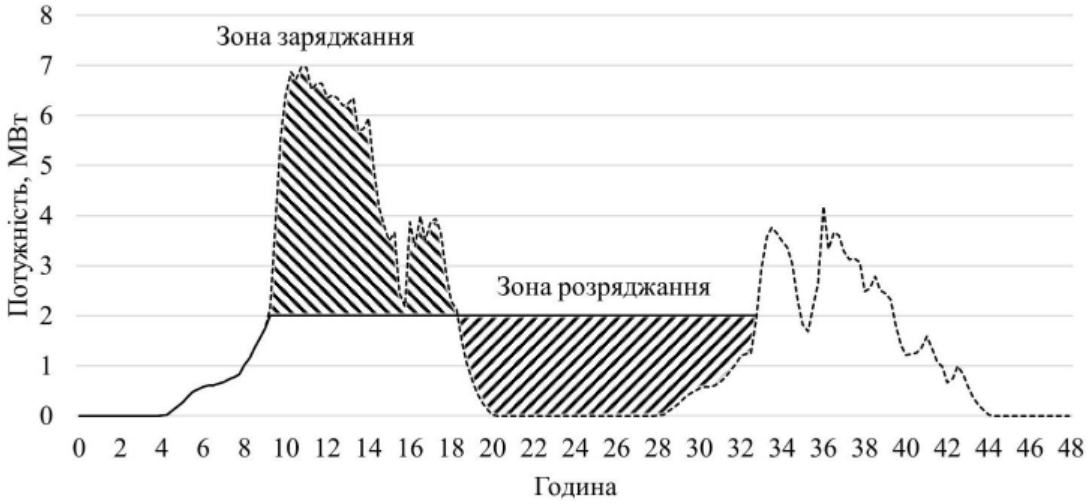


Рисунок 3.5 – Графік потужності на вході в акумулятор

Графік показує, що система перетворення енергії має недостатньо потужності для покриття пікового навантаження з 18 до 32 години. У цей період потужність сягає 2 МВт, що перевищує встановлену номінальну потужність перетворювача на 10%. Це сталося через коефіцієнт ефективності перетворювача (θ), який становить 90%.

Потужність, яку генерує система акумулювання електричної електроенергії, контролюється через систему управління, яка включає та вимикає перетворювач. Ця система управління використовує зворотний зв'язок з акумулятором для регулювання потужності. Потім вихід з цього блоку підключається до точки з'єднання між навантаженням та електричною мережею за допомогою блоку додавання.

Також до системи входить допоміжний блок живлення зображений на рисунку 3.6.

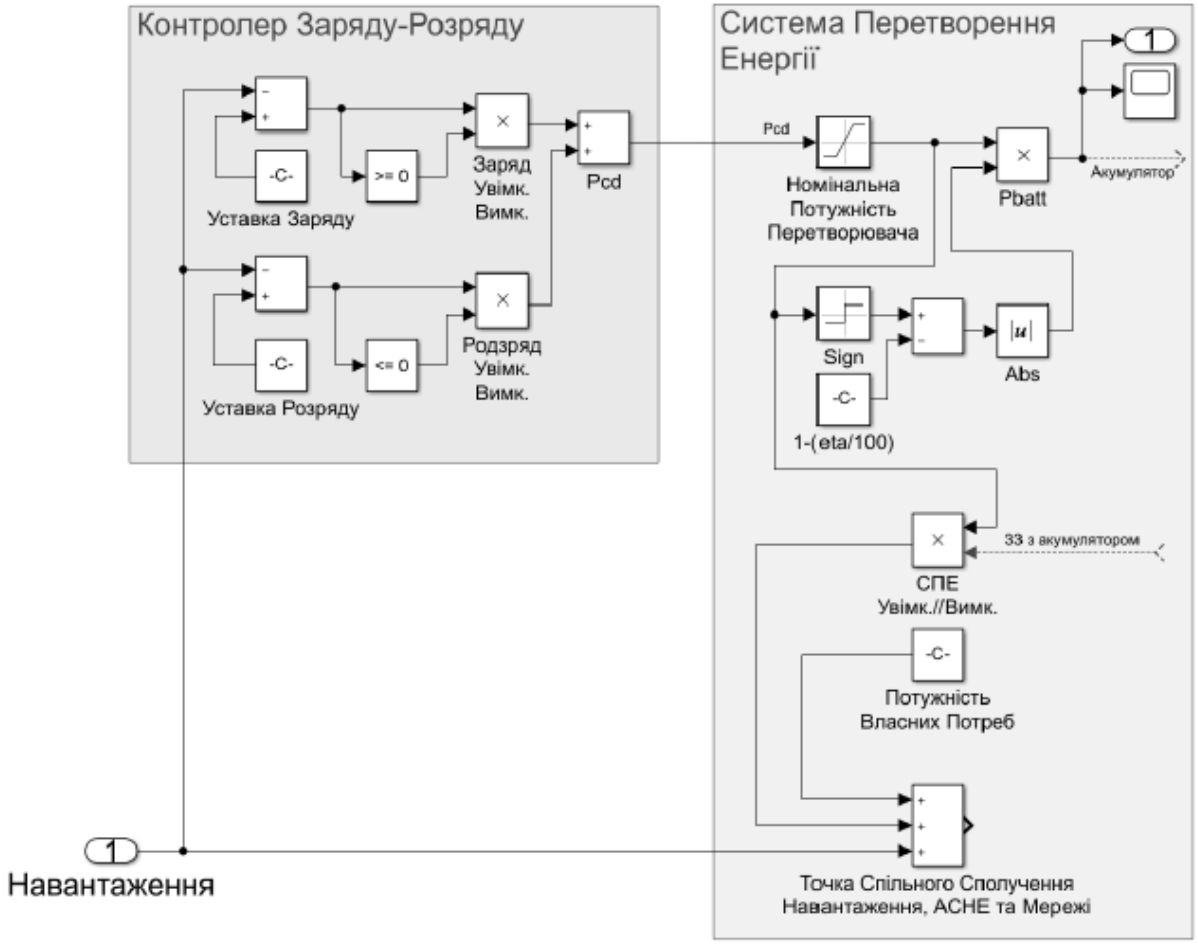


Рисунок 3.6 – Моделі перетворювача з контролером

Він забезпечує енергію, необхідну для нормальної роботи всієї системи енергозберігання CAE. Цей блок включає в себе компоненти охолодження, моніторингу, зв'язку, захисту, розподільчі пристрої, освітлення та інші. Зазвичай, потужність цього блоку становить від 5% до 20% від номінальної потужності системи акумулювання енергії.

Модель акумулятора з можливістю запису даних у пам’ять наведено на рисунку 3.7.

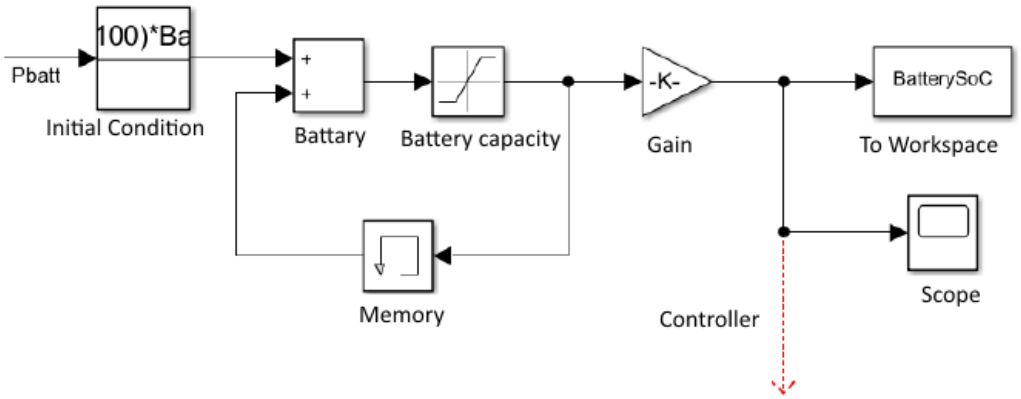


Рисунок 3.7 – Модель акумулятора з можливістю запису даних у пам’ять

1) Initial Condition – початковий заряд акумулятора, дозволяє користувачеві встановити початковий стан заряду батареї у відсотках. Це звичайна практика перед введенням САЕ в експлуатацію. Попередньо, батарею заряджають до певного рівня заряду, зазвичай до 30%.

2) Memory – блок пам’яті, використовується для введення затримки на один крок інтегрування в моделі. На виході цього блоку отримуємо попереднє вхідне значення, і в цій моделі воно використовується для зберігання поточного стану накопиченої енергії. Разом із блоком додавання, цей блок утворює акумулятор енергії батареї

3) Battery capacity – блок насичення визначає ємність акумулятора та гарантує, що рівень заряду акумулятора не опуститься нижче 0% і не перевищить 100%.

4) Gain блок, що використовується для перетворення одиниць енергії акумулятора в кіловат-години у рівень заряду у відсотках.

5) To Workspace, Scope – вихідні дані про стан заряду батареї надаються в робочу область для моніторингу та використання. Це дозволяє аналізувати продуктивність, будувати графіки та встановлювати зворотний зв'язок з системою перетворення енергії.

Зворотній зв’язок з САЕ визначено у формулі (3.4).

$$\mathrm{PC}S_{en} = SoC \leq 0 \cup oC \geq 100 \qquad (3.14)$$

Якщо стан заряду менше 0% або більше 100%, то PCS_{en} дорівнює логічному нулю, щоб вимкнути вихід системи перетворення енергії через блок множення, це гарантує, що САЕ не продовжить заряджати/розряджати батарею, коли значення не досягне 100% або 0% заряду відповідно.

На рисунку 3.8 наведено загальний вигляд моделі системи акумулювання електричної енергії із зв’язками з контролером.

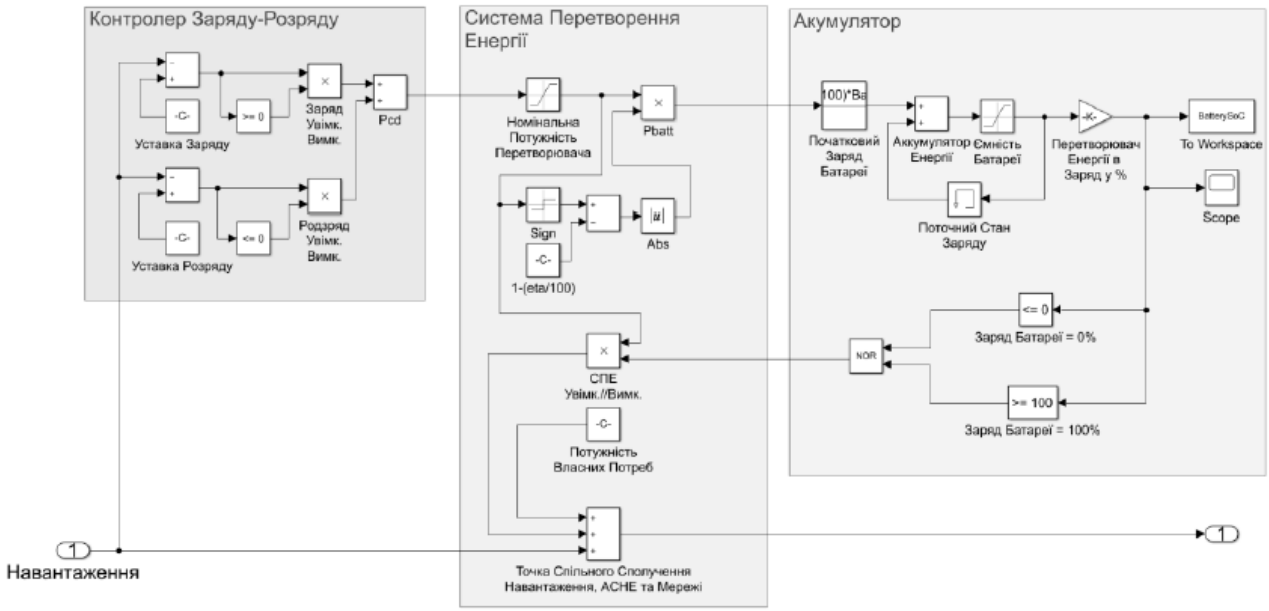


Рисунок 3.8 – Модель системи акумулювання електричної енергії

3.4 Аналіз результатів моделювання роботи системи акумулювання електричної енергії

На рисунку 3.9 наведено графік повної стабілізації потужності за рахунок впровадження системи акумулювання електричної енергії.

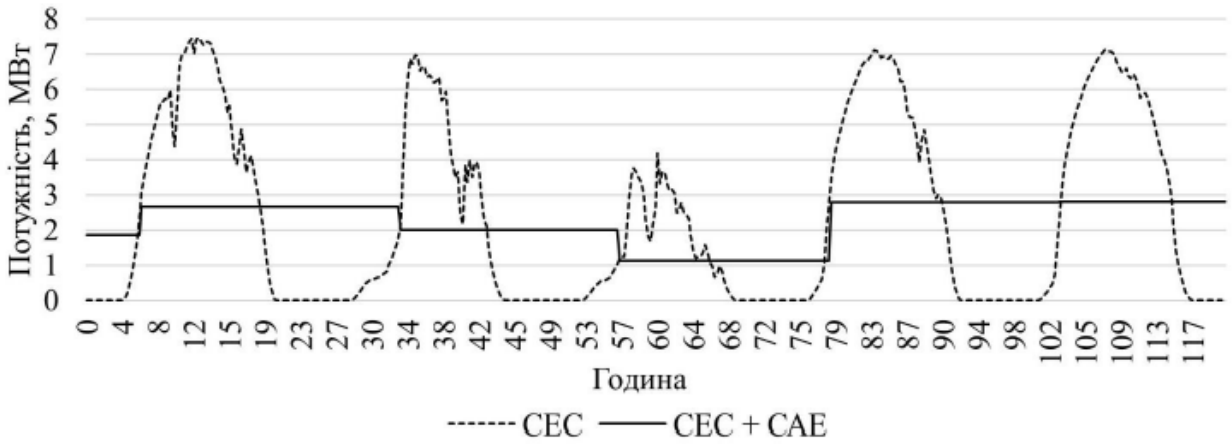


Рисунок 3.9 – Графік повної стабілізації потужності за рахунок впровадження системи акумулювання електричної енергії

З рисунку 3.9 видно, що між сусідніми циклами відбуваються зміни в потужності, яка подається в електроенергетичну систему, і ці зміни розташовуються у діапазоні від 1,14 до 2,8 МВт.

Висновки. В даному розділі було розглянуто параметри, необхідні для моделювання роботи систем акумулювання електричної енергії. Для моделювання роботи системи акумулювання енергії необхідно враховувати різні режимі роботи СЕС і параметри, що впливають на її ефективність та продуктивність. Ці параметри включають ємність, потужність, ефективність зарядки та розрядки, час зарядки та розрядки, втрати енергії та інші. Витрати електричної енергії під час процесів зберігання та використання є значущим показником у моделюванні систем накопичення енергії. Зменшення цих втрат сприяє підвищенню продуктивності та ефективності системи.

Розробка моделі системи акумулювання електричної енергії зроблена у програмному середовищі MATLAB/Simulink. Модель включає в себе три підсистеми – контролер, перетворювач, акумулятор.

Контролер відповідає за моніторинг та керування процесами зарядки та розрядки акумулятора. Модель контролера включає в себе врахування вхідної потужності, яку необхідно перетворити через перетворювач.

Ця система виконує функцію перетворення електричної енергії між джерелами енергії та акумулятором і включає в себе проміжні пристрої, такі як інвертори, зарядні пристрої, перетворювачі постійного та змінного струму та інші компоненти. Модель системи перетворення враховує їхню ефективність та потужність. Модель акумулятора враховує його ємність, ефективність зарядки та розрядки, а також втрати енергії під час процесів зберігання і витрати.

На основі розробленої розрахункової математичної моделі стабілізації потужності за рахунок впровадження системи акумулювання електричної енергії був встановлена взаємозв'язок між номінальними параметрами системи для зберігання надлишкової електроенергії (САЕ) та встановленою потужністю СЕС.

Важливо відзначити, що відповідно до розробленої моделі, спільна робота сонячно-енергетичної системи (СЕС) та системи акумулювання енергії (САЕ) гарантує стабілізацію потужності, тобто вирівнювання потужності, яка надходить в електроенергетичну систему. Це означає, що СЕС працюватиме в режимі базового забезпечення енергією (загальної потреби) у зоні покриття.

Однак важливо враховувати, що під час переходів між сусідніми повними циклами заряджання та розряджання акумуляторної батареї можуть виникати різкі зміни в потужності. Тому управління режимами роботи системи акумулювання електричної енергії від сонячної генерації за допомогою контролера, який дозволить компенсувати зміни навантаження в системі, забезпечуючи стабілізацію потужності сонячно-енергетичної системи (СЕС) протягом більш тривалого часу. Проте це може призвести до тимчасового недовипуску електричної енергії та, відповідно, до зниження ефективності роботи СЕС.

4. ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ ТЕМПЕРАТУРИ

4.1 Розробка схеми PV-системи з акумуляторною системою накопичення електричної енергії

У існуючих стандартах для схем з'єднань силові інвертори негайно відключаються від мережі, коли напруга падає до точки приєднання (POI), наприклад, через несправності в мережі. Напруга в POI не регулюється електростанцією на відновлюваній енергії. Однак із підвищенням рівня поновлюваної генерації підключені до мережі сонячні системи змінюються від систем розподілу до систем передачі, та стандарти оновлюються (стандарт FERC 661 та 661A), щоб забезпечувати вироблення відновлюваної енергії підключеним до мережі установкам, забезпечити допоміжні можливості під час несправності та після аварії.

Використання акумуляторів енергії дають можливість безперебійної роботи системи, можливість управління реактивною потужністю для регулювання напруги або коефіцієнта потужності.

Деякі виробники реалізують можливість системи безперебійної роботи (FRT), зменшуючи вихідну потужність генерації PV, в той же час максимізують реактивну потужність (щоб обмежити струм IGBT від перевищення його проектного номінального значення), щоб уникнути падіння напруги в моменти ушкодження. Це можливо реалізувати шляхом зміщення робочої напруги фотоелектричної панелі від максимальної генерації точки живлення (МРП). Цей процес зменшує вироблення електроенергії протягом часу пошкодження та знижує ефективність фотоелектричних установок.

Це особливо важливо для великих, пов'язаних між собою мереж сонячних електростанцій, які генерують від 100 МВт електричної енергії, де зменшення її вироблення в перехідних процесах стане настільки значним, що ними не можна нехтувати, як зазначено у [34]. Одним із можливих підходів до вирішенню цієї

проблеми є використання вихідних потужностей сонячної електростанції для зарядки системи акумулювання енергії (BESS), протягом періоду пошкоджень, без втрати сонячної генерації, в той час як вплив струму при пошкодженні зменшується або виключається. Передбачається, що модуль системи акумулювання електричної енергії встановлено на шині постійного струму силового інвертора, як показано на рис. 4.1.

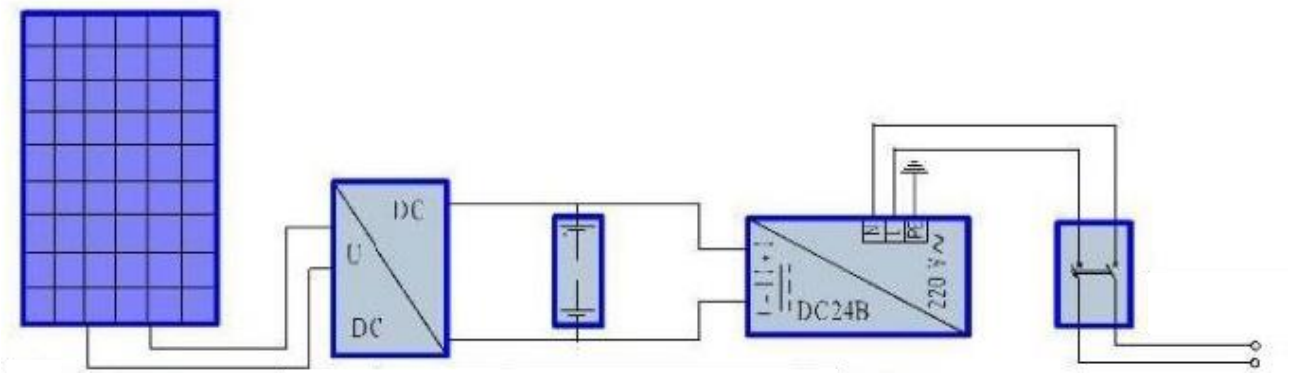


Рисунок 4.1 – Загальна системна схема PV-системи з акумуляторною системою накопичення електричної енергії

Метою використання модулю системи акумулювання електричної енергії є запобігання вплив струму короткого замикання в роботі сонячній електростанції, що дозволить підвищити ефективність роботи системи.

З розгортанням системи акумулювання електричної енергії (BESS) і належним контролем, потужність, що виробляється сонячною електростанцією, може бути поставлена в мережу або систему BESS при необхідності. BEC, що розряджає, діє як генератор, а BESS, що заряджається, діє як активне навантаження. Вклад струму короткого замикання від сонячної електростанції може бути обмежений струмом сонячного інвертора, що має можливість керування струмом [18].

Перевага включення системи BESS у сонячну фотоелектричну установку полягає в тому, що завдяки зменшенню реальної потужності, що надходить до мережі, ємність інвертора PCS з боку енергосистеми може бути повністю

використана для введення реактивної потужності, щоб підтримати відновлення напруги в точці з'єднання POI під час та після аварії. Ще одна перевага системи накопичення та зберігання електроенергії полягає у зменшенні вихідних коливань, спричинених зміною сонячного випромінювання під час проходження хмар.

Система перетворення електричної енергії (PCS) використовується для сонячних електростанціях та інших типах відновлюваних джерел енергії, підключених до електричної мережі, наприклад вітроелектричних станцій. Системи PCS можуть мати різну архітектуру, наприклад, одноступінчасту (тільки для інвертора, підключеного до мережі) або двоступінчасту з системою перетворення енергії PCS (наприклад, AC/DC перетворювач та інвертор з мережевим підключенням).

Структура, яка вказана на рис. 4.1, найбільш конструктивна та обрана для сполучення фотоелектричної станції з мережею через додатковий ступінь свободи, яку вона може надати. У цій топології функція AC/DC-перетворювача, підключеного до PV-системи, полягає у відстеженні MPP сонячної установки шляхом регулювання вихідної напруги фотоелектричних модулів.

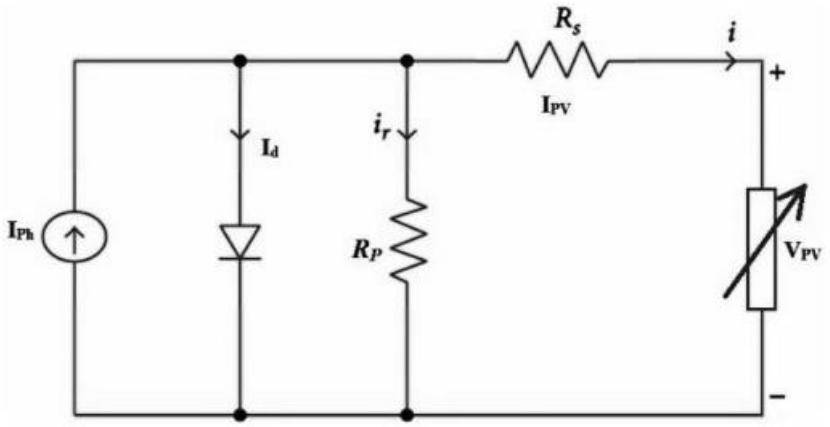


Рисунок 4.2 – Еквівалентна електрична схема сонячного елемент

Перетворювач постійного струму в змінний струм збільшує вихідну напругу постійного струму з сонячної батареї до рівня, що перевищує значення напруги точки POI так, що підвищуючий трансформатор не потрібен для

інвертора джерела напруги при подачі електроенергії до мережі. Цей метод був запропонований у дослідженнях без трансформаторних фотоелектричних інверторів з використанням нових потужних електронних пристроїв із високою потужністю.

У схемі на рис. 4.2 використовується інвертор з мережевим інтерфейсом, який перетворює струм з постійного на змінний і контролює активну, що надходить до мережі реактивну потужність [35]. В системі перетворення енергії (PCS), описаної вище, система накопичення та зберігання електричної енергії (BESS) підключена до лінії постійного струму сонячної електростанції. Процеси заряджання та розрядки виконуються шляхом регулювання струму відповідного перетворювача постійного струму у системі BESS.

Це може компенсувати уривчастість вихідної потужності фотоелектричної установки в нормальних умовах, тобто мінливість сонячного випромінювання через хмари, що проходять. Інші функції підтримки мережі, такі як регулювання частоти також можуть бути надані фотоелектричною установкою за допомогою акумуляторної системи акумульованої енергії. У цих випадках BESS може передавати енергію, а також отримувати енергію від вузла постійного струму для зарядки, поки сонячна установка працює на MPP для досягнення максимально можливої ефективності.

Тому для системи BESS реалізовано двонаправлений перетворювач постійного струму на змінний струм, як показано на рисунку 4.1. Основна увага у цьому процесі приділяється функції акумуляторної системи зберігання енергії (BESS) для збереження сонячної енергії під час збою і, таким чином, інвертор, підключений до мережі, забезпечує підтримку напруги, що дозволяє працювати системі під час аварій.

4.2 Контролер для FRT-системи сонячної генерації з інтегрованою енергосистемою

Електрична конфігурація із пов'язаною схемою управління інвертором зв'язку мережі показано на рисунку 4.3.

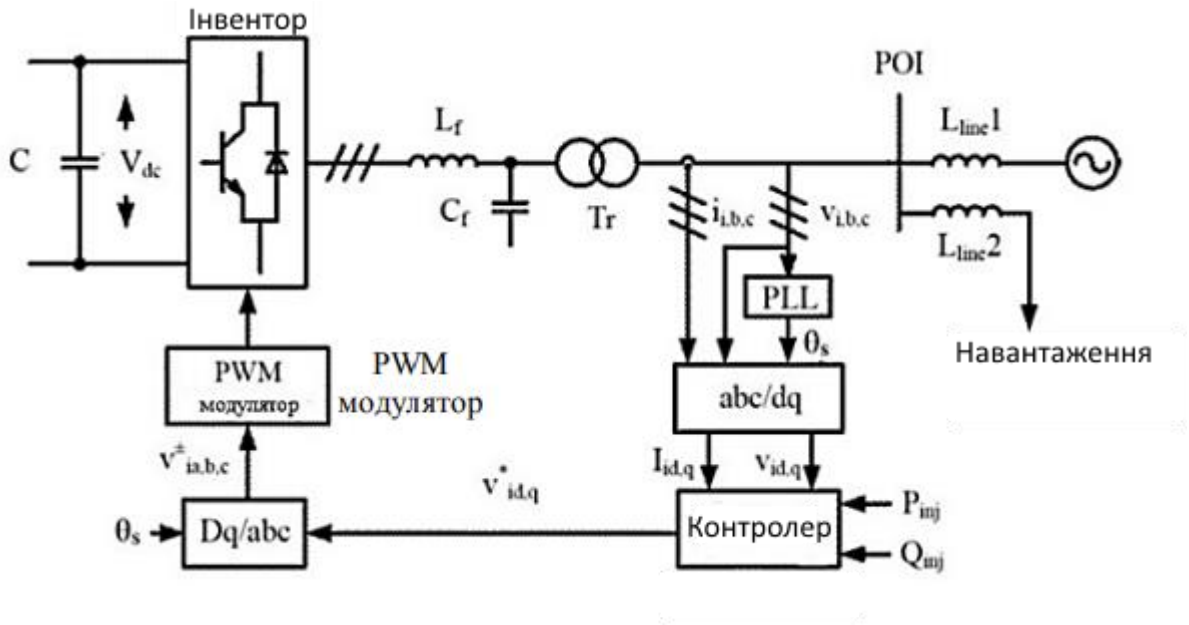


Рисунок 4.3 – Інверторна схема мережа-інвертор

Основна концепція управління D-D, щоб виконати перетворення опорного імпульсу з нерухомої системи координат (a-b-скоордината) опорний імпульс, який синхронно працює з d-q імпульсом, тобто, Dq/abc перетворення. Після перетворення реальна та реактивна потужність інвертора може керуватися роздільно, регулюючи включення струму по осі d і осі q в мережі відповідно, як показано в (4.7).

$$\begin{cases} P_{inj} = 3/2 I_{id} \cdot V_{id} \\ Q_{inj} = -\frac{3}{2 I_{id}} \cdot V_{id}, \end{cases} \quad (4.1)$$

На основі цієї пов'язаної системи відліку d-q система керування для інвертора, підключеного до мережі може складатися з двох каскадних контурів.

Такий керований модуль акумуляторної система зберігання енергії (BESS) може забезпечити можливість роботи системи безперебійної роботи (FRT-системи) використовуваної для безперебійної роботи фотоелектричної системи.

Також він підвищує ефективність системи генерування електроенергії, оскільки накопичена енергія може бути належним чином поставлена до мережі після аварійного збою

Результати моделювання модуля PV наведено на рис. 4.12.

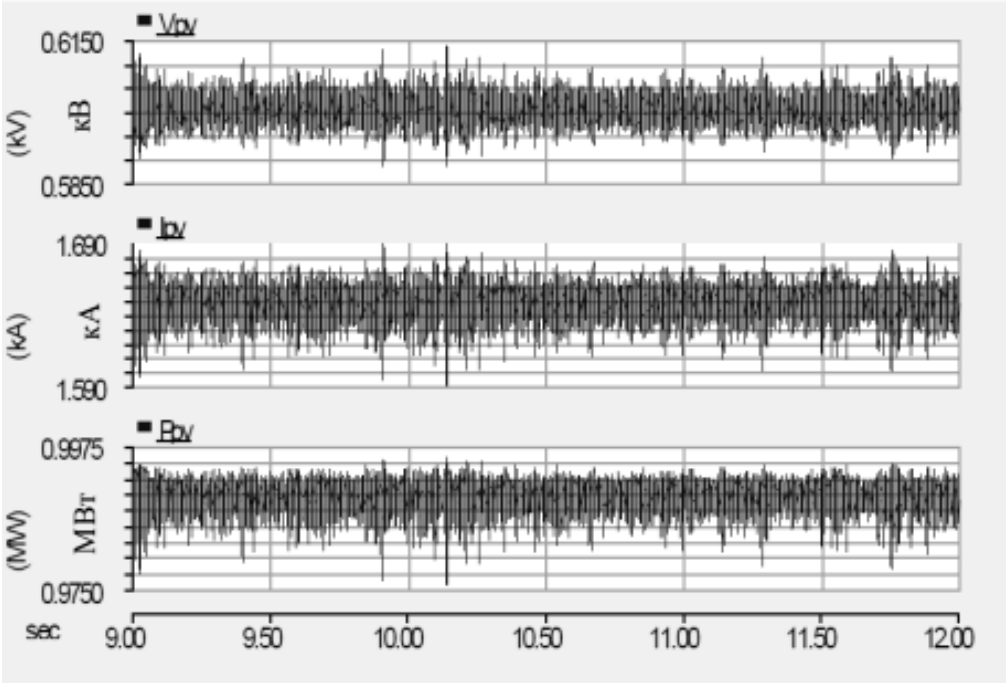


Рисунок 4.3 – Результати моделювання масиву PV (з FRT)

При моделюванні передбачається, що інтенсивність випромінювання в протягом модельованого періоду становить 1000Вт/м^2, А модуль PV-системи управляється так, щоб він завжди працював на MPP. Тому напруга фотоелектричної батареї підтримується на рівні 600В за допомогою алгоритм MPPT. Загальний вихідний струм складає 1,66 кВ, а потужність, що генерується фотоелектричною батареєю, що становить 1 МВт.

На рисунок 4.4 показані результати моделювання акумуляторної системи зберігання енергії (BESS) за цей час.

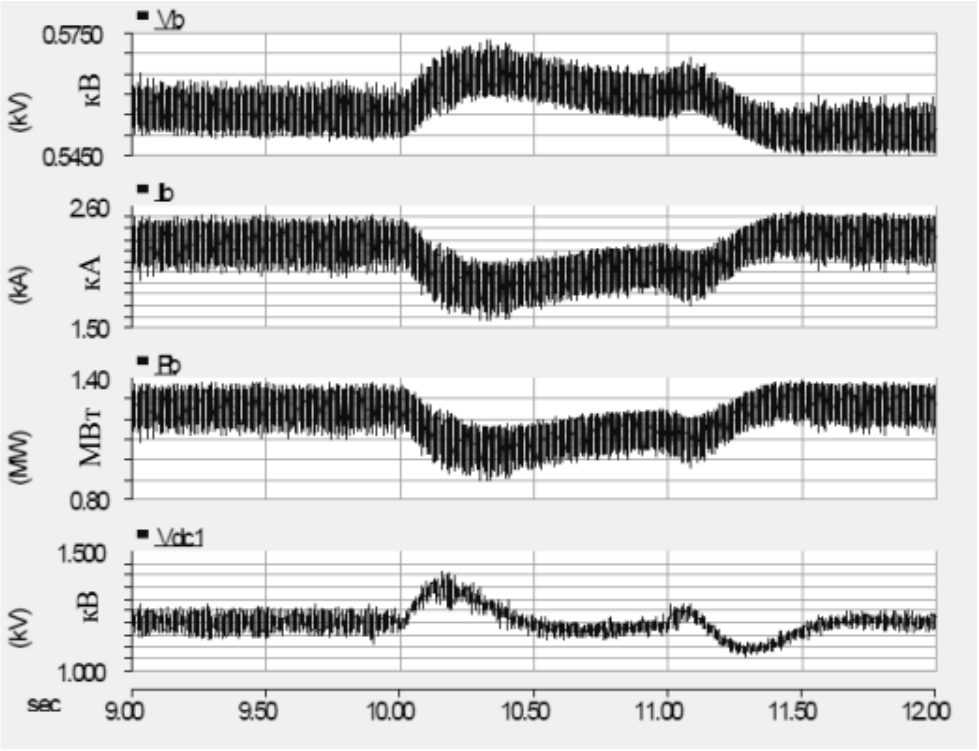


Рисунок 4.4 – Результати моделювання BESS (з FRT-системою)

За нижньою графікою можна виявити, що напруга на ланці постійного струму завжди підтримується біля його еталонного значення 1,2 кВ. За нормальних умов напруга на клемі BESS становить 0,555 кВ, а струм розряду – 2,25 кА. Вироблення електроенергії від BESS складає 1,25 МВт. Порівнюючи результат введення потужності у нормальному стані, центральний графік на рис. 4.10, можна побачити, що після виникнення несправності активна потужність, що подається у мережу, зменшується з 2 МВт до 1,6 МВт. При тому, що фотоелектрична батарея все ще працює на MPP, генеруючи потужність 1 МВт (нижній графік на рис. 4.12) та що вихідна потужність акумуляторної системи накопичення енергії (BESS) знижується до 1,1 МВт (третій графік на рис. 4.4). Два верхні графіки показують напругу та струм модуля акумуляторної системи зберігання енергії (BESS) відповідно.

4.3 Вибір та обґрунтування технічних засобів САР

Вибір комплексу технічних засобів (КТЗ) для САР потужності та навантаження обґрунтований необхідністю побудови високошвидкісного, завадостійкого та відмовостійкого контуру керування в реальному часі. Система має забезпечувати автоматичне двоспрямоване перенесення енергії, витримувати пікові навантаження та виконувати прецизійну стабілізацію параметрів DC-ланки й виходу AC.

Нижче наведено детальні технічні характеристики та обґрунтування вибору основних функціональних елементів САР відповідно до загальної системної схеми (рис. 4.1).

1. Програмований логічний контролер (ПЛК) середнього рівня.

Для виконання центральних алгоритмів САР, розрахунку енергетичних балансів за добовими графіками, обробки сигналів МРРТ та логічного керування режимами «Зарядка / Розрядка / Зберігання» обрано потужний ПЛК модульної архітектури.

Модель: Schneider Electric Modicon M340 (або дубльований комплекс Modicon TSX Quantum для великих промислових об'єктів).



Рисунок 4.5 – Програмований логічний контролер Modicon M340

Контролер має високу обчислювальну потужність, вбудовані блоки апаратної підтримки плаваючої коми для ПІ-регуляторів та підтримує

промисловий протокол Modbus TCP для прямого зв'язку з інвертором, BMS акумулятора та SCADA-системою верхнього рівня.

Технічні дані процесорного модуля ПЛК:

Швидкість виконання логічних інструкцій: 0,12 мкс.

Вбудована пам'ять програм: 4 Мб (енергонезалежна).

Комунікаційні інтерфейси: Ethernet RJ45 (Modbus TCP), USB 2.0, CANopen.

Клас захисту модульного шасі: IP20 (встановлюється в герметичну шафу зі ступенем захисту IP54).

2. Зарядно-розрядний пристрій (ЗРП) – DC/DC перетворювач

ЗРП виступає головним виконавчим органом САР в контурі керування струмом батареї. Він реалізує чергування фаз для мінімізації динамічних втрат і працює у двоспрямованому режимі (знижувальний при зарядці, підвищувальний при розрядці).

Промисловий двоспрямований перетворювач потужності серії Bidirectional DC/DC Converter-50K.

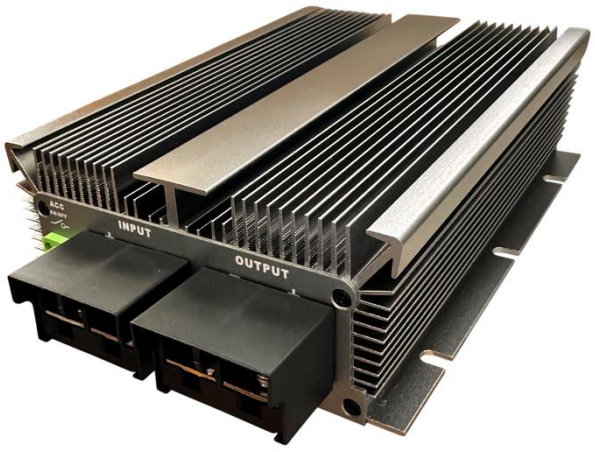


Рисунок 4.6 – Промисловий двоспрямований перетворювач потужності серії Bidirectional DC/DC Converter-50K

Забезпечує роботу з високою напругою DC-ланки (до 1000 В) та підтримує високоточне цифрове регулювання за командами від ПЛК через шину CAN або Modbus TCP.

Технічні дані ЗРП:

Номінальна потужність: 50кВт.

Діапазон вхідної/вихідної напруги (сторона СЕС/Мережі): 400 -900В DC.

Діапазон напруги на стороні АКБ: 200 - 750В DC.

Максимальний струм заряду/розряду: ±100А.

Максимальний ККД перетворення: 98,5%.

Інтерфейс керування: Modbus TCP / CANopen.

3. Акумуляторна батарея (АКБ) з інтегрованою системою BMS

Накопичувач енергії забезпечує тривале зберігання надлишків сонячної генерації та покриття дефіциту потужності за умов обмеження пропускної здатності ліній.

Хімічний тип: Літій-залізо-фосфатний ($LiFePO_4$).

Модель модуля: Pylontech PowerCube-H2 (промислова високовольтна стійка).



Рисунок 4.7 –Акумуляторна батарея Pylontech US5000-1C

Обґрунтування вибору: $LiFePO_4$ технологія гарантує термічну та хімічну стабільність, високу щільність енергії та глибокий розряд (DOD = 90\%) без деградації пластин.

Технічні дані акумуляторної системи:

Номінальна енергетична ємність стійки ($А_{ак}$): 71кВт/год.

Номінальна напруга системи: 576В DC (збирається послідовно з модулів по 48В).

Струм зарядки/розряду (номінальний): 50А (0,5 С).

Струм зарядки/розряду (максимальний): 100А (1 С).

Кількість робочих циклів (при DOD = 80%): 6000 циклів.

Функції вбудованої системи BMS: покомірковий контроль напруги (\pm 2мВ), моніторинг температури, захист від КЗ та перевантаження, обчислення SOC (State of Charge).

4. Мережевий гібридний інвертор (DC/AC)

Інвертор здійснює перетворення постійного струму DC-шини в синусоїдальний змінний струм трифазної мережі, підтримуючи режими паралельної роботи з енергосистемою та ізольованого живлення споживачів.

Модель: аналогічний промисловий трифазний гібридний інвертор Solis S5-GC50K.



Рисунок 4.8 – Аналогічний промисловий трифазний гібридний інвертор Solis S5-GC50K

Обґрунтування вибору: Має інтегровані контури захисту, вбудований моніторинг мережі, високий клас точності стабілізації частоти та напруги і підтримує алгоритм Droop Control для частотно-залежного регулювання.

Технічні дані інвертора:

Номінальна вихідна активна потужність (P_{\text{н): 50кВт.

Максимальна повна потужність: 55кВА.

Номінальна напруга AC на виході: 230В / 400В (трифазна система, виводи L1, L2, L3, N, PE).

Номінальна частота мережі: 50Гц (діапазон регулювання 47 -52Гц).

Максимальний вихідний струм: 79,8А.

Коефіцієнт нелінійних спотворень струму (THDi): < 3\% (при номінальній потужності).

Власне споживання в режимі очікування: < 1Вт.

Ступінь захисту корпусу: IP66.

5. Вимірювальні перетворювачі параметрів режиму (Датчики КВПіА)

Для замикання зворотних зв'язків САР потужності використовуються інтелектуальні вимірювальні прилади з високим класом точності (не гірше ± 0,5 %).

Датчик струму та напруги DC-ланки (АКБ та СЕС):

Вимірювальний перетворювач на основі ефекту Холла серії LEM IT 400-S.



Рисунок 4.9 – Вимірювальний перетворювач LEM IT 400-S

Номінальний діапазон вимірювання струму: 0 – 400А.

Основна похибка вимірювання: ±0,1\%.

Вихідний інтерфейс: Уніфікований струмовий сигнал 4-20мА.

Багатофункціональний датчик параметрів AC-мережі (Аналізатор якості мережі) Schneider Electric PowerLogic PM5300.

Вимірювані параметри: Фазні напруги, струми, активна/реактивна потужність, частота мережі.

Клас точності при вимірюванні активної потужності: 0,5S (згідно з МЕК 62053-22).

Комунікаційний порт: Modbus RTU (RS485) / Modbus TCP.



Рисунок 4.10 – Багатофункціональний датчик параметрів АС-мережі PM5300

6. Комутаційне та захисне обладнання ПАЗ.

Для захисту силових напівпровідникових каскадів від надструмів та безпечного відключення навантаження (крайній правий блок на рис. 4.1) обрано автоматичний вимикач із мікропроцесорним розчеплювачем.

Трифазний автоматичний вимикач серії Schneider Electric Compact NSX100F.



Рисунок 4.11 – Трифазний автоматичний вимикач Compact NSX100F

Номінальний струм теплового розчеплювача: 100А.

Здатність відключення короткого замикання (I_{cu}: 36кА (при напрузі 400В).

Час спрацювання захисту від надструмів (ПАЗ): 20мс (миттєве апаратне відсікання).

Висновки. Системи керування для регулюючого перетворювача акумуляторної системи накопичення енергії (BESS) та перетворювача, підключеного до мережі, спроектовані з урахуванням можливостей FRT-системи.

Завдяки розробленій схемі системи безперебійної роботи (FRT), система акумулювання електричної енергії BESS зберігає енергію, що генерується сонячною станцією, що дозволяє їй продовжувати працювати в умовах MPP протягом усього часу несправності. Водночас резервна потужність інвертора з боку мережі може бути використана для підтримки роботи системи, забезпечуючи додаткове введення реактивної потужності в мережу до її максимальної струмової здібності перемикачів живлення, якщо це необхідно.

Сформований КТЗ на основі контролера Modicon M340, ЗРП модульного типу, літій-залізо-фосфатної батареї Pylontech та мережевого інвертора Solis повністю забезпечує прецизійну працездатність САР. Клас точності вимірювальних приладів (0,1 -0,5\%) суттєво перевищує загальні галузеві вимоги (\pm 3\%), що дозволяє мінімізувати втрати енергії при її накопиченні й перетворенні. Наявність розвинених цифрових інтерфейсів (Modbus TCP, CAN) на всіх рівнях обладнання гарантує високу швидкість реакції системи на хвилинні коливання потужності відновлюваного джерела, забезпечуючи статичну та динамічну стійкість СЕС у складі енергосистеми.

Таким чином, сонячна станція може зіграти свою роль, допомагаючи системі плавно відновлюватися після збоїв та підтримувати стабільність мережі під час пошкодження та в період відновлення після збою. Проведене під час роботи моделювання, підтвердило ефективність запропонованих систем управління.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ І ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

5.1 Охорона праці

Правовий фундамент регулювання безпеки праці в державі формує низка нормативно-правових актів:

– Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 №2694-XII (із відповідними змінами), який визначає засади реалізації конституційного права громадян на безпечні умови життєдіяльності та праці [2];

– Кодекс законів про працю України (КЗпП), який закріплює правові межі тривалості робочого часу, періодів відпочинку, укладання трудових договорів, а також визначає особливості організації праці жінок, молоді та функціонування контролюючих органів;

– Кодекс цивільного захисту України, що регулює питання пожежної та техногенної безпеки на підприємствах та об'єктах енергетики;

– Закон України «Про систему громадського здоров'я» (який прийшов на зміну Закону «Про забезпечення санітарного та епідемічного благополуччя населення»), що визначає критерії безпечного виробничого середовища та гігієни праці;

– «Норми радіаційної безпеки України (НРБУ-97)», які встановлюють диференційовані підходи до протирадіаційного захисту за умов штатної експлуатації джерел іонізуючого випромінювання та у випадках аварійного реагування [3].

Базові дефініції та принципи охорони праці в Україні регламентуються ст. 1 Закону України «Про охорону праці». Відповідно до чинного законодавства, охорона праці є комплексною системою правових, організаційно-технічних, соціально-економічних, санітарно-гігієнічних, а також лікувально-профілактичних заходів і засобів, які спрямовані на безумовне збереження

життя, здоров'я та працездатності працівників у процесі виробничої діяльності [2].

Правовий фундамент регулювання безпеки праці в державі формує низка нормативно-правових актів:

Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 №2694-XII (із відповідними змінами), який визначає засади реалізації конституційного права громадян на безпечні умови життєдіяльності та праці [2].

Кодекс законів про працю України (КЗпП), який закріплює правові межі тривалості робочого часу, періодів відпочинку, укладання трудових договорів, а також визначає особливості організації праці жінок, молоді та функціонування контролюючих органів.

Кодекс цивільного захисту України, що регулює питання пожежної та техногенної безпеки на підприємствах та об'єктах енергетики.

Закон України «Про систему громадського здоров'я» (який прийшов на зміну Закону «Про забезпечення санітарного та епідемічного благополуччя населення»), що визначає критерії безпечного виробничого середовища та гігієни праці.

«Норми радіаційної безпеки України (НРБУ-97)», які встановлюють диференційовані підходи до протирадіаційного захисту за умов штатної експлуатації джерел іонізуючого випромінювання та у випадках аварійного реагування [3].

Специфіка охорони праці в галузі сонячної енергетики.

1. Проектування, монтаж, автоматизація та обслуговування енергетичних сонячних установок (СЕУ) супроводжуються специфічними ризиками (робота на висоті, обслуговування електроустановок під напругою, обертові механізми). Тому, крім загального законодавства, діяльність персоналу у сфері сонячної енергетики жорстко регламентується спеціалізованими нормативними документами:

2. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС) та Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС) –

визначають вимоги безпеки під час обслуговування генераторів, силових перетворювачів та інверторного обладнання ВЕС.

3. НПАОП 0.00-1.15-07 «Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті» [4] є ключовим документом для персоналу, що здійснює сервіс, діагностику систем автоматизації та ремонт елементів системи.

Впровадження автоматизованої системи регулювання навантаженням вітряних турбін безпосередньо спрямоване на підвищення рівня охорони праці, оскільки мінімізує необхідність перебування людини в небезпечній зоні (на висоті всередині гондоли) завдяки дистанційному моніторингу та автоматичному запобіганню аварійним режимам роботи ВЕУ.

5.2 Вимоги до обладнання

Вимоги до обладнання сучасних сонячних енергетичних установок формуються на стику кількох інженерних дисциплін і жорстко регламентуються міжнародними та національними стандартами, зокрема базовою серією ДСТУ EN 61400. З огляду на специфіку експлуатації, конструктивні елементи ВЕУ повинні мати гарантований життєвий цикл не менше двадцяти п'яти років в умовах екстремальних кліматичних факторів. Обладнання гондоли, щогли та лопатей розраховується на стійкість до широкого температурного діапазону, циклічних навантажень, ультрафіолетового випромінювання, а також шквальних поривів вітру, швидкість яких може досягати п'ятдесяти чи сімдесяти метрів за секунду залежно від класу турбіни.

Суворі критерії висуваються до електричної підсистеми, яка повинна безперешкодно інтегруватися в загальну енергомережу відповідно до жорстких вимог національних мережевих кодексів. Силові перетворювачі частоти та інверторне обладнання зобов'язані забезпечувати високу якість генерованої напруги з мінімальним коефіцієнтом гармонійних спотворень. Важливою умовою є наявність функції утримання турбіни в мережі під час короткочасних

аварійних падінь напруги, а також здатність обладнання динамічно регулювати як активну, так і реактивну потужність для підтримки стабільності всієї енергосистеми.

Система автоматизованого керування, яка є ключовим об'єктом проектування, повинна функціонувати в режимі реального часу і мати високу швидкодію при обробці сигналів від первинних датчиків. Вона має забезпечувати прецизійне навантаження електромагнітним моментом генератора.

Додатково до обладнання закладаються високі вимоги щодо промислової безпеки, екологічності та експлуатаційного моніторингу. Сонячні системи обов'язково оснащуються багаторівневими системами блискавкозахисту, інтегрованими в лопаті та щоглу, а також підсистемами вібродіагностики стану підшипників і редуктора. З екологічної точки зору конструкція лопатей має мінімізувати аеродинамічний шум до встановлених санітарних норм для населених пунктів, а програмне забезпечення системи керування повинно автоматично вираховувати та усувати ефект миготіння динамічних тіней від обертання ротора.

5.3 Заходи з електробезпеки

З метою нівелювання ризиків ураження обслуговуючого персоналу електричним струмом, проектування та експлуатація електроустановок здійснюються у суворій відповідності до нормативних вимог: ДСанПіН 3.3.2.007-98, «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ), ДСТУ Б В.2.5-82:2016, НПАОП 40.1-1.32-01 та НАПБ А.01.001-2014. Безпосереднє використання обладнання регламентується нормами НПАОП 40.1-1.01-97 (ПБЕЕ), НПАОП 40.1-1.21-98 (ПБЕЕС) та НПАОП 0.00-7.15-18.

За ступенем небезпеки електротравматизму (згідно з класифікацією ПУЕ) робоче місце оператора належить до 1-го класу, тобто визначається як

приміщення без підвищеної небезпеки через відсутність критичних деструктивних чинників виробничого середовища.

Захист від прямого та непрямого дотику реалізовано шляхом впровадження таких інженерних рішень (відповідно до Глави 1.7 ПУЕ):

1. Основна ізоляція струмовідних частин обладнання для захисту від прямого контакту.

2. Подвійна ізоляція (комбінація основної та додаткової), що мінімізує ризики у разі деградації первинного ізоляційного шару.

3. Захисне заземлення: керуючись п. 6.7.4 НПАОП 40.1-1.21-98, усі доступні для дотику металеві елементи корпусу та допоміжних конструкцій, які можуть опинитися під напругою внаслідок пробою ізоляції, інтегровані в загальний заземлювальний контур.

4. Зважаючи на належність робочого простору до 1-го класу небезпеки, персонал пройшов відповідне навчання за програмою інструктажу з електробезпеки (згідно з п. 6.7.6 ПБЕЕС та Додатком 1 до ПБЕЕ). Результати перевірки знань зафіксовані у відповідному журналі, а операторам присвоєно I групу з електробезпеки.

5.4 Пожежна безпека

Забезпечення пожежної безпеки на об'єктах сонячної генерації та в приміщеннях диспетчерського управління АСУ ТП є критично важливим аспектом охорони праці, регламентованим Кодексом цивільного захисту України та Правилами пожежної безпеки в Україні. Специфіка сонячних енергетичних установок, які поєднують у собі високу концентрацію силового електрообладнання, наявність горючих масел у редукторах та значну висоту конструкцій, вимагає впровадження комплексних інженерно-технічних рішень. Основними причинами виникнення пожеж на ВЕУ є короткі замикання в

генераторі або силових кабелях, перегрів механічних вузлів трансмісії через тертя, а також прямі удари блискавки.

Для захисту панелей встановлюються автономні системи автоматичного пожежогасіння, які здатні виявляти задимлення або критичне підвищення температури на ранніх стадіях і ліквідовувати займання без участі людини за допомогою газових чи порошкових вогнегасних речовин, що не пошкоджують електроніку. Усі матеріали, які використовуються для ізоляції кабелів та внутрішнього оздоблення гондоли, повинні мати високий клас вогнестійкості та не виділяти токсичного диму при нагріванні. Особлива увага приділяється працездатності блискавкозахисту, який відводить надпотужні струми в контур заземлення, запобігаючи термічному руйнуванню конструкцій.

У приміщенні оператора АСУ ТП пожежна безпека забезпечується належним утриманням евакуаційних шляхів, правильним розрахунком електричних навантажень на кабельні мережі ПК та регулярним технічним оглядом комутаційного обладнання. Робочий простір диспетчерської обов'язково оснащується первинними засобами пожежогасіння, зокрема вуглекислотними вогнегасниками, які є безпечними для ліквідації займань електроустановок під напругою. Персонал станції в обов'язковому порядку проходить регулярні інструктажі, протипожежні тренування та навчання діям у надзвичайних ситуаціях, включаючи правила екстреної евакуації та безпечної зупинки технологічного процесу сонячної генерації.

Висновки. У ході виконання розділу було проведено всебічний аналіз питань охорони праці, промислової, пожежної та екологічної безпеки під час проектування, експлуатації та автоматизації сонячних генеруючих установок і робочого місця оператора АСУ ТП. Систематизація нормативно-правової бази підтвердила, що створення безпечного виробничого середовища базується на суворому дотриманні вимог чинного законодавства України, зокрема Кодексу цивільного захисту, профільних інструкцій НПАОП та міжнародних інженерних стандартів.

6. ТЕХНІКО–ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Метою даного розділу є оцінка економічної доцільності впровадження розробленої системи автоматичного регулювання (САР) потужності та навантаження сонячної електростанції (СЕС) з акумуляторною системою накопичення енергії (СНЕ). Модернізація передбачає перехід до сучасної трирівневої архітектури промислової автоматизації на базі мікропроцесорного ПЛК Modicon M340, інтелектуального двоспрямованого DC/DC перетворювача (ЗРП) з чергуванням фаз, високовольтної літій-залізо-фосфатної ($LiFePO_4$) акумуляторної батареї Pylontech PowerCube-H2, мережевого інвертора Solis S5-GC50K та прецизійних датчиків КВПіА.

Основні техніко-економічні переваги проекту:

1. Оптимізація балансу потужності й вирівнювання добового графіка навантаження завдяки гнучкому та координованому автоматичному керуванню процесами зарядки/розрядки в реальному часі.

2. Зниження аварійності, мінімізація тривалих простоїв та захист силових напівпровідникових каскадів інвертора й ЗРП завдяки впровадженню підсистеми протиаварійного захисту (ПАЗ) на базі швидкісних вимикачів Compact NSX.

3. Максимізація терміну служби коштовної акумуляторної системи за рахунок поосередкового BMS-контролю та стабілізації зарядних струмів за алгоритмом CC/CV.

Капітальні вкладення (К) складаються з вартості обладнання, допоміжних матеріалів, а також витрат на монтаж і пусконалагоджувальні роботи:

$$K = K_{обл} + K_{мат} + K_{монт}, \qquad (6.1)$$

Кошторис витрат на придбання обладнання та матеріалів наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Кошторис витрат на придбання обладнання та матеріалів

Найменування статті витрат / обладнання	К-сть, шт/комп.	Вартість, грн.
Процесорний модуль ПЛК Modicon M340 із шасі та модулями вводу-виводу	1 комп.	85 000
Двоспрямований фазозсувний DC/DC перетворювач (ЗРП) 50 кВт	1	180 000
Високовольтна літієва АКБ LiFePO4 Pylontech PowerCube-H2 (71 кВт·год з BMS)	1	750 000
Гібридний мережевий трифазний інвертор Solis S5-GC50K (50 кВт)	1	140 000
Датчики струму LEM (ефект Холла) та аналізатор мережі PowerLogic PM5300	1 комп.	35 000
Герметична шафа КВПіА (IP54), комутаційне обладнання ПАЗ Compact NSX, ДБЖ, кабелі	1 комп.	65 000
Всього витрат на обладнання та матеріали ($К_{обл}+К_{мат}$)		1 255 000
Проєктно-конструкторські роботи (10% від вартості КТЗ)		125 500
Монтажні, шеф-монтажні та пусконалагоджувальні роботи (15% від вартості КТЗ)		188 250
ЗАГАЛЬНІ КАПІТАЛЬНІ ВКЛАДЕННЯ (К)		1 568 750

Витрати на монтаж та пусконалагодження ($К_{монт}$) приймаються в розмірі 20% від вартості КТЗ:

$$К_{монт} = 1568750 \cdot 0{,}20 = 313750 \text{ грн.}$$

Сумарні капітальні вкладення в проект:

$$К = 1568750 + 313750 = 1882500 \text{ грн.}$$

Розрахунок експлуатаційних витрат.

Експлуатаційні витрати до і після впровадження проекту включають

амортизаційні відрахування, витрати на поточний ремонт та обслуговування. Для автоматизованих систем мікропроцесорного типу річні витрати на обслуговування значно менші через відсутність рухомих контактів і високу надійність.

Норма амортизації для засобів обчислювальної техніки та автоматики становить $N_a = 12\%$.

$$\text{А} = K \cdot \frac{N_a}{100\%} = 1568750 \cdot 0{,}12 = 188250 \ \frac{\text{грн.}}{\text{рік}}. \qquad (6.2)$$

Витрати на поточне обслуговування та ТР (Р).

Приймаються в розмірі 4% від капітальних вкладень:

$$\text{Р} = 1255000 \cdot 0{,}04 = 50200 \ \frac{\text{грн.}}{\text{рік}}. \qquad (6.3)$$

Разом річні експлуатаційні витрати на систему САР ($C_{САР}$):

$$\text{С}_{\text{САР}} = 188250 + 50200 = 238450 \ \frac{\text{грн.}}{\text{рік}}. \qquad (6.4)$$

Розрахунок економічного ефекту.

Економічний ефект досягається за рахунок двох факторів:

1. Економія від усунення втрат надлишкової енергії та зрізання піків навантаження ($\Delta C_{ен}$): завдяки прецизійному регулюванню та буферному накопиченню в АКБ, станція не втрачає надлишки денної генерації СЕС і заміщує купівлю дорогої мережевої електроенергії під час ранкових та вечірніх макс-піків. При річному обсязі завантаження/розвантаження через систему накопичення на рівні 42000 кВт год/рік та промисловому тарифі (включаючи плату за перетоки й потужність) у 8,50 грн. за кВт · год, чистий грошовий ефект становить:

$$\Delta C_{АКБ} = 210000 \text{ грн./рік.} \quad (6.5)$$

Запобігання деградації та подовження терміну служби АКБ ($\Delta C_{АКБ}$): без інтелектуальної САР та BMS-балансування за умов жорстких температурних і струмових режимів літієва батарея промислового класу здатна передчасно вийти з ладу. Прецизійне ШІМ-регулювання ЗРП та поосередковий контроль збільшують життєвий цикл системи накопичення, що запобігає капітальним збиткам та пролонгує період експлуатації стійки. Експертна оцінка цеху щодо збереження амортизаційного ресурсу АКБ та уникнення витрат на аварійні ремонти й заміни осередків становить:

$$\Delta W = 42000 \cdot 8{,}50 = 357000 \ \frac{\text{кВт} \cdot \text{год.}}{\text{рік}} \quad (6.5)$$

Загальна річна економія від впровадження ($\Delta C_{заг}$):

$$\Delta C_{заг} = 357000 + 210000 = 567000 \text{ грн./рік.}$$

Чистий річний економічний ефект (прибуток) системи (Е): Розраховується як різниця між загальною економією та експлуатаційними витратами на утримання автоматики:

$$E = 567000 - 238450 = 328550 \text{ грн./рік.}$$

Розрахунок показників ефективності інвестицій.

Термін окупності проекту ($T_{ок}$) показує час, за який капітальні вкладення повністю повернуться за рахунок генерованого чистого прибутку:

$$T_{ок} = \frac{К}{П} = \frac{1568750}{328550} = 4{,}77 \text{ років.} \quad (6.7)$$

Коефіцієнт економічної ефективності (E):

$$E = \frac{1}{T_{ок}} = \frac{1}{4,77} = 0,21 \quad (6.8)$$

Отримане значення E = 0,210 перевищує нормативний коефіцієнт ефективності для галузі відновлюваної енергетики та автоматизації ($E_н$ = 0,12 - 0,15), що свідчить про доцільність капіталовкладень.

Висновок. Проведені техніко-економічні розрахунки повністю підтвердили високу фінансову та експлуатаційну спроможність модернізації об'єкта. При загальних капітальних витратах у розмірі 1 568 750 грн на придбання передового КТЗ на базі ПЛК Modicon M340, ЗРП потужністю 50 кВт та високоефективної системи накопичення Pylontech, чистий річний економічний ефект становить 328 550 грн. Проєкт повністю окупається за 4,77 року, що є відмінним індикатором для промислових систем альтернативної енергетики та кіберфізичних мереж Smart Grid, а коефіцієнт ефективності інвестицій (0,210) доводить раціональність використання фінансових ресурсів підприємства.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі бакалавра успішно вирішено актуальне науково-практичне завдання з розробки та техніко-економічного обґрунтування системи автоматичного регулювання (САР) потужності та навантаження сонячної електростанції з інтегрованою акумуляторною системою накопичення електричної енергії. На основі проведених досліджень, розрахунків та моделювання сформульовано такі основні висновки та результати:

1. Проведено детальний аналіз сонячної електростанції як об'єкта автоматичного керування. Визначено, що основними дестабілізуючими чинниками процесу є стохастичний характер сонячної інсоляції, висока швидкість зміни поточної генерації у межах декількох хвилин та незбіг періодів максимальної продуктивності СЕС із вечірніми піками електроспоживання. Обґрунтовано необхідність використання буферних накопичувачів для постійного збалансування попиту та пропозиції електроенергії, захисту мережі від коливань напруги й частоти, а також запобігання аварійним відключенням.

2. Обґрунтовано та сформовано комплекс технічних засобів (КТЗ) для реалізації трирівневої архітектури АСУ ТП. Для середнього рівня автоматизації обрано високопродуктивний промисловий ПЛК модульної архітектури Modicon M340, що забезпечує координацію режимів у реальному часі. Як виконавчий орган задіяно двоспрямований фазозсувний DC/DC перетворювач (ЗРП) потужністю 50 кВт із модульною топологією та чергуванням фаз для мінімізації динамічних втрат. Для накопичення енергії обрано високовольтну літій-залізо-фосфатну ($LiFePO_4$) акумуляторну батарею Pylontech PowerCube-H2 (71 кВт год) з інтегрованою цифровою системою BMS, яка за експлуатаційними характеристиками, глибиною розряду та життєвим циклом (понад 6000 циклів) є найбільш оптимальною для промислових СЕС. Вихідний каскад побудовано на базі інтелектуального трифазного гібридного інвертора Solis S5-GC50K.

3. Формалізовано та описано математичну модель енергетичних балансів системи, що базується на алгоритмах координації п'яти базових режимів: зарядки

(відведення надлишків генерації), розрядки (інжекції потужності в мережу під час піків споживання або дефіциту інсоляції), зберігання (очікування), автоматичного вибору та регулювання частоти/напруги. Замикання зворотних зв'язків реалізовано за допомогою інтелектуальних завадостійких датчиків струму LEM на основі ефекту Холла та аналізатора якості мережі PowerLogic PM5300 з високим класом точності. Для контуру протиаварійного захисту (ПАЗ) задіяно швидкісні автоматичні вимикачі з мікропроцесорними розчеплювачами Compact NSX із часом апаратного відсікання до 20 мс.

4. Розроблено заходи із забезпечення надійності, живучості та безпеки системи відповідно до чинних стандартів. Передбачено обов'язкове апаратне гаряче резервування (Hot Standby) керуючих модулів та безперебійне живлення мікропроцесорного комплексу глибиною не менше 20 хвилин. Інформаційна архітектура SCADA-системи верхнього рівня реалізує локальне буферування критичних даних трендів у пам'яті ПЛК (до 48 годин) та розмежування прав доступу, що гарантує збереження інформації при аваріях та обривах зв'язку.

5. Розрахунок показників економічної ефективності підтвердив високу рентабельність та доцільність впроваджуваних рішень для промислового об'єкта потужністю 50 кВт. Завдяки усуненню втрат надлишкової сонячної енергії, зрізанню піків навантаження та подовженню терміну служби літієвої АКБ під контролем BMS, загальна річна економія становить 567000 грн, а чистий річний економічний ефект (прибуток) складає 328550 грн. При сумарних капітальних витратах у розмірі 1568750 грн (включаючи КТЗ, матеріали, проєктування та пусконалагодження) проєкт повністю окупається за 4,77 року ($Т_{ок}$). Розрахунковий коефіцієнт ефективності інвестицій становить 0,210, що суттєво перевищує нормативні галузеві вимоги (0,12 – 0,15).

Таким чином, розроблений проєкт автоматизації повністю відповідає вимогам технічного завдання, сучасному рівню розвитку комп'ютерно-інтегрованих технологій, концепції інтелектуальних мереж нового покоління (Smart Grid) і може бути впевнено рекомендований до реального впровадження на об'єктах відновлюваної енергетики України.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Конституція України : офіц. текст. Київ : КМ, 2013. 96 с.

2. Про охорону праці : Закон України від 14.10.1992 р. № 2694-XII Голос України. 2017. 27 верес. (№ 178-179). С. 10–22.

3. ДСанПіН 3.3.2.007-98. Державні санітарні правила і норми роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин. Вид. офіц. Київ. 1998. 45 с. (Інформація та документація).

4. 90/270/ЄЕС. Про мінімальні вимоги безпеки та здоров'я при роботі з екранними пристроями. [Чинний від 1990-05-29]. Брюссель. : Рада Європейських співтовариств, 1990. 14 с.

5. ПУЕ-2021. Правила улаштування електроустановок. [На заміну ПУЕ-86; чинний з 2021-01-01]. К. : Міненерговугілля України, 2021. 617 с. (Інформація та документація).

6. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. [Чинний від 2017-04-01]. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с. (Інформація та документація).

7. НПАОП 40.1-1.32-01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок [Чинний від 2002-01-01]. Київ : Мінпраці України, 2001. 45 с. (Інформація та документація).

8. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. [Чинний від 2014-12-30]. Київ : МВС України, 2014. 91 с. (Інформація та документація).

9. НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок. [Чинний з 1997-10-06]. Київ : Держнаглядохоронпраці, 1997. 97 с. (Інформація та документація).

10. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. [Чинний з 1998-01-09]. Київ : Мінпраці України, 1998. 89 с. (Інформація та документація).

11. НПАОП 0.00-7.15-18. Вимоги щодо безпеки та захисту здоров’я працівників під час роботи з екранними пристроям. [Чинний від 2018-05-18]. Київ : Мінсоцполітики України, 2018. 6 с. (Інформація та документація).

12. ДБН В.2.5-28-2018. Природне і штучне освітлення. [Чинний з 2019-03-01]. Київ : Мінрегіон України, 2018. 133 с. (Інформація та документація).

13. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. [Чинний від 1999-12-01]. Київ : МОЗ України, 1999. 106 с. (Інформація та документація).

14. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. [Чинний від 2014-01-01]. Київ : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с. (Інформація та документація).

15. ДСТУ EN 2:2014. Класифікація пожеж (EN 2:1992; EN 2:1992/A1:2004, IDT). [Чинний з 01.01.2016]. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. 7 с. (Інформація та документація).

16. ДСТУ Б В.1.1-36:2016. Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. [Чинний від 2017-01-01]. Київ : Мінрегіонбуд України, 2016. 66 с. (Інформація та документація).

17. ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об’єктів будівництва. Загальні вимоги. [Чинний від 2017-06-01]. Київ : Мінрегіон України, 2017. 47 с. (Інформація та документація).

18. ДБН В.2.5-56:2014. Системи протипожежного захисту. [Чинний від 2015-07-01]. Київ : Мінрегіон України, 2014. 191 с. (Інформація та документація).

19. Правила експлуатації та типових норм належності вогнегасників. [Чинний від 2018-02-23]. Київ : МВС України, 2018. 23 с. (Інформація та документація).

20. Авраменко В. С., Авраменко А. С. Проектування інформаційних систем : навч. посібник. Черкаси : ЧНУ ім. Б. Хмельницького, 2017. 434 с.

21. Лазуренко О.П. Системи акумулювання електроенергії, аналіз можливостей та їх поєднання для застосування в енергосистемі // Лазуренко

О.П., Івахнов А.В., Федорчук С.О./ Вісник НТУ „ХПІ”. – Харків: НТУ”ХПІ”– № 10(1286) 2018. С.53-60.

22. Немикіна О.В. Поновлювальні та альтернативні джерела енергії. Для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. посібник / О.В. Немикіна – Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2020. 188 с.

23. Кузнєцов М.П., Мельник О.А., Смертюк В.М. Моделювання процесу акумулювання електроенергії в комбінованій енергосистемі. Відновлювана енергетика. 2020. № 4. С.22-30. Режим доступу: DOI: https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.4(63).22-30. (дата звернення 16.06.2026)

24. Лазуренко О.П. Моделювання системи накопичення електроенергії як високоманевреної потужності з застосуванням в різних вузлах енергосистеми/ Лазуренко О.П., Івахнов А.В., Федорчук С.О. // Вісник Харківського державного технічного університету сільського господарства. Технічні науки. – Харків: ХДТУСГ, 2018. С.40-43.

25. John A. Duffie, William A. Beckman, Nathan Blair Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind / Fifth Edition – Wiley, 2020. 919 p.

26. Івахнов А. В. Системи акумулювання електроенергії, аналіз можливостей та їх поєднання для застосування в енергосистемі./ Івахнов А.В., Лазуренко О.П., Федорчук С.О. // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність, № 10, 2018. С. 53-59.

27. A. Andrijanovits, H. Hoimoja, D. Vinnikov. Comparative review of long-term energy storage technologies for renewable energy systems // Electronics and Electrical Engineering. – Kaunas: Technologija, 2012. – No. 2(118). – P. 21–26.

28. Smart Grids and Energy Storage Bottled Sunlight [Electronic resource] // Pictures of the Future. – 2014. – Access to the website: https://www.siemens.com/innovation/en/home/pictures-of-the-future/energy-and-efficiency/smart-grids-and-energy-storage-bottled-sunlight.html. (дата звернення 16.06.2026)

29. Лук’янов М. О., Вербицький Є. В., і Блінов А Система акумулювання сонячної електростанції. Мікросист., Електрон. та Акуст., т. 26, вип. 2, с. 236748–1. 2021. Режим доступу: https://doi.org/10.20535/2523-4455.mea.236748. (дата звернення 16.06.2026)

30. Сонячна теплоенергетика: розрахункова робота [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студентів денної форми навчання за освітньою програмою підготовки «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: Вишневська Ю.П. – Електронні текстові дані (1 файл: 1,15 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 27 с. – Назва з екрана. Режим доступу: https://ela.kpi.ua/handle/123456789/53765. (дата звернення 16.06.2026)

31. Tian X, Muyi L, Peng Z, Liting T, Xiaohui Q, Ning A, Modeling and Simulation of Battery Energy Storage System (BESS) Used in Power System, Presented at: 2015 5h International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT).

32. Шульженко С.В., Буратинський І.М. Оптимальне завантаження генеруючих потужностей енергосистеми за умови експлуатації сонячних електростанцій із системами акумулювання. The Problems of General Energy, 2021. С. 4–12. Режим доступу: DOI: https://doi.org/10.15407/pge2021.04.004. (дата звернення: 16.06.2026).

33. Погодинний баланс потужності ОЕС України. Єдиний державний веб-портал відкритих даних. Київ: Міністерство цифрової трансформації України, 2023. (дата звернення: 23.05.2026).

34. Yusupov D.T., Yusupova F.T. Modeling the operation of a photovoltaic system low power using the Simulink package // Universum: technical sciences: electron. scientific magazine 2021.7(88). URL: https://7universum.com/ru/tech/archive/item/12122. (дата звернення 16.06.2026)

35. Абд Алі, Лаїт Мохаммед А., Ф. М. АльРуфаї, Б.А. Якимович, В.В. Глечики. Аналіз продуктивності гібридних фотовітроелектричних установок. Енергетичні установки та технології. 2019. Т. 5, № 2. С. 61-68.

36. Abd Ali L.M., Ahmed Mohmmed H., Anssari M.O.H. Modeling and simulation of tidal energy. J. Eng. Appl. Sci., 2019, no. 14, pp. 3698-3706. URL: doi.org/10.3923/jeasci.2019.3698.3706.

37. Разумний Ю. Т. Аспекти вирішення проблеми нерівномірності споживання електричної енергії / Юрій Тарасович Разумний. – Дніпропетровськ: НГУ, 2010. – 190 с.

38. Шевченко, С. В. Підвищення рівня ефективності електропостачання підприємства за рахунок використання кінетичних накопичувачів енергії : магістерська дис. : 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Шевченко Станіслав Володимирович. – Київ, 2018. – 128 с.

39. Автоматичне керування генерацією активної потужності відновлюваних джерел енергії в комбінованій електроенергетичній системі [Текст] : дисертація кандидата технічних наук 05.13.07 / Солдатенко В.П. Кропивницький, ЦНТУ. 2019. – 220 с.

40. Стаднік М.І. Визначення рівня генерації електроенергії на сонячній електростанції відносно її встановленої потужності. /М.І. Стаднік, О.О. Рубаненко, С.В. Бондаренко // Техніка, енергетика, транспорт АПК.– Вінниця. 2016. – №3 (95). – С. 213-220.

41. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни «Поновлювальні та альтернативні джерела енергії» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» всіх форм навчання /Укл.: О.В.Немикіна,О.І. Кузьменко – Запоріжжя: ЗНТУ, 2019 – 26 с.

42. Гнатов А.В. Сонячна енергія – основні види та типи сонячних електростанцій /А.В. Гнатов, Щ.В. Аргун, В.О. Череватий, О.А.Ул’янець // Автомобиль и электроника. Современные технологии. – 2017. – № 12. – С. 12–21.

ДОДАТКИ

Додаток А. Порівняння існуючих акумуляторів електричної енергії [38]

Параметри	Акумулятори				Супер-конденсатори
	Свинцево-кислотний	Нікель-кадмієвий	Натрій-сірчаний	Літій-іонний	
Принцип дії	Хімічне джерело з рідким електролітом і активною речовиною позитивних пластин – двоокисом свинцю PbO_2, негативних пластин – губчастого свинцю Pb	Формування в лужному середовищі гідроксиду кадмію Cd (OH_2 на аноді і гідроксиду нікелю Ні $(OH)_2$ - на катоді	Хімічне джерело струму, який використовує натрій і сірку в рідкому стані як анод і катод, з керамічним електролітом	Перенесення заряду без участі рідкого електроліту позитивно зарядженим іоном літію, який має здатність впроваджуватися в кристалічну решітку інших матеріалів з утворенням	Імпульсний електрохімічний пристрій, процес запасання енергії в якому здійснюється за рахунок поділу заряду на двох електродах

				хімічного зв'язку: в графіт з утворенням LiC_6, оксиди - $LiMnO_2$, солі металів – LiMnOH	
Питома потужність, Вт/кг	80 – 200	150 – 500	50 – 150	50 – 180 (500*)	2 000 – 10 000
Питома масова енергоємність, Вт·ч/кг (МДж/кг)	10 – 30 (0,04 – 0,1)	45 – 65 (0,16 – 0,25)	100 – 200 (0,36 – 0,72)	100 – 250 (0,36 – 1)	1 – 30 (0,004 – 0,01)
Питома об’ємна енергоємність, Вт·ч/куб.дм (МДж/куб. дм)	30 – 150 (0,1 – 0,5)	50 – 150 (0,2 – 0,5)	100 – 300 (0,3 – 1)	250 – 400 (1 – 1,5)	15–45 (0,05 – 0,15)

Питома вартість будівництва, долл. США 1 кВт·год	2 000 – 3 500	500 – 1 500	2 500	2 000 – 4 000	1450
Переваги	Широке використання, відпрацьована технологія виробництва і експлуатації. Дешевизна виробництва. Високий ККД, висока потужність. Тривалий термін зберігання	Більш високі параметри, ніж у свинцево-кислотних АКБ. Теоретична масова енергоємність - 237 Вт · год / кг	Число циклів заряд/розряд 2000 - 4000 при глибині розряду до 80 - 90%. Високе значення теоретичної масової енергоємності (925 Вт · год / кг). Відсутність дорогих матеріалів.	Висока енергоємність. Низький саморозряд. Глибокі цикли заряд / розряд (70 - 80%). Відсутність ефекту пам'яті	Висока питома потужність. Високий ККД (> 95%). Швидка розрядка. Високий ресурс (більше 100 000 циклів заряд/розряд)

			Нове покоління електрохімічного способу накопичення енергії		
Недоліки	Мала енергоємність. Мала кількість циклів заряд / розряд (100 - 500). Низька допустима глибина розряду. Застосування токсичних матеріалів. Високі капітальні та операційні витрати, пов'язані зі зберіганням, утилізацією	Ефект пам'яті - падіння енергоємності при неповному розряді або заряді. Критичність до точному дотримання вимог щодо правильної	Висока робоча температура акумулятора (290 - 360 °C). Мінімальний термін зберігання енергії, що запасається. Низька питома потужність	Висока ймовірність короткого замикання і вибуху літій-іонних акумуляторів великого розміру. Різка залежність ресурсу і вартості від типу електро-	Мала енергоємність. Значний вплив типу матеріалу на електрофізичні характеристики використовуваних електродів

	та системою доставки електроліту	експлуатації. Застосування токсичних матеріалів, висока вартість утилізації		хімічних систем, які застосовуються на катоді і аноді, а також від температури і режимів експлуатації. Необхідна схема балансування осередків для многобаночних акумуляторів	
Область застосування	Забезпечення ефективного управління енергією, накопичення енергії для середніх енергосистем. Створення резервного запасу енергії в електромережах (в основному для вітряних і сонячних електростанцій)				Стабілізація роботи генераторів. Компенсація провалів і коливань

					напруги (0,1-1Гц). Використання в гібридних схемах з АКБ
Приклади реалізованих проектів	BEWAG, електропостачання Західного Берліна (Німеччина, 1990 г.): потужність 8,5 МВт, час роботи 20 хв. Резервування і підтримання частоти малопотужної мережі Пуерто-Ріко (1998 г.):	GVEA, забезпечення безперебійного електропостачання прибережних районів Аляски поблизу м Анкорідж (США, 2003р.): потужність 40 МВт, час роботи 15 хв. ПС Detroit Edison Site, (Мічиган, США, 2001 рік), для підтримки напруги і власних потреб, АКБ цинк-	Вітряна станція Роккачо, (Японія, 2008 р.) Всього впроваджено близько 100 об'єктів. Потужність 34 МВт, час роботи 600 хв. Накопичувачі підстанцій електромережі General Electric і NGK Інсулаторс (США, Японія): потужність 34 МВт	Буферний накопичувач вітрової енергоустановки компанії Алтаїр-Nano (Гаваї, США): Потужність 1 МВт, уом-кістка 250 кВт · год	Використання в гібридних схемах для збільшення ресурсу АКБ і зниження часу відгуку системи, в електротранс кравців засобах і гібридних автомобілях (США, Японія,

	потужність 20 МВт, час роботи 15 хв. Чинно (Каліфорнія, США, 1986 р), різні б'єкти для дослідження можливостей регулювання навантаження, частоти, напруги та реактивної потужності: потужність 10 МВт, час роботи 240 хв	бром: потужність 0,4МВт, час роботи 480хв. Один з великих високотехнологічних заводів в Японії (2001 рік), вирівнювання графіканагрузок, АКБ Ванадіумредоксний: потужність 1,5 МВт, час роботи 60 хв			Корея, Франція, Німеччина, Австралія)

Додаток Б. Порівняння великомасштабних та маломасштабних систем накопичення енергії

Параметри	Великомасштабні станції		Маломасштабні системи накопичення енергії	
	ГАЕС	НСП	КНЕ	НІНЕ
Принцип дії	Електростанції, що працюють на принципі перетворення електричної енергії в потенційну енергію води	Електростанції, що працюють на принципі закачування стисненого повітря в спеціальні сховища (Compressed Air Енергії Storage - CAES)	Прилади, що працюють на принципі електромеханічного накопичення енергії.	Прилади, що працюють на принципі накопичення електромагнітної енергії понад провідникові індукційним накопичувачем
Питома потужність (Вт/кг)	-	-	500 – 10 000	3 000 – 50 000
Питома масова енергоємність, Вт·год/кг (МДж / кг)	-	-	15 – 300 (0,05 – 1)	1 – 30 (0,036 – 0,1)
Питома об'ємна енергоємність, Вт·год/куб. дм (МДж / куб. Дм)	-	-	60 – 550 (0,2 – 2)	1 000 – 10 000 (3,6 – 36)

Питома вартість будівництва,/1кВт·год	Понад 2 000	2 000 – 10 000	800 – 1 200	-
Питома вартість обслуговування 1кВт/рік	80 – 200	500	50 – 80	-
Переваги	Висока маневреність гідроенергетичного обладнання: число пусків оборотних гідроагрегатів, досягає 500 - 700 в місяць (можливо до 30 пусків на добу). Значна величина маневреної регулюючої потужності (сотні - тисячі МВт)	Екологічна чистота	Високий ККД (95%). Швидка розрядка. Екологічна безпека	Високий ККД (98%). Швидка розрядка. Тривалий період використання. Високе значення енергії, що запасається - до 100 МДж

Недоліки	Мала питома енергоємність. Низький ККД. Високі вимоги до місця установки, необхідність істотного втручання в екологію району. Висока питома вартість будівництва	Необхідність утилізації тепла, що виділяється при стисненні повітря, і підігріву закачаного повітря при його адіабатичному розширенні, що знижує ефективність системи в цілому	Обмеження при збільшенні потужності. Обмеження в застосуванні для стабілізації напруги	Необхідність використання низькотемпературних надпровідників і охолоджуючого устаткування (кріогенна система)
Область застосування	Забезпечення ефективного управління енергією. Стабілізація частоти створення резервного запасу енергії в електромережах		Забезпечення якості електроенергії. Аварійне електроживлення	Забезпечення безперебійного живлення в електромережах і різних установах. Стабілізація роботи генераторів. Компенсація провалів і коливань напруги (0,1 - 1 Гц)

Приклади реалізованих проектів	Будівництво здійснюється понад 100 років. Перша ГАЕС - Летте (Швейцарія, 1882 г.), потужність 100 кВт. В даний час в світі налічується близько 500 ГАЕС, їх сумарна потужність більше 300 000 МВт	Сховища типу CAES: Ханторф (Німеччина) і Макінтош (США). Їх гранична потужність становить 290 МВт і 226 МВт відповідно Тестована підводна установка Underwater-CAES (Торонто, Канада): пікова потужність наземної станції 660 КВт	Широке використання в складі стаціонарних і мобільних систем у багатьох технічно розвинених країнах	Babcock & Wilcox і Анкоріджской енергокомпанії Municipal Light and Power (США): енергоємність 1800 МДж, максимальна потужність 40 МВт Підстанція Такома (Лос-Аламоської лабораторія, США, 1983): енергоємність 30 МДж, потужність 10 МВт AMAC 500 (Іспанія, 1993 г.): енергоємність 1 МДж, максимальна потужність 500 кВт