

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ І
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ ІНІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ
І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри

Інженерії енергосистем

(назва кафедри)

к.т.н., доцент _____ Євген АНТИПОВ

(підпис)

„_____” _____ 2026

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: **«Модернізація системи електропостачання тепличного
комплексу з використанням джерел сонячної енергії»**

Спеціальність «141 **Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**»

Освітньо-професійна програма **«Інжиніринг електроенергетичних систем з
відновлюваними джерелами»**

Гарант освітньої програми

науковий ступінь та вчене звання

(підпис)

Світлана МАКАРЕВИЧ

**Керівник бакалаврської
кваліфікаційної роботи
(проєкту)**

науковий ступінь та вчене звання

(підпис)

Валерій Кривоносов

Виконав

(підпис)

Іван Богославський

Київ – 2026

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
УКРАЇНИ ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ Завідувач кафедри

Інженерії енергосистем
(назва кафедри)

К.Т., доц _____ Євген АНТИПОВ
(підпис)

„_____” _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ
ДО ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ ЗДОБУВАЧУ

Богославський Іван Володимирович
Спеціальність «**141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**»

Освітньо-професійна програма «Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами»

Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи
«**Модернізація системи електропостачання тепличного комплексу з використанням джерел сонячної енергії**»

затверджена наказом ректора НУБіП України від «30» жовтня 2025 року № 2606« С »
Термін подання завершеної роботи на кафедру «29» травня 2026 р.
Вихідні дані до бакалаврської кваліфікаційної роботи :

Перелік питань, які потрібно вирішити:

Перелік додаткових матеріалів: презентація

Дата видачі завдання 30 жовтня 2025 р

**Керівник бакалаврської
кваліфікаційної роботи**

(підпис)

Валерій Кривоносов

Завдання взяв до виконання

(підпис)

Іван Богославський

АНОТАЦІЯ

Пояснювальна записка випускної кваліфікаційної роботи бакалавра: 76 с., 14 рис., 10 табл., 9 джерел інформації.

Об'єкт проектування - система електропостачання тепличного комплексу.

Мета роботи - модернізація системи електропостачання тепличного комплексу шляхом впровадження відновлюваних джерел енергії.

Результатом роботи є вибрана гібридна схема електропостачання тепличного комплексу із застосуванням мережевої сонячної електростанції, яка отримана на підставі розрахунку електричних навантажень об'єкта, обґрунтування вибору фотоелектричних модулів Jinko Solar та гібридного високовольтного інвертора Deue потужністю 80 кВт. У роботі розроблено алгоритм функціонування системи автоматичного введення резерву (АВР) для взаємодії з автономним дизель-генератором, виконано розрахунок струмів короткого замикання та вибір апаратів захисту. Проведено проектування контуру заземлення та блискавкозахисту фотополя. Економічний ефект від впровадження СЕС підтверджено розрахунком терміну окупності та аналізом скорочення викидів забруднюючих речовин в атмосферу.

СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ГІБРИДНИЙ ІНВЕРТОР, ТЕПЛИЧНИЙ КОМПЛЕКС, ФОТОЕЛЕКТРИЧНИЙ МОДУЛЬ, АВТОМАТИЧНЕ ВВЕДЕННЯ РЕЗЕРВУ, ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ, СИСТЕМА НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, ТЕРМІН ОКУПНОСТІ, ЕКОЛОГІЧНИЙ ЕФЕКТ, ЗАЗЕМЛЕННЯ, СТРУМ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.

ABSTRACT

Explanatory note of the bachelor's thesis: 76 p., 14 fig., 10 tabl., 9 sources.

The object of design is the power supply system of a greenhouse complex.

The purpose of the work is to modernize the power supply system of the greenhouse complex through the introduction of renewable energy sources.

The result of the work is a selected hybrid power supply scheme for the greenhouse complex using a grid-tied solar power plant, which was obtained based on the calculation of the electrical loads of the facility, justification for the choice of Jinko Solar photovoltaic modules and a Deye high-voltage hybrid inverter with a capacity of 80 kW. The work develops an algorithm for the functioning of the automatic transfer switch (ATS) system for interaction with an autonomous diesel generator, performs calculations of short-circuit currents and selects protection devices. The design of the grounding loop and lightning protection of the PV array has been carried out. The economic effect of the SPP implementation is confirmed by the calculation of the payback period and the analysis of the reduction of pollutant emissions into the atmosphere.

SOLAR POWER PLANT, HYBRID INVERTER, GREENHOUSE COMPLEX, PHOTOVOLTAIC MODULE, AUTOMATIC TRANSFER SWITCH, ELECTRICAL LOAD, ENERGY STORAGE SYSTEM, ENERGY EFFICIENCY, PAYBACK PERIOD, ENVIRONMENTAL EFFECT, GROUNDING, SHORT-CIRCUIT CURRENT.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. ТЕХНОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ТА АНАЛІЗ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ	9
1.1. Технологічна характеристика тепличного комплексу як споживача електроенергії	9
1.2. Аналіз структури електроспоживання та розрахунок електричних навантажень	13
1.3. Оцінка потенціалу сонячної енергії в районі розташування об'єкта.....	17
РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ СТРУКТУРИ ТА РЕЖИМІВ РОБОТИ ГІБРИДНОЇ СЕС	21
2.1. Порівняльний аналіз та вибір структурної схеми гібридної СЕС ..	21
2.2. Обґрунтування вибору та технічні характеристики гібридного інвертора Deue	25
2.3. Розробка режимів роботи інверторного обладнання та пріоритетів живлення	28
2.4. Схема інтеграції гібридної СЕС у діючу систему електропостачання через АВР	31
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНЕ ПРОЄКТУВАННЯ ТА ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ СЕС	35
3.1. Розрахунок потужності та вибір фотоелектричних модулів Jipko Solar.....	35
3.2. Розрахунок та вибір акумуляторної системи зберігання енергії (ESS).....	39
3.3. Вибір та розрахунок перерізів кабельних ліній сонячної генерації	42
3.4. Вибір комутаційної та захисної апаратури вузла АВР	45
РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.....	49

4.1. Складання розрахункової схеми та схеми заміщення мережі комплексу.....	49
4.2. Розрахунок струмів короткого замикання в характерних точках...	52
4.3. Вибір налаштувань пристроїв релейного захисту та автоматики...	57
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО	
СЕРЕДОВИЩА.....	61
5.1. Заходи з електробезпеки при експлуатації гібридної СЕС та комплексу.....	61
5.2. Розрахунок та проектування системи заземлення і блискавкозахисту фотоелектричного поля	65
5.3. Екологічна оцінка проєкту та розрахунок з меншення викидів CO ₂	69
ВИСНОВКИ.....	73
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	76

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний стан енергетичного сектору України характеризується стрімким зростанням вартості електричної енергії для промислових та комерційних споживачів, а також необхідністю підвищення надійності електропостачання в умовах дефіциту потужності в Об'єднаній енергосистемі (ОЕС). Агропромисловий комплекс, зокрема тепличні господарства, належить до категорії найбільш енергомістких об'єктів, де витрати на електроенергію для систем фітоосвітлення, вентиляції та зрошення складають значну частину собівартості продукції.

Традиційні системи електропостачання, орієнтовані виключно на централізовані мережі, стають менш ефективними через нестабільність напруги та ризики аварійних відключень. У зв'язку з цим, впровадження розподіленої генерації на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зокрема фотоелектричних систем, є стратегічно важливим завданням. Модернізація електропостачання теплиць шляхом інтеграції сонячних електростанцій (СЕС) дозволяє не лише знизити фінансове навантаження на підприємство, а й забезпечити часткову енергоне залежність та відповідність принципам «зеленого» переходу (European Green Deal).

Метою роботи є розробка проекту модернізації системи електропостачання тепличного комплексу в м. Київ із впровадженням гібридної сонячної електростанції потужністю 60,5 кВт для оптимізації енергоспоживання та підвищення надійності роботи технологічного обладнання.

Об'єкт дослідження – процеси передачі, розподілу та споживання електричної енергії в тепличному господарстві в умовах інтеграції об'єктів відновлюваної енергетики.

Предмет дослідження – технічні характеристики фотоелектричного обладнання, алгоритми роботи гібридних інверторів, схеми автоматичного введення резерву та показники економічної ефективності модернізації енергосистеми.

Для досягнення поставленої мети у роботі необхідно вирішити наступні завдання:

1. Проаналізувати поточний стан системи електропостачання об'єкта та визначити розрахункові електричні навантаження.
2. Обґрунтувати вибір основного електротехнічного обладнання: монокристалічних фотомодулів Jinko Solar та гібридного високовольтного інвертора Deye.
3. Виконати розрахунок енергоефективності СЕС та визначити термін окупності капітальних вкладень.
4. Розробити технічні рішення з автоматизації системи, включаючи схему АВР для взаємодії з автономним дизель-генератором та систему моніторингу енергопотоків.
5. Провести інженерні розрахунки захисного заземлення та блискавкозахисту фотоелектричного поля.
6. Оцінити екологічний ефект від впровадження відновлюваних джерел енергії.

Практичне значення отриманих результатів полягає у створенні комплексної технічної документації для модернізації системи електропостачання, що дозволяє замінити понад 69 МВт·год мережевої електроенергії на рік та забезпечити безперебійну роботу критично важливих споживачів тепличного комплексу.

1 АНАЛІЗ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ТЕПЛИЧНОГО КОМПЛЕКСУ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЙОГО МОДЕРНІЗАЦІЇ

1.1. Технологічна характеристика тепличного комплексу як споживача електроенергії

Тепличний комплекс є складним інженерним об'єктом, де підтримання заданого мікроклімату безпосередньо залежить від безперебійного електропостачання. За надійністю електропостачання об'єкт відноситься до II категорії. Короткочасна перерва у живленні може призвести до порушення режимів вентиляції та поливу, а тривала - до повної загибелі врожаю та значних економічних збитків.

Необхідність та можливість цілорічного постачання населення свіжими овочами прискорює появу та розвиток тепличних господарств.

. Світло є головним джерелом енергії для процесу фотосинтезу, його параметри враховуються при побудові теплиць. У осінньо-весняний та зимовий періоди при пониженому освітленні Сонцем у тепличних господарствах використовуються електричні системи освітлення. Тепло утримується у приміщенні теплиці стінами та покрівлею [1].

Перевипромінене а довгохвильовій ділянці спектра тепло також частково утримується в теплиці, оскільки скло перешкоджає проходженню довгохвильового випромінювання. Дії цих факторів сприяють перевищенню температури всередині теплиці над температурою довкілля.

Необхідні параметри ґрунту та повітря в теплиці (освітленість, вологість та температура) забезпечуються використанням технологічних процесів та обладнання. Зокрема, енергосистема тепличного комплексу виконує енергопостачання, доосвітлення та керування тепличним господарством. Гідравлічна система поливу включає розчинні вузли, системи дезінфекції, крапельного зрошення, зволоження та «приливу-відливу».

Вона дозволяє виробляти поживні розчини для кожного виду рослин та підтримання клімату. Теплична галузь є енергоємною. Вартість енергоносіїв у структурі собівартості продукції, у залежності від виду культур, складає біля

55 %.

Стратегією енергозбереження при вирощуванні рослин у закритому ґрунті є зменшення споживання енерго-носіїв на тонну виробленого продукту та використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (Сонця, вітру та біогазу) для виробництва теплової та електричної енергії. Частка автономного енергозабезпечення тепличних господарств у загальному енергетичному балансі постійно зростає і на сьогодні для середніх широт вона складає ~ 25–35 %. Використання відновлюваної енергії дозволяє у 2–3 рази знизити зовнішнє енергопостачання, продовжити сезон вирощування рослин, підняти урожайність та розширити асортимент рослин.

До автономної системи енергопостачання тепличного господарства пред'являються наступні вимоги:

- забезпечення всесезонного та цілодобового постачання тепличного господарства необхідними енергетичними ресурсами з долею відновлювальної енергії для середніх широт на рівні 70 %, що дозволить знизити зовнішнє енергопостачання, продовжити сезон вирощування рослин, підняти врожайність, та розширити асортимент рослин;
- забезпечення тепловою енергією для підігріву води, ґрунту та повітря;
- забезпечення електричною енергією для живлення насосів, компресорів та транспортерів і, особливо, для додаткового - оптимального підсвічування рослин у межах 0,1 кВт на 1 м² корисної площі протягом року у місцях з холодним кліматом. Спектральний діапазон оптичних випромінювань, важливий для фотосинтезу — 0,4–0,7 мкм.

Питома потужність енергосистеми вибирається із розрахунку ~ 2 МВт теплової енергії та ~ 1 МВт електричної енергії на 1 гектар закритого ґрунту;

можливість паралельної роботи з іншими джерелами теплової енергії: водогрійними котлами, теплогенераторами та когенераційними системами;

врахування впливу зовнішніх кліматичних показників: температури повітря, освітленості, вологості, швидкості та напрямку вітру, наявності та інтенсивності дощових опадів, хмарності та положення Сонця;

врахування внутрішньо-тепличних параметрів: температури та вологості ґрунту та рослин у різних частинах теплиці, концентрації вуглекислого газу.

Основними групами електроспоживачів комплексу є:

- Система освітлення: включає фітолампи для доосвітлення рослин у зимовий та перехідний періоди.
- Кліматичне обладнання: вентилятори примусової циркуляції, сервоприводи фрамуг та затінювальних екранів.
- Насосна станція: забезпечує крапельний полив та внесення добрив.
- Система автоматизації: датчики, контролери та сервери моніторингу.

1.2. Аналіз структури електроспоживання та розрахунок електричних навантажень

Аналіз структури електроспоживання тепличного комплексу є ключовим етапом для підвищення енергоефективності та зниження собівартості продукції. В сучасних умовах тепличні комплекси використовують автоматизовані системи для контролю мікроклімату, поливу та освітлення, що вимагає значних енерговитрат .

Нижче наведено типову структуру електроспоживання та основні фактори, що на неї впливають: Основні складові споживання електроенергії Штучне освітлення (досвічування): Найбільша стаття витрат у зимовий та осінньо-весняний періоди, особливо при вирощуванні світлолюбних культур (огірки, томати).

Використання натрієвих (ДНаТ) або LED-ламп визначає значну частину навантаження [2].

Системи мікроклімату (вентиляція та затінення): Робота вентиляторів, редукторів для відкриття кватирок, приводів екранів затінення. Це важливо

для підтримки температури та вологості .Система поливу та живлення: Насосні станції, вузли змішування добрив, системи фільтрації води .

Автоматизація та управління: Функціонування контролерів, датчиків, комп'ютерних систем, які керують тепличним комплексом. Допоміжні потреби:

Освітлення теплиць, пакувальні лінії, робота систем кондиціонування в побутових приміщеннях.

Структурні особливості та вплив факторівСезонність: Електроспоживання значно зростає взимку через необхідність інтенсивного освітлення, навіть якщо тепла енергія забезпечується іншими джерелами.Тип конструкції та автоматизації:

Сучасні теплиці з автоматизованими системами керування мікрокліматом, що забезпечують точність параметрів, потребують більше електроенергії для приводів та контролерів, ніж старі типи конструкцій.

.Використання теплових насосів: Впровадження систем теплових насосів суттєво змінює структуру споживання, підвищуючи витрати на електроенергію для функціонування компресорів, але знижуючи витрати на класичне опалення.

Методи оптимізації

Для зниження електроспоживання застосовуються такі заходи:Впровадження енергоефективного LED-освітлення.Використання адаптивних систем управління мікрокліматом .

Встановлення частотно-регульованих приводів на насосах та вентиляторах.Аналіз показує, що найбільш енергоємними є системи, що забезпечують безперервний технологічний процес - освітлення та вентиляція.

Для визначення потужності джерел генерації виконано розрахунок електричних навантажень об'єкта методом коефіцієнта використання.

Таблиця 1.1- Розрахункове навантаження тепличного пункту

Група споживачів	Встановлена потужність (P _{вст}), кВт	Коефіцієнт попиту (кп)	Розрахункова потужність (P _р), кВт
Електроосвітлення (LED)	50.0	0.9	45.0
Насосне обладнання	15.0	0.7	10.5
Системи вентиляції	10.0	0.6	6.0
Допоміжні потреби	5.0	0.8	4.0
РАЗОМ	80.0	-	65.5

1.3. Оцінка потенціалу сонячної енергії в районі розташування об'єкта

Розміщення тепличного комплексу у центральному регіоні України дозволяє ефективно використовувати сонячну енергію. Середньорічний рівень інсоляції становить приблизно 1150-1200 кВт·год на 1 м² горизонтальної поверхні. Найбільша інтенсивність сонячного випромінювання спостерігається у період з квітня по вересень, що корелює з графіком роботи систем охолодження та поливу [3].

1.4. Постановка завдання на модернізацію системи електропостачання

Метою модернізації є перехід від традиційної схеми живлення до комбінованої з використанням відновлюваних джерел енергії. Основні завдання проєкту включають:

1. Інтеграція гібридної сонячної електростанції встановленою потужністю 60 кВт.
2. Забезпечення енергонезалежності критичного обладнання шляхом встановлення системи накопичення енергії (ESS) ємністю 100

кВт·год.

3. Розробка інтелектуальної системи керування енергопотоками для пріоритетного використання власної генерації.

4. Зменшення обсягів закупівлі електроенергії з мережі та зниження собівартості продукції.

РОЗДІЛ 2. ПРОЄКТУВАННЯ ГІБРИДНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Вибір та порівняльний аналіз структурної схеми гібридної СЕС (Мережа + СЕС + Акумуляторна система)

Сучасні системи електропостачання об'єктів агропромислового комплексу (АПК) вимагають високої гнучкості та надійності. Для тепличного комплексу було проведено техніко-економічне порівняння трьох основних топологій побудови систем з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ).

Аналіз топологій систем

- Мережева топологія (On-Grid): Працює паралельно з державною мережею. Основна перевага — простота та відсутність дорогих накопичувачів. Проте головним недоліком для теплиць є "ефект острівця": при зникненні напруги в мережі інвертор негайно вимикається з міркувань безпеки, залишаючи об'єкт без живлення [4].



Рис 2.1 – Схема мережевої електростанції

- Автономна топологія (Off-Grid): Повністю відокремлена від мережі. Вимагає значного перерозміру сонячного поля та АКБ для покриття пікових навантажень (наприклад, пускових струмів насосів), що робить проєкт економічно недоцільним для великих потужностей.

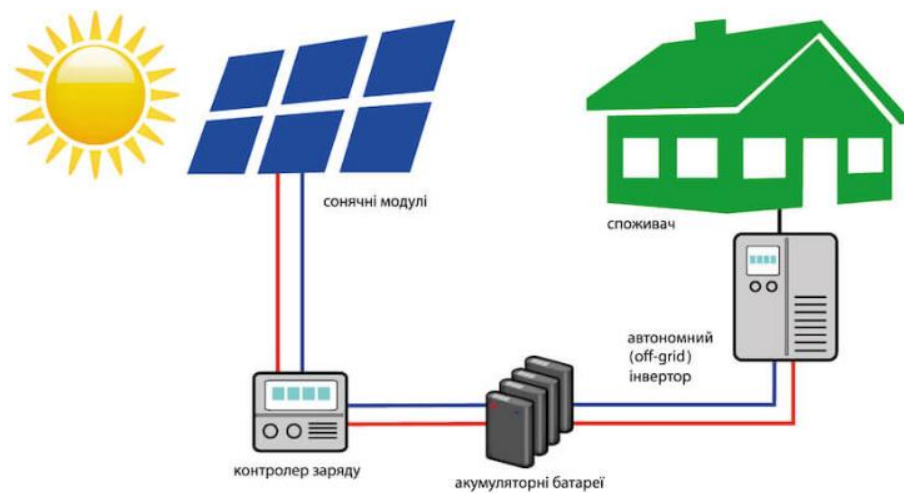


Рис 2.2 - Рис 2.1 – Схема автономної електростанції

- Гібридна топологія (Hybrid): Поєднує в собі переваги обох попередніх типів. Система здатна працювати паралельно з мережею, підмішуючи власну генерацію до навантаження, та миттєво переходити в автономний режим при аваріях.

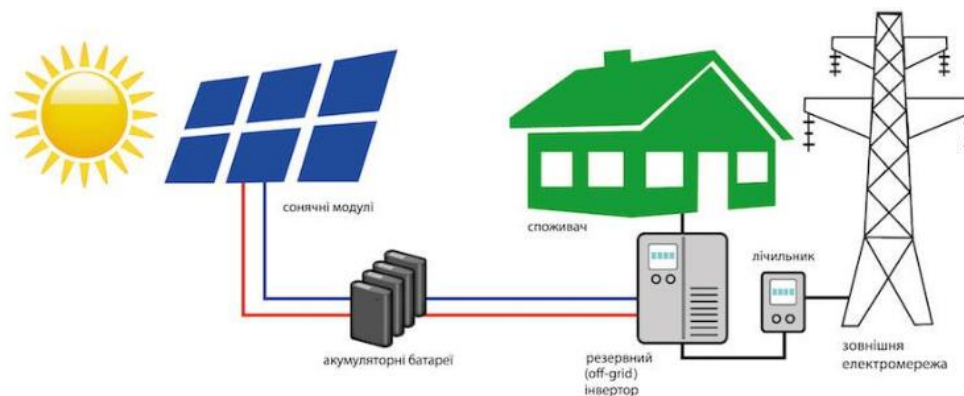


Рис 2.3 – Схема гібридної електростанції

Таблиця 2.1 – Порівняльна таблиця топологій систем

Параметр порівняння	On-Grid	Off-Grid	Гібридна (Обрано)
Надійність (II категорія)	Низька	Висока	Максимальна
Економічна	Висока	Низька	Середня

ефективність			(Оптимальна)
Автономність	Відсутня	Повна	Керована (Резерв)

В світі, де питання енергетичної незалежності та екологічної безпеки стають все актуальнішими, сонячні електростанції (СЕС) займають особливе місце серед альтернативних джерел енергії. Як професійний журналіст, який спеціалізується на відновлюваній енергетиці, я бачу, як стрімко розвивається цей сектор і яку важливу роль він відіграє у формуванні енергетичного майбутнього України. Сьогодні ми детально розглянемо всі аспекти сонячної енергетики, від базових принципів роботи до фінансових переваг та екологічного впливу.

Сонячна електростанція - це високотехнологічний комплекс обладнання, який перетворює енергію сонця на електричну енергію. В основі роботи СЕС лежить фотоелектричний ефект, завдяки якому сонячні панелі здатні генерувати електрику. Сучасні системи складаються з фотоелектричних модулів, інверторів для перетворення постійного струму в змінний, систем кріплення, захисного обладнання та, за потреби, акумуляторних батарей для зберігання енергії. СЕС можуть встановлюватися як на дахах будинків, так і на землі, забезпечуючи автономне або гібридне енергопостачання.

Переваги сонячних електростанцій

Використання сонячної енергії не призводить до викидів парникових газів та інших шкідливих речовин у атмосферу. СЕС працюють безшумно та не створюють відходів під час генерації електроенергії. Це робить їх одним з найчистіших джерел енергії, що сприяє збереженню навколишнього середовища та зменшенню вуглецевого сліду. За оцінками експертів, одна домашня СЕС потужністю 10 кВт здатна запобігти викидам до 10 тонн CO₂ щорічно.

Після початкових інвестицій у встановлення сонячної електростанції, витрати на її експлуатацію мінімальні. Власники СЕС можуть суттєво заощаджувати на оплаті за електроенергію, а також отримувати прибуток за

“зеленим” тарифом. В Україні середній термін окупності сонячної електростанції становить 4-6 років, після чого вона генерує чистий прибуток протягом наступних 20-25 років.

Встановлення СЕС забезпечує енергетичну незалежність від централізованих електромереж. Це особливо актуально в умовах нестабільного енергопостачання або для віддалених районів. Автономні системи з акумуляторами дозволяють накопичувати енергію та використовувати її в будь-який час, незалежно від роботи загальної мережі.

Сучасні сонячні панелі мають термін служби 25-30 років і потребують мінімального догляду. Регулярне очищення панелей та перевірка електричних з'єднань – це основні заходи з обслуговування. Відсутність рухомих частин у конструкції значно знижує ризик поломок та необхідність ремонту. Виробники надають гарантію на обладнання до 25 років, що підтверджує його надійність.

Сонячні електростанції легко масштабуються залежно від потреб споживача. Можна почати з невеликої системи і поступово збільшувати її потужність, додаючи нові панелі. Це дозволяє розподілити фінансове навантаження та оптимізувати інвестиції відповідно до зростаючих потреб у електроенергії.

Недоліки сонячних електростанцій

Встановлення сонячної електростанції вимагає значних початкових капіталовкладень. Вартість обладнання та монтажу для середньої домашньої СЕС потужністю 10 кВт може становити від 8000 до 12000 доларів США. Це включає витрати на сонячні панелі, інвертори, системи кріплення та монтажні роботи. Незважаючи на те, що ці інвестиції окупаються протягом кількох років, не всі потенційні користувачі мають можливість зробити такі великі одноразові вкладення.

Ефективність роботи сонячних електростанцій безпосередньо залежить від інтенсивності сонячного випромінювання. У хмарні дні, взимку та вночі генерація електроенергії значно знижується або припиняється повністю. Це

створює необхідність у додаткових системах зберігання енергії або резервних джерелах живлення, що збільшує загальну вартість системи та ускладнює її конфігурацію.

Потреба в просторі для розміщення панелей

Для встановлення сонячних панелей потрібна значна площа. Стандартна домашня СЕС потужністю 10 кВт займає приблизно 60-70 квадратних метрів площі даху або земельної ділянки. Це може стати суттєвим обмеженням для власників невеликих будинків або квартир. Крім того, важливо враховувати орієнтацію панелей відносно сонця та відсутність затінення, що не завжди можливо забезпечити в умовах щільної міської забудови.

Обмежена енергоефективність у похмурі дні

У дні з низькою сонячною активністю ефективність сонячних панелей може падати до 10-25% від номінальної потужності. Це означає, що для забезпечення стабільного енергопостачання необхідно встановлювати системи з надлишковою потужністю або додаткові акумуляторні батареї, що призводить до збільшення вартості всієї установки та терміну її окупності.

Проблеми з переробкою відходів

Хоча термін служби сонячних панелей досить тривалий, після закінчення експлуатації виникає питання їх утилізації. Сонячні модулі містять різні матеріали, включаючи скло, алюміній, кремній та інші метали, які потребують спеціальної переробки. В Україні поки що недостатньо розвинена інфраструктура для екологічно безпечної утилізації відпрацьованих сонячних панелей, що створює потенційні екологічні ризики в майбутньому.

Порівняння СЕС з іншими джерелами енергії

СЕС vs. вітрова енергія

Порівняно з вітровими електростанціями, СЕС мають низку переваг: вони працюють безшумно, не створюють вібрацій, простіші в обслуговуванні та можуть встановлюватися на дахах будівель. Однак вітрові установки часто демонструють вищу ефективність у регіонах з постійними вітрами та можуть працювати цілодобово. Сонячні станції, натомість, обмежені світловим днем

та потребують більшої площі для розміщення. Оптимальним рішенням часто стає комбінація обох технологій для забезпечення стабільного енергопостачання.

СЕС vs. традиційні викопні джерела

Порівняно з електростанціями на викопному паливі, сонячні електростанції мають значно менший вплив на навколишнє середовище та не потребують постійних витрат на паливо. Хоча початкові інвестиції у СЕС вищі, вони компенсуються низькими експлуатаційними витратами та відсутністю залежності від цін на паливо. Традиційні електростанції забезпечують стабільнішу генерацію, але мають значний негативний вплив на екологію та вимагають постійних витрат на паливо та обслуговування.

Фінансові аспекти встановлення СЕС

Вартість встановлення

Вартість встановлення сонячної електростанції залежить від багатьох факторів: потужності системи, типу та якості обладнання, складності монтажу. Для приватного домогосподарства базова СЕС потужністю 10 кВт може коштувати від 8000 до 12000 доларів США. Ця сума включає: сонячні панелі (50-60% вартості), інвертор (15-20%), системи кріплення (10%), захисне обладнання (5%), монтаж сонячної електростанції та пусконаладжувальні роботи (10-15%). Важливо враховувати, що якісне обладнання від перевірених виробників, хоч і коштує дорожче, забезпечує кращу ефективність та довший термін служби.

Фінансові стимули та гранти

В Україні діє система стимулювання розвитку сонячної енергетики через “зелений” тариф, який гарантує викуп надлишкової електроенергії за підвищеною ціною. Крім того, існують різні програми підтримки від місцевих органів влади, які можуть компенсувати частину витрат на встановлення СЕС. Деякі банки пропонують спеціальні кредитні програми з пільговими умовами для фінансування проектів відновлюваної енергетики. Важливо детально вивчити всі доступні можливості фінансової підтримки перед початком

проекту.

Окупність інвестицій

Термін окупності сонячної електростанції залежить від кількох ключових факторів: початкових інвестицій, тарифів на електроенергію, об'єму власного споживання та умов продажу за “зеленим” тарифом. За сприятливих умов середній термін окупності становить 4-6 років. Після цього періоду СЕС генерує чистий прибуток протягом наступних 20-25 років. Важливо враховувати, що зростання тарифів на електроенергію може прискорити окупність інвестицій.

Екологічний вплив СЕС

Використання сонячних електростанцій суттєво знижує викиди вуглекислого газу в атмосферу. Середня домашня СЕС потужністю 10 кВт дозволяє уникнути викидів близько 10 тонн CO₂ щорічно, що еквівалентно посадці 500 дерев. За весь термін експлуатації одна така станція може запобігти викидам понад 250 тонн вуглекислого газу. Це робить сонячну енергетику одним з найефективніших інструментів у боротьбі зі зміною клімату та глобальним потеплінням.

При правильному проектуванні сонячних електростанцій їх вплив на місцеву екосистему мінімальний. Дахові системи взагалі не займають додаткової площі. Наземні станції можуть навіть сприяти збереженню біорізноманіття, створюючи затінені ділянки, де може розвиватися специфічна рослинність. Важливо враховувати місцеві особливості при виборі майданчика для встановлення СЕС, щоб мінімізувати потенційний негативний вплив на флору та фауну. Сучасні методи проектування дозволяють створювати так звані “еко-friendly” станції, які гармонійно вписуються в навколишнє середовище.

Технічні особливості СЕС

Типи сонячних панелей

На сучасному ринку представлені три основні типи сонячних панелей: монокристалічні, полікристалічні та тонкоплівкові. Монокристалічні панелі

мають найвищу ефективність (до 22%) і найменші розміри, але коштують дорожче. Полікристалічні панелі мають ефективність 15-17% і є більш доступними за ціною. Тонкоплівкові панелі найдешевші, але мають нижчу ефективність (10-12%) і потребують більшої площі для встановлення. Вибір типу панелей залежить від конкретних умов проекту: доступного бюджету, наявної площі та кліматичних особливостей регіону.

Інвертори та системи зберігання енергії

Сучасні інвертори є “мозком” сонячної електростанції, перетворюючи постійний струм від панелей у змінний для використання в мережі. Існують три основні типи: string-інвертори для невеликих станцій, мікроінвертори для оптимізації роботи кожної панелі окремо, та гібридні інвертори для роботи з акумуляторами. Системи зберігання енергії використовують літій-іонні акумулятори, які забезпечують автономність станції в темний час доби та при відключеннях електромережі. Сучасні батареї мають термін служби 10-15 років і можуть забезпечити до 80% початкової ємності після 10 років експлуатації.

Монтаж та встановлення

Процес встановлення СЕС включає декілька етапів: проектування, підготовку місця монтажу, встановлення систем кріплення, монтаж панелей, прокладання кабельних трас, встановлення інверторів та захисного обладнання. Особлива увага приділяється надійності кріплень, які повинні витримувати вітрові та снігові навантаження. Важливим аспектом є правильне орієнтування панелей відносно сторін світу та вибір оптимального кута нахилу для максимальної ефективності генерації.

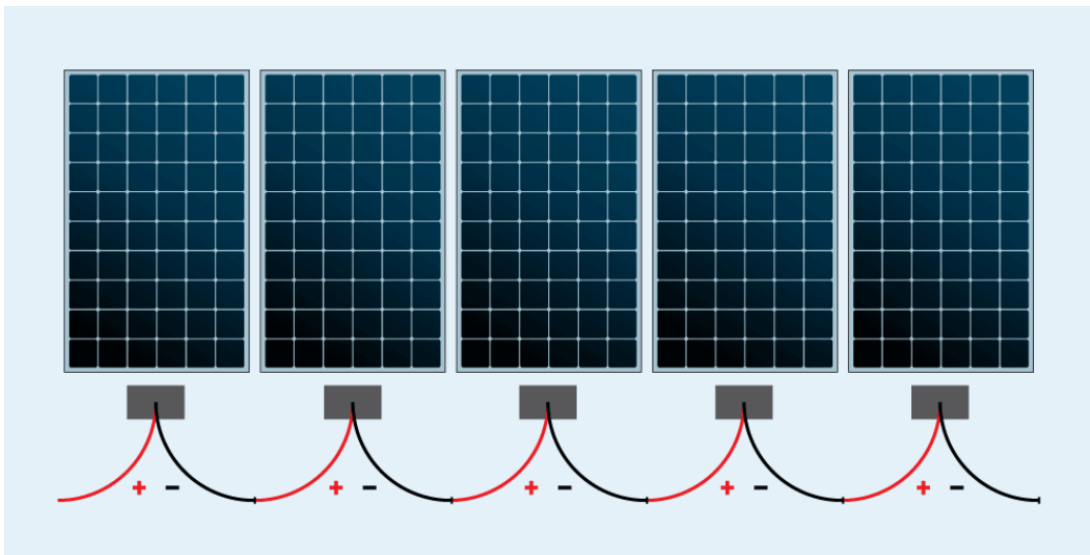


Рис 2.4 – Паралельне з'єднання панелей при монтажі СЕС

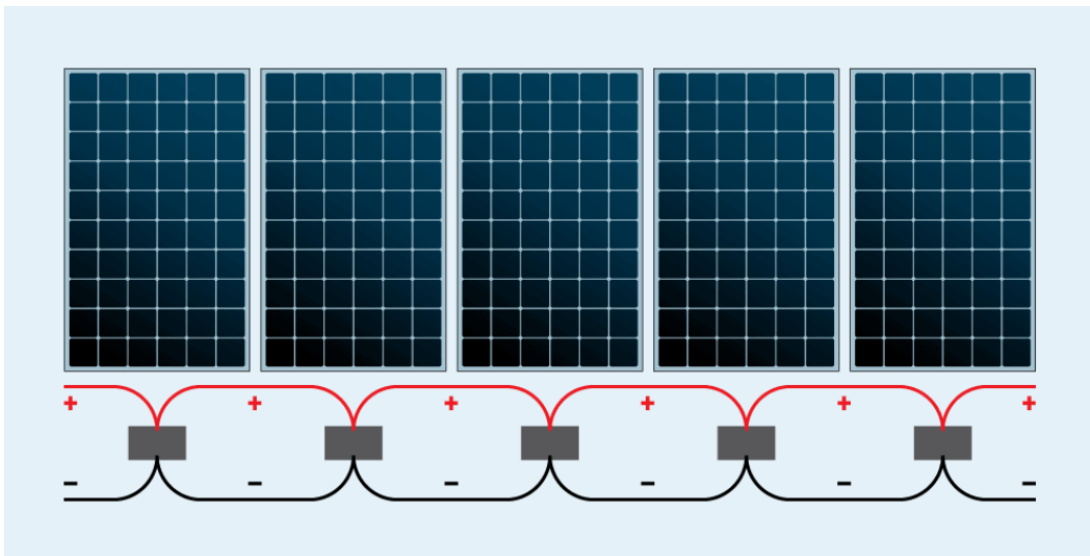


Рис 2.5 – Послідовне з'єднання панелей при монтажі СЕС

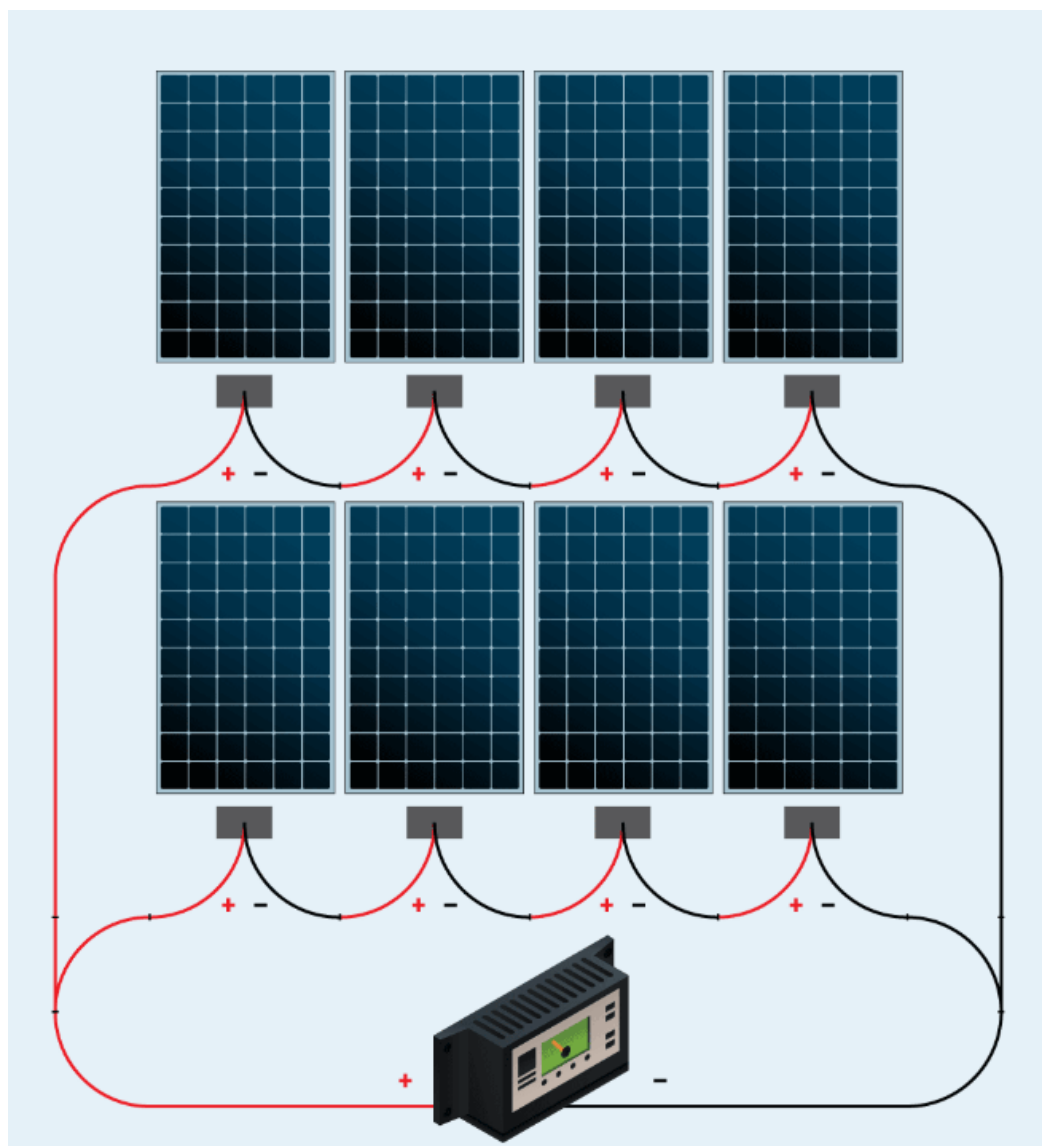


Рис 2.6 –Змішане з'єднання панелей при монтажі СЕС

Тенденції розвитку та інновації в СЕС

Сучасна сонячна енергетика активно розвивається в напрямку підвищення ефективності та зниження вартості обладнання. Розробляються перовськітні сонячні елементи з потенційною ефективністю до 30%, двосторонні панелі, які можуть використовувати відбите сонячне світло, та прозорі сонячні елементи для інтеграції в вікна будівель. З'являються “розумні” системи керування з використанням штучного інтелекту, які оптимізують споживання та генерацію енергії в режимі реального часу.

Майбутні перспективи та розвиток ринку

Ринок сонячної енергетики демонструє стабільне зростання, і ця тенденція збережеться в найближчі роки. Очікується подальше зниження

вартості обладнання, підвищення ефективності панелей та розвиток технологій зберігання енергії. Особлива увага приділяється розробці більш екологічних методів виробництва та утилізації сонячних панелей. Прогнозується активний розвиток мережових технологій та систем управління розподіленою генерацією.

Сонячні електростанції представляють собою перспективне та екологічно чисте джерело енергії, яке стає все більш доступним для широкого кола споживачів. Незважаючи на певні обмеження та високі початкові інвестиції, переваги СЕС, такі як енергетична незалежність, економічна ефективність та екологічність, роблять їх привабливим рішенням для приватних домогосподарств та бізнесу. З розвитком технологій та зниженням вартості обладнання сонячна енергетика стає все більш конкурентоспроможною порівняно з традиційними джерелами енергії. Правильний підхід до вибору обладнання та надійний партнер у реалізації проекту – ключові фактори успішного впровадження сонячних технологій.

2.2 Обґрунтування вибору гібридного інвертора як центрального вузла керування

Основним елементом вузла розподіленої генерації (сонячної електростанції) є високовольтний гібридний інвертор. Даний технічний пристрій виконує функцію центрального контролера енергопотоків та забезпечує взаємодію між фотоелектричними модулями (DC), акумуляторною батареєю (DC), локальним навантаженням (AC) та зовнішньою електромережею (AC).

Інвертор здійснює моніторинг та розподіл електроенергії в режимі реального часу. Система підтримує режим змішаного споживання (Self-Consumption), що дозволяє балансувати між споживанням з мережі та генерацією СЕС, мінімізуючи споживання електроенергії із зовнішньої мережі. При зміні рівня інсоляції або збільшенні потужності навантаження, пристрій автоматично перерозподіляє потужність від акумуляторів або мережі без переривання живлення споживачів. У разі аварійних режимів у зовнішній

мережі, час перемикання на резервне живлення від акумуляторів становить лічені мілісекунди, що унеможливорює збої в роботі обладнання [5].

Використання високовольтної системи постійного струму має ряд електротехнічних переваг порівняно з низьковольтними аналогами:

Зниження струмового навантаження: При однаковій передаваній потужності вища напруга обумовлює менший робочий струм, що, згідно із законом Джоуля-Ленца, суттєво зменшує теплові втрати I^2R у провідниках та комутаційних апаратах.

Оптимізація кабельних ліній: Зниження струму дозволяє використовувати кабелі меншого перерізу та збільшувати їх довжину без значного падіння напруги.

Підвищення загального ККД: Зменшення втрат на перетворення та транспортування енергії підвищує загальну ефективність системи.

Надійність, безпека та апаратний захист

Сучасні інвертори оснащені комплексною системою захисту, що включає захист від перенапруги, струмів короткого замикання, перевантаження та порушення температурного режиму.

Вбудована система управління акумуляторними батареями (BMS - Battery Management System) здійснює безперервний контроль напруги, струму та рівня заряду (SOC). Це дозволяє безпечно інтегрувати сучасні літій-залізо-фосфатні (LiFePO₄) накопичувачі, що характеризуються можливістю глибокого розряду (до 90%) та ресурсом понад 6000 циклів. BMS запобігає перезаряду та перегріву комірок, продовжуючи експлуатаційний термін батарейного масиву.

Особливості експлуатації в умовах тепличного комплексу

Для систем електропостачання тепличних комплексів критичним фактором є наявність значних пускових струмів, що виникають під час пуску асинхронних електродвигунів систем примусової вентиляції та насосного обладнання поливу.

Гібридні інвертори промислового класу (наприклад, Deue або аналогічні

пристрої, що розглядаються в проекті) мають високу перевантажувальну здатність, витримуючи короточасні перевантаження на рівні 150-200% від номінальної потужності. Це гарантує стабільність рівня напруги та безперебійну роботу технологічного обладнання теплиці під час перехідних процесів.

Крім того, архітектура обраного інвертора забезпечує масштабованість системи електропостачання, що дозволяє поетапне нарощування встановленої потужності фотоелектричного поля та ємності накопичувачів у майбутньому без необхідності заміни головного перетворювача.

2.3. Розробка алгоритму роботи системи в режимах пріоритету генерації та резервного живлення

Алгоритм керування базується на концепції мінімізації витрат та забезпечення живучості об'єкта.

1. Денний режим (Пріоритет Генерації): Енергія від ФЕМ спрямовується на навантаження. Надлишок заряджає АКБ. Якщо батарея заряджена на 100%, надлишок може бути обмежений (Zero Export) або скинутий у мережу (за наявності договору).

2. Вечірній/Нічний режим (Пріоритет Накопичення): Живлення здійснюється від акумуляторів до досягнення заданого порогу розряду (наприклад, 20%). Після цього система автоматично перемикається на зовнішню мережу.

3. Аварійний режим (Backup): При зникненні напруги в мережі інвертор формує власну синусоїду. Час перемикання становить <20 мс, що є непомітним для систем автоматики та контролерів мікроклімату.

2.4. Схема інтеграції СЕС через вузол автоматичного введення резерву (АВР)

Модернізація передбачає внесення змін у Головний розподільчий щит (ГРЩ). Інтеграція СЕС виконується за схемою з розділенням споживачів на "критичні" та "загальні".

Пристрої автоматичного вводу резерву (АВР) призначені для

- обрив фази або нейтралі,
- перекося фаз,
- чергування фаз,
- перевищення/пониження номінальної напруги,
- відхилення по частоті.

The diagram illustrates a complex electrical control system for a motor, featuring two power sources, two main circuit breakers (QF1, QF2), two contactors (KM1, KM2), two thermal relays (KT1, KT2), two voltage relays (KV1, KV2), and two indicator lamps (HL1, HL2). The system is designed to allow the motor to be started from either power source, with interlocking to prevent simultaneous operation from both. The neutral isolation variant on the right shows the connection of the contactors and thermal relays to the motor's neutral point, ensuring safe operation during maintenance.

незалежних взаємно резервованих джерел живлення. Перебій в живленні при порушенні електропостачання від одного з джерел допускається тільки на час перемикання на резервне живлення.

Основні вимоги до пристроїв АВР

Як відомо, згідно з розд. 1.2 ПУЕ, електроприймачі першої категорії надійності мають бути забезпечені електроенергією від двох взаємно незалежних джерел живлення, що резервуються, а для електропостачання особливої групи електроприймачів першої категорії потрібне додаткове живлення від третього незалежного джерела. В обох випадках одним із джерел живлення, що резервуються, може бути автоматизована дизель-електростанція (ДЕС), що треба враховувати, вибираючи конкретну схему АВР.

При використанні АВР треба вжити заходів, що унеможливають замикання між собою двох незалежних джерел живлення, причому, крім вимог ПУЕ, служби енергонагляду вимагають, зазвичай, наявності не тільки електричного, але й механічного блокування комутувальних елементів.

Максимальний час перемикання резерву залежить від характеристик споживачів електроенергії, але за наявності в системі джерел безперебійного живлення (ДБЖ) він не є визначальним. Для уникнення помилкових спрацьовувань під час перемикань АВР повинна бути передбачена можливість регулювання затримки перемикання за несправностей однієї з мереж.

Важливе значення має наявність регулювання порогів спрацьовування АВР у діапазоні контрольованої напруги для кожного вводу. Так, наприклад, у випадку під'єднання ДБЖ до виходу АВР узгодження діапазонів вхідних напруг обох пристроїв забезпечує своєчасне перемикання на резервну мережу за відхилень напруг основної живильної мережі від установлених у блоці керування АВР значень, тобто дає змогу уникнути тривалої роботи ДБЖ від акумуляторів при справній резервній мережі.

Згідно з п. п. 3.3.31 ПУЕ, пристрій АВР, як правило, повинен забезпечувати можливість його роботи при зникненні напруги на шинах елемента, який живиться, зумовленого будь-якою причиною, у тому числі КЗ на цих шинах. Даний пункт визначає перевантажувальну здатність силової перемикаючої частини АВР, тобто перемикання навіть в умовах КЗ у навантаженні не повинні ушкоджувати АВР.

Бажана наявність індикації стану джерел живлення й під'єднання навантаження, а також можливості ручного керування АВР.

Залежно від типу навантажень, під'єднаних до АВР, у деяких випадках потрібно синхронізувати роботу джерел у момент перемикання (ліфтів, кондиціонерів, синхронних двигунів тощо). Мається на увазі не тільки контроль за правильністю чергування фаз, але й за синфазністю, тобто визначенням фазового зсуву між однойменними фазами основного й резервного джерел у межах заданого допуску в момент перемикання навантаження. Синфазне перемикання дає змогу істотно знизити стрибки струму в момент перемикання, забезпечити безперебійне функціонування технологічних процесів. На рис. 1 показаний принцип синфазного перемикання. Команда на перемикання подається в момент синхронізації (входження в зону синхронізму), кут якої задається контролером. Ця функція потрібна при використанні в якості резервного- автономного джерела, найчастіше ДЕС.

Автоматичний перемикач - це закінчений виріб, який містить всі компоненти АВР: Основним призначенням автоматичних перемикачів є комутування навантаження між основним і резервним джерелами живлення відповідно до заданих умов перемикання (у вітчизняній електротехніці такі функції визначаються як «автоматичне вмикання резерву», тобто АВР).

Саме автоматичний перемикач і є пристроєм, що відповідає всім вимогам до АВР. Ще в 1920 р. американська компанія ASCO (Automatic Switch Company) винайшла й запатентувала електромеханічний автомат вмикання резерву (АВР) «коромислового» типу з односоленоїдним пристроєм керування й механічним утримуванням замкнутих контактів. Саме цей винахід нині є основою для виробництва сучасних автоматичних перемикачів. На рис. 2 показана спрощена конструкція такого перемикального механізму. Принцип конструкції виявився настільки вдалим, що практично без змін дійшов до наших днів.

Сфери застосування АВР

- промислові підприємства, де необхідна безперебійна подача живлення;
- офісні, комерційні та адміністративні будівлі;
- квартири та будинки, де можливий перепад напруги.

Схеми АВР: огляд оптимальних рішень

Критичні споживачі (контролери, насоси поливу, вузли зв'язку) підключаються до спеціального виходу інвертора (UPS/Backup Load). Загальні споживачі підключаються паралельно до мережі та інвертора. Така схема дозволяє оптимізувати ємність акумуляторів, не витрачаючи їх на енергоємні, але не критичні процеси під час тривалих аварій.

Для захисту персоналу та обладнання передбачено:

- АС-захист: автоматичні вимикачі та ПЗП (пристрої захисту від імпульсних перенапруг) класу II.
- DC-захист: запобіжники для кожної стрінги ФЕМ та роз'єднувачі навантаження.
- Заземлення: об'єднання контурів заземлення конструкцій ФЕМ та існуючого контуру будівлі згідно з вимогами ПУЕ.

2.5. Розрахунок капітальних витрат на модернізацію

Капітальні вкладення (витрати) на модернізацію системи електропостачання тепличного комплексу шляхом впровадження сонячної електростанції (СЕС) визначаються сумарною вартістю основного та допоміжного обладнання, а також витратами на будівельно-монтажні та пусконаладжувальні роботи.

Відповідно до попередніх розрахунків приймаємо до встановлення 110 фотомодулів номінальною потужністю 550 Вт кожний. Фактична встановлена потужність СЕС по стороні постійного струму складе:

$$P_{\text{СЕС}} = 110 \times 550 = 60500 \text{ Вт} = 60,5 \text{ кВт}$$

Для перетворення електроенергії приймаємо до встановлення один мережевий інвертор номінальною потужністю 80 кВт (рішення обґрунтоване можливістю подальшого розширення фотоелектричного поля без заміни

перетворювача).

Загальна сума капітальних вкладень (K_{Σ}) розраховується за формулою:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{обл}} + K_{\text{м}} + K_{\text{ппр}} + K_{\text{інш}}$$

Таблиця 2.2 – Кошторисна вартість обладнання та матеріалів СЕС

№ з/п	Найменування обладнання	Од. вим.	К-сть	Ціна за од., грн	Сума, грн
1	Монокристалічний фотомодуль 550 Вт	шт.	110	7 000	770 000
2	Мережевий інвертор 80 кВт	шт.	1	200 000	200 000
3	Система кріплення панелей (алюміній)	шт.	110	1 500	165 000
4	Сонячний кабель постійного струму та конектори	компл.	1	45 000	45 000
5	Кабель змінного струму та лотки	компл.	1	30 000	30 000
6	Щит захисту (ПЗП, автоматичні вимикачі)	компл.	1	30 000	30 000
Разом вартість обладнання ($K_{\text{обл}}$):					1 240 000

Визначаємо вартість супутніх робіт та загальні капіталовкладення:

$$K_{\text{м}} = 1\,240\,000 \times 0,10 = 124\,000 \text{ грн}$$

$$K_{\text{ппр}} = 1\,240\,000 \times 0,05 = 62\,000 \text{ грн}$$

$$K_{\text{інш}} = 1\,240\,000 \times 0,05 = 62\,000 \text{ грн}$$

$$K_{\Sigma} = 1\,240\,000 + 124\,000 + 62\,000 + 62\,000 = 1\,488\,000 \text{ грн}$$

2.6. Визначення річної економії електроенергії та терміну окупності системи

Річний обсяг виробітку електроенергії сонячною станцією ($W_{\text{СЕС}}$) визначається за потужністю фотоелектричного поля:

$$W_{\text{СЕС}} = P_{\text{СЕС}} \times E_{\text{пит}}$$

$$W_{\text{СЕС}} = 60,5 \times 1150 = 69\,575 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}$$

Річна економія коштів ($E_{\text{річ}}$) розраховується за формулою (при тарифі 8,50 грн/кВт·год):

$$E_{\text{річ}} = 69\,575 \times 8,50 = 591\,387,5 \text{ грн/рік}$$

Поточні витрати ($V_{\text{експл}}$) приймаємо на рівні 1,5% від нових капітальних витрат:

$$V_{\text{експл}} = 0,015 \times 1\,488\,000 = 22\,320 \text{ грн/рік}$$

Чистий річний економічний ефект:

$$П_{\text{чист}} = 591\,387,5 - 22\,320 = 569\,067,5 \text{ грн}$$

Простий термін окупності проекту ($T_{\text{ок}}$):

$$T_{\text{ок}} = 1\,488\,000 / 569\,067,5 = 2,61 \text{ року}$$

Встановлення сонячної електростанції з фотополем 60,5 кВт та інвертором 80 кВт вимагає 1 488 000 грн капітальних інвестицій. Завдяки заміщенню 69 575 кВт·год мережевої електроенергії на рік, річна економія підприємства складе понад 591 тис. грн. Термін окупності проекту дорівнює 2,6 року, що свідчить про високу інвестиційну привабливість та техніко-економічну доцільність запропонованої модернізації тепличного комплексу

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНІ РОЗРАХУНКИ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ

У цьому розділі наведено інженерні розрахунки основних компонентів гібридної системи електропостачання для тепличного комплексу. Розрахунки базуються на сумарній встановленій потужності об'єкта 80 кВт та розрахунковому навантаженні 65,5 кВт, визначеному в першому розділі.

3.1. Розрахунок потужності та вибір фотоелектричних модулів

Для забезпечення максимальної генерації в умовах обмеженої площі даху теплиці обрано високоефективні монокристалічні панелі Jinko Solar Tiger Pro 72HC потужністю 550 Вт.

Основні параметри модуля:

- Номінальна потужність (P_{max}): 550 Вт
- Напруга холостого ходу (U_{oc}): 49,62 В
- Струм короткого замикання (I_{sc}): 14,03 А
- ККД: 21,29%

Необхідна кількість панелей для досягнення цільової потужності 60 кВт:

$$n = P_{станції} / P_{модуля} = 60000 / 550 \approx 109,09 \text{ шт.}$$

Приймаємо до встановлення 110 фотомодулів. Фактична встановлена потужність СЕС складе:

$$P_{сес} = 110 \times 550 = 60,5 \text{ кВт.}$$



Рис 3.1 - Монокристалічні панелі Jinko Solar Tiger Pro 72HC

Для перетворення енергії сонячного випромінювання на електричну в проєкті модернізації електропостачання тепличного комплексу обрано високоефективні монокристалічні фотоелектричні модулі (ФЕМ) Jinko Solar

Tiger Pro 72HC потужністю 550 Вт. Вибір обладнання даного виробника (Tier 1) обумовлений оптимальним співвідношенням капітальних витрат, надійності та високої питомої потужності на квадратний метр.

Для досягнення розрахункової потужності сонячної електростанції у 60,5 кВт до встановлення прийнято 110 таких фотомодулів [7].

Ключові технологічні особливості та переваги обраних модулів:

Технологія Half-Cell (HC): Абревіатура 72HC означає використання 144 половинчастих фотоелементів замість 72 стандартних. Розрізання комірки навпіл вдвічі знижує робочий струм, що протікає через неї, що своєю чергою значно (до 4 разів) зменшує внутрішні омичні втрати. Це забезпечує вищий ККД модуля (понад 21%) та знижує його робочу температуру. Крім того, архітектура Half-Cell дозволяє панелі генерувати енергію навіть за умов часткового затінення (наприклад, від конструкцій теплиці чи вентиляційних труб), оскільки верхня і нижня частини модуля працюють незалежно одна від одної.

Технологія Multi-Busbar (MBB): Використання кількох струмознімальних шин (струмопровідних доріжок) круглого перерізу покращує поглинання світла за рахунок зменшення площі перекриття комірки та оптичного відбиття. Це також зменшує відстань проходження струму всередині кремнієвої пластини, мінімізуючи ризик утворення мікротріщин (Micro-cracks) та локальних перегрівів (Hot spots) під час тривалої експлуатації.

Технологія PERC (Passivated Emitter and Rear Cell): Наявність діелектричного пасивуючого шару на задній поверхні фотоелемента дозволяє відбивати фотони, що пройшли крізь кремній, назад у робочу зону для повторного поглинання. Це значно підвищує генерацію в умовах низької освітленості (вранці, ввечері або в похмуру погоду), що є критично важливим для максимізації річного виробітку енергії для потреб теплиці.

Стійкість до деградації: Модулі відзначаються низьким рівнем світлової деградації (LID) та деградації, викликаній потенціалом (PID), що гарантує

збереження не менше 84,8% від початкової номінальної потужності після 25 років експлуатації.

3.2. Розрахунок ємності системи накопичення енергії (ESS) для забезпечення автономної роботи при спрацюванні АВР

Акумуляторна система повинна забезпечувати безперебійне живлення критичного навантаження (насоси поливу, автоматика, аварійне освітлення) потужністю 20 кВт протягом 4 годин.

Розрахунок необхідної ємності:

$$E_{акб} = (P_{крит} \times t) / (\eta_{inv} \times DoD)$$

де:

- $t = 4$ год - час автономної роботи;
- $\eta_{inv} = 0,95$ - коефіцієнт корисної дії інвертора;
- $DoD = 0,8$ - глибина розряду (80% для $LiFePO_4$).

$$E_{акб} = (20 \times 4) / (0,95 \times 0,8) \approx 105,2 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Виходячи з наявних лінійок обладнання, обираємо систему накопичення ємністю 100 кВт·год на базі літій-залізо-фосфатних елементів.



Рис 3.2 - Система накопичення енергії Deue

Незважаючи на те, що базовий проект модернізації системи електропостачання тепличного комплексу передбачає використання сонячної електростанції в режимі миттєвого споживання (з нульовим експортом) та

дизель-генератора як резервного джерела, стратегічно доцільним кроком для подальшого розвитку є впровадження промислової системи накопичення енергії (ESS).

Для забезпечення енергетичної гнучкості та підвищення рівня автономності об'єкта пропонується інтеграція високовольтної системи накопичення енергії Deye BOS-G (або аналогічних кластерних рішень Deye) загальною ємністю 100 кВт·год. Впровадження акумуляторного парку дозволить перевести мережеву СЕС у гібридний режим роботи.

Ключові технологічні особливості та переваги ESS Deye 100 кВт·год:

Хімічний склад акумуляторів (LiFePO₄): Основою системи є літій-залізо-фосфатні комірки. Цей хімічний склад є галузевим стандартом для стаціонарних промислових накопичувачів завдяки своїй винятковій термічній стабільності (відсутність ризику теплового розгону і пожежі), тривалому терміну служби (понад 6000 циклів заряд-розряд при глибині розряду DoD 80%) та відсутності ефекту пам'яті.

Високовольтна (HV) архітектура: Система ємністю 100 кВт·год будується за кластерним принципом шляхом послідовного з'єднання акумуляторних модулів (наприклад, 20 модулів по 5,12 кВт·год кожний). Це дозволяє досягти робочої напруги постійного струму в діапазоні 500–800 В. Висока напруга (HV) суттєво знижує робочі струми, що зменшує нагрівання кабелів, омичні втрати (I^2R) та дозволяє використовувати інвертори менших габаритів з вищим ККД перетворення (DC/AC).

Інтелектуальна система управління батареями (BMS - Battery Management System): Кожен акумуляторний кластер оснащений багаторівневою платою BMS. Вона виконує пасивне та активне балансування комірок, безперервно контролює напругу, струм і температуру кожного елемента, захищаючи систему від глибокого розряду, перезаряду, струмів короткого замикання та перегріву. BMS інтегрована в загальну систему моніторингу Deye по шині CAN, що дозволяє інвертору динамічно керувати струмами заряду/розряду.

Функціональне призначення ESS в умовах тепличного комплексу:

Пікове згладжування (Peak Shaving): У періоди максимального споживання електроенергії теплицею (наприклад, одночасний запуск потужних насосів або систем мікроклімату) ESS може автоматично компенсувати пікові навантаження, видаючи накопичену енергію. Це дозволяє уникнути перевищення дозволеної договірної потужності (від ТП) та знизити витрати на оплату пікових тарифів.

Арбітраж електроенергії (Time-of-Use Optimization): За наявності багатозонного тарифу на електроенергію, система може програмуватись на накопичення енергії з мережі в нічний час (коли тариф найнижчий) і віддавати її на потреби теплиці вдень у години пікового комерційного навантаження (якщо енергії сонця недостатньо).

Максимізація власного споживання (Self-Consumption): У вихідні дні або в періоди низького енергоспоживання теплиці, надлишкова енергія, згенерована сонячним фотополем (60,5 кВт), не обмежується функцією нульового експорту, а повністю акумулюється в батареях для використання у вечірній чи нічний час.

Короткочасне резервування (UPS Function): У поєднанні з гібридним інвертором, ESS забезпечує безперебійне живлення (час перемикання < 10 мс) критичних вузлів теплиці (наприклад, блоків керування поливом та автоматикою) до моменту повноцінного запуску дизель-генератора, що усуває просадки напруги та збої в програмах контролерів.

Впровадження системи накопичення енергії ємністю 100 кВт·год є логічним етапом еволюції системи електропостачання, що перетворює тепличний комплекс на інтелектуальну мікромережу (Microgrid) з високим рівнем енергонезалежності.

3.3. Вибір потужності гібридного інвертора з урахуванням пускових струмів (двигуни насосів, вентиляція)

Інвертор має забезпечувати одночасне живлення навантаження та зарядку акумуляторів. Оскільки розрахункове навантаження становить 65,5

кВт, а сумарна потужність двигунів з прямим пуском досягає 10 кВт, обираємо інвертор з запасом потужності.

Прийнято до встановлення: Гібридний трифазний інвертор Deye SUN-80K-SG01HP3-EU-AM2 номінальною потужністю 80 кВт.

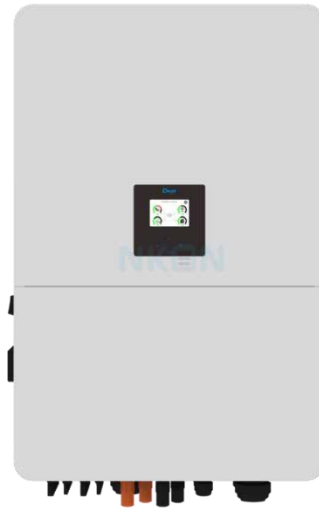


Рис 3.3 - Гібридний високовольтний інвертор Deye

Обґрунтування вибору та технічна характеристика гібридного високовольтного інвертора Deye (80 кВт)

У зв'язку з перспективою інтеграції високовольтної системи накопичення енергії (ESS) ємністю 100 кВт·год, серцем модернізованої системи електропостачання тепличного комплексу виступає трифазний гібридний високовольтний інвертор Deye потужністю 80 кВт.

На відміну від класичних мережевих інверторів, гібридний перетворювач виконує роль центрального контролера мікромережі (Microgrid), поєднуючи в одному пристрої функції перетворення постійного струму від фотомодулів, управління зарядом/розрядом акумуляторних батарей та координації роботи із зовнішньою мережею і резервним дизель-генератором.

Ключові технологічні особливості високовольтного інвертора Deye:

Високовольтна (HV) архітектура постійного струму: Інвертор розрахований на роботу з акумуляторними батареями високої напруги (у

діапазоні від 160 В до 800 В). Використання високої напруги замість традиційних 48 В дозволяє значно знизити струми (для передачі 80 кВт при 600 В потрібен струм лише близько 133 А, тоді як при 48 В струм перевищував би 1600 А). Це радикально зменшує омичні втрати в кабелях постійного струму, знижує вимоги до їх перерізу та підвищує загальний ККД системи перетворення до 97,6%.

Багатопортова топологія та вбудоване управління генератором: Пристрій має виділений порт для підключення дизель-генератора (GEN port). Інвертор здатен автоматично подавати сигнал «сухого контакту» на запуск генератора при розряді батарей нижче критичного рівня (наприклад, 20%) або при пікових навантаженнях, коли потужності СЕС і батарей недостатньо. Це дозволяє частково або повністю інтегрувати функції АВР безпосередньо в логіку інвертора.

Підтримка 100% несиметричного навантаження: Для тепличних комплексів характерна наявність великої кількості однофазних струмоприймачів (LED-лампи, вентилятори). Інвертор Deye здатен видавати різну потужність по кожній фазі (до 50% від номінальної потужності на одну фазу), що забезпечує стабільну роботу системи без перекосу фаз навіть при нерівномірному розподілі навантажень.

Функція безперебійного живлення (UPS): У разі аварії в зовнішній мережі інвертор здійснює миттєве (менше ніж 10 мс) перемикавання на живлення від фотомодулів та акумуляторів. Для кліматичного обладнання теплиці такий перехід відбувається абсолютно непомітно, що унеможливорює збої в роботі контролерів мікроклімату та систем поливу.

Основні технічні характеристики гібридного інвертора Deye 80 кВт:

Максимальна потужність підключеного фотополя (DC): до 104 кВт (дозволяє перевантаження DC/AC для максимізації виробітку в ранкові та вечірні години);

Номінальна вихідна потужність (AC): 80 кВт;

Максимальний струм заряду/розряду батарей: 100 А (при HV

архітектурі);

Діапазон напруг акумуляторної батареї: 160 В – 800 В;

Кількість незалежних МРРТ-трекерів: 4 (по 2 стрінги на кожен), що забезпечує високу ефективність генерації масиву з 110 фотомодулів навіть при частковому затіненні даху;

Час перемикання на резервне живлення: < 10 мс;

Ступінь захисту корпусу: IP65 (допускається встановлення в технічних приміщеннях з підвищеною вологістю або на вулиці під навісом);

Підтримка паралельної роботи: можливість об'єднання до 10 інверторів для подальшого масштабування тепличного комплексу.

Використання високовольного гібридного інвертора Deue створює гнучку, надійну та масштабовану архітектуру електропостачання, здатну автоматично балансувати між сонячною генерацією, накопиченням енергії, споживанням теплиці та роботою резервних джерел.

3.4. Вибір комутаційної апаратури та елементів системи АВР

Розрахунок струмів для трифазного навантаження проводиться за формулою:

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_l \cdot \cos \varphi)$$

де:

- I_p - розрахунковий струм, А;
- P_p - розрахункова активна потужність, кВт;
- U_l - лінійна напруга мережі (380 В = 0,38 кВ);
- $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності.

Розрахунок струмів та вибір апаратів захисту

Загальний ввід та система АВР

При $P_p = 65.5$ кВт та прийнятому середньому $\cos \varphi = 0,9$:

$$I_p = 65,5 / (1,732 \cdot 0,38 \cdot 0,9) \approx 110,6 \text{ А}$$

Вибираємо автоматичний вимикач з номінальним струмом $I_n = 125$ А.

Група електроосвітлення

$$I_p = 45,0 / (1,732 \cdot 0,38 \cdot 0,95) \approx 72,0 \text{ А}$$

Вибираємо автомат 80 А (тип С).

Насосне обладнання

$$I_p = 10,5 / (1,732 \cdot 0,38 \cdot 0,8) \approx 19,9 \text{ А.}$$

Вибираємо автомат 25 А (тип D для пускових струмів).

Системи вентиляції

$$I_p = 6,0 / (1,732 \cdot 0,38 \cdot 0,8) \approx 11,4 \text{ А.}$$

Вибираємо автомат 16 А (тип С).

Допоміжні потреби

$$I_p = 4,0 / (1,732 \cdot 0,38 \cdot 0,85) \approx 7,1 \text{ А.}$$

Вибираємо автомат 10 А (тип С).

Таблиця 3.1 - Вибране обладнання

Найменування лінії	I_p , А	I_n (автомат), А	Тип характеристики
Ввідний АВ (АВР)	110.6	125	В/С (МССВ)
Освітлення	72.0	80	С
Насоси	19.9	25	D
Вентиляція	11.4	16	С
Допоміжні	7.1	10	С

3.5. Розрахунок перерізів кабельних ліній та перевірка їх за допустимою втратою напруги

Визначення розрахункового струму для вибору перерізу кабелю живлення:

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \times U_{ном} \times \cos\phi) = 65500 / (1,73 \times 380 \times 0,9) \approx 110,6 \text{ А.}$$

Згідно з таблицями допустимих тривалих струмів ПУЕ, для струму 110,6 А та способу прокладання в коробі обираємо кабель ВВГнг 4х35 (тривалий струм 135 А).

Перевірка кабельної лінії довжиною 40 м за втратою напруги:

$$\Delta U = (100 \times P \times L) / (C \times S \times U^2)$$

де:

- $C = 57$ - питома провідність міді;
- $S = 35 \text{ мм}^2$ -переріз кабелю.

$$\Delta U = (100 \times 65500 \times 40) / (57 \times 35 \times 380^2) \approx 0,91\%.$$

Втрата напруги 0,91% не перевищує нормативне значення (5%), отже, вибір перерізу є коректним.

Таблиця 3.2 - Специфікація вибраного обладнання

Найменування обладнання	Технічні характеристики	Кількість
Фотомодуль Jinko Solar 550W	Монокристал, 550 Вт	110 шт.
Гібридний інвертор Deye	80 кВт, 3 фази, 4 MPPT	1 шт.
Акумуляторна система ESS	LiFePO4, 100 кВт·год	1 компл.
Система кріплень ФЕМ	Алюмінієвий профіль на дах	1 компл.
Кабель ВВГнг 4х35	Мідний, негорючий	40 м

РОЗДІЛ 4. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ЗАХИСТ СИСТЕМИ

4.1. Розробка схеми керування АВР для перемикання між мережею та автономним джерелом

Тепличні комплекси відносяться до споживачів другої категорії надійності електропостачання, для яких перерва в живленні може призвести до порушення мікроклімату, зупинки систем поливу та фітоосвітлення, що загрожує втратою врожаю. Згідно з розрахунками (Табл. 1.1), розрахункове навантаження комплексу складає 65,5 кВт при встановленій потужності 80 кВт. Тому надійність електропостачання забезпечується впровадженням системи автоматичного введення резерву (АВР) із використанням автономного джерела (наприклад, дизель-генераторної установки потужністю не менше 80 кВА) [2].

Система автоматичного введення резерву (АВР) - це комплекс засобів релейного захисту та автоматики, призначений для автоматичного відновлення живлення споживачів шляхом приєднання резервного джерела електропостачання у разі відключення робочого джерела.

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), для забезпечення надійності електропостачання об'єктів безперервного циклу (І категорія надійності) вимагається наявність двох незалежних джерел живлення, а для особливої групи - третього незалежного джерела (наприклад, автономного паливного генератора або систем накопичення енергії).

Архітектура АВР у гібридних сонячних системах

Автоматичне введення резерву для сонячних електростанцій (СЕС) має фундаментальні відмінності від класичної схеми "Мережа – Генератор". Сучасні гібридні інвертори виконують функцію інтелектуального АВР, об'єднуючи чотири енергетичні вузли:

1. Основна зовнішня мережа (Grid).
2. Сонячні фотоелектричні панелі (PV).
3. Акумуляторні батареї (Battery).
4. Резервний паливний генератор (Gen).

Перемикання навантаження об'єкта відбувається на рівні силових напівпровідникових ключів (IGBT) або внутрішніх швидкодіючих реле інвертора. Це забезпечує швидкість перемикання менше 10 мілісекунд, що є абсолютно непомітним для чутливої автоматики та прирівнюється до роботи джерела безперебійного живлення (ДБЖ).

Алгоритм та логіко-математична модель керування

Система автоматики працює за пріоритетним алгоритмом, який мінімізує споживання дорогої енергії з мережі та оптимізує ресурс батарей і генератора:

Нормальний режим (Мережа + СЕС): Напруга мережі в нормі. Навантаження живиться від фотомодулів, надлишок генерації заряджає АКБ або експортується в мережу.

Аварійний режим (Ізольований): При зникненні напруги мережі відбувається миттєве відключення від лінії та перехід на автономне живлення від зв'язку "сонячні панелі + акумулятори".

Режим дефіциту енергії (Запуск резерву): Якщо сонячної генерації недостатньо, а заряд батареї (SOC) падає нижче критичного рівня, АВР ініціює запуск паливного генератора.

Баланс потужності в автономному режимі описується рівнянням:

$$P_{\text{нав}}(t) \leq P_{\text{св}}(t) + P_{\text{акб}}(t)$$

де:

$P_{\text{нав}}(t)$ - поточна потужність споживання об'єкта.

$P_{\text{св}}(t)$ - поточна потужність сонячної генерації.

$P_{\text{акб}}(t)$ - максимально допустима потужність розряду акумуляторів.

Умова, за якої автоматика ініціює запуск генератора через «сухий контакт» інвертора, описується логічною системою:

Якщо: $U_{\text{мережі}} = 0$

Та водночас: $SOC < SOC_{\text{мін}}$ (де $SOC_{\text{мін}}$ — уставка глибокого розряду, зазвичай 20-30%).

Логічне рівняння формування керівного сигналу на включення генератора (Сген):

$$Сген = (НЕ \text{ Умережі}) \text{ ТА } (SOC < SOC_{\text{мін}})$$

4. Теорія надійності системи (Резервування)

Введення автономного джерела СЕС та генератора суттєво підвищує ймовірність безвідмовної роботи системи електропостачання. Якщо ймовірність безвідмовної роботи основної мережі протягом часу t дорівнює $P_1(t)$, а резервного комплексу - $P_2(t)$, то при паралельному (логічному) резервуванні загальна надійність системи $P_{\text{сист}}(t)$ становить:

$$P_{\text{сист}}(t) = 1 - (1 - P_1(t)) \times (1 - P_2(t))$$

Такий підхід доводить, що інтеграція СЕС з АВР експоненціально знижує ризик повного знеструмлення критичного навантаження підприємства.

5. Вимоги до захисту: Anti-Islanding

Згідно з міжнародними та вітчизняними стандартами (IEEE 1547, EN 50549), при зникненні напруги в зовнішній мережі інвертор СЕС зобов'язаний фізично і миттєво відключитися від неї. Це захист від утворення "острова" (Anti-Islanding). Контролер фіксує аварійний дрейф частоти або напруги та розриває вихідне коло, щоб сонячна станція не видавала напругу в "мертку" зовнішню лінію, де в цей момент можуть проводити відновлювальні роботи ремонтні бригади обленерго [6].

6. Апаратна конфігурація для СЕС потужністю 80 кВт

Проектування автоматики для об'єкта потужністю 80 кВт вимагає використання промислового трифазного обладнання на 400 В. Розрахунок максимального робочого струму виконується за формулою:

$$I_{\text{ном}} = P / (\sqrt{3} \times U_{\text{л}} \times \cos \varphi)$$

Для активної потужності $P = 80\,000$ Вт, лінійної напруги $U_{\text{л}} = 400$ В та коефіцієнта потужності промислового навантаження $\cos \varphi \approx 0,9$:

$$I_{\text{ном}} = 80\,000 / (1,732 \times 400 \times 0,9) = 128,3 \text{ А}$$

З урахуванням коефіцієнта запасу на пускові струми ($K = 1.25$), уся базова комутаційна та захисна апаратура щита АВР повинна мати номінал не менше 160 А.

Основні елементи специфікації обладнання:

Система накопичення: Високовольтна (HV) акумуляторна батарея LiFePO₄ з робочою напругою в діапазоні 200-700 В. Висока напруга дозволяє кардинально знизити робочі струми між АКБ та інвертором, зменшуючи переріз кабелів та втрати на нагрівання.

Паливний резерв: Дизель-генераторна електростанція потужністю від 100 кВА, оснащена блоком автоматичного запуску.

Комутаційний блок АВР: Оскільки струми перевищують 120 А, для перемикання ліній "Мережа - Генератор" застосовується зовнішній трифазний моторизований перемикач на 160 А. Він має жорстке вбудоване механічне та електричне блокування, що повністю виключає ризик зустрічного короткого замикання.

Сервісний байпас: Обов'язковий елемент схеми — трипозиційний перекидний рубильник (схема зв'язків I - 0 - II) на 160 А. Він дозволяє пустити струм від зовнішньої мережі в обхід СЕС напряму до споживачів. Це дає змогу проводити повне відключення, обслуговування або ремонт інвертора та акумуляторів без зупинки технологічних процесів на об'єкті.

Схема керування АВР розроблена на базі мікропроцесорного контролера, який постійно моніторить параметри основної мережі від трансформаторної підстанції ТП-10/0,4 кВ (напругу, частоту, чергування фаз). У разі зникнення напруги контролер АВР формує сигнал на відключення ввідного контактора основної мережі та подає команду на запуск дизель-генератора.

Особливості роботи мережевого інвертора потужністю 80 кВт в системі з АВР:

1. При штатній роботі від мережі інвертор працює паралельно з нею, живлячи навантаження теплиці (переважно LED-освітлення 45 кВт та насоси 10,5 кВт).
2. У разі аварії в зовнішній мережі спрацьовує вбудований захист інвертора (Anti-Islanding), який миттєво (за $t < 0,1$ с) відключає генерацію.
3. Після перемикавання АВР на резервний генератор, інвертор не включається в роботу, оскільки звичайні мережеві інвертори не можуть працювати паралельно з дизель-генераторами без спеціальних систем керування мікромережею (Microgrid controller), щоб уникнути зворотного перетікання потужності в генератор.

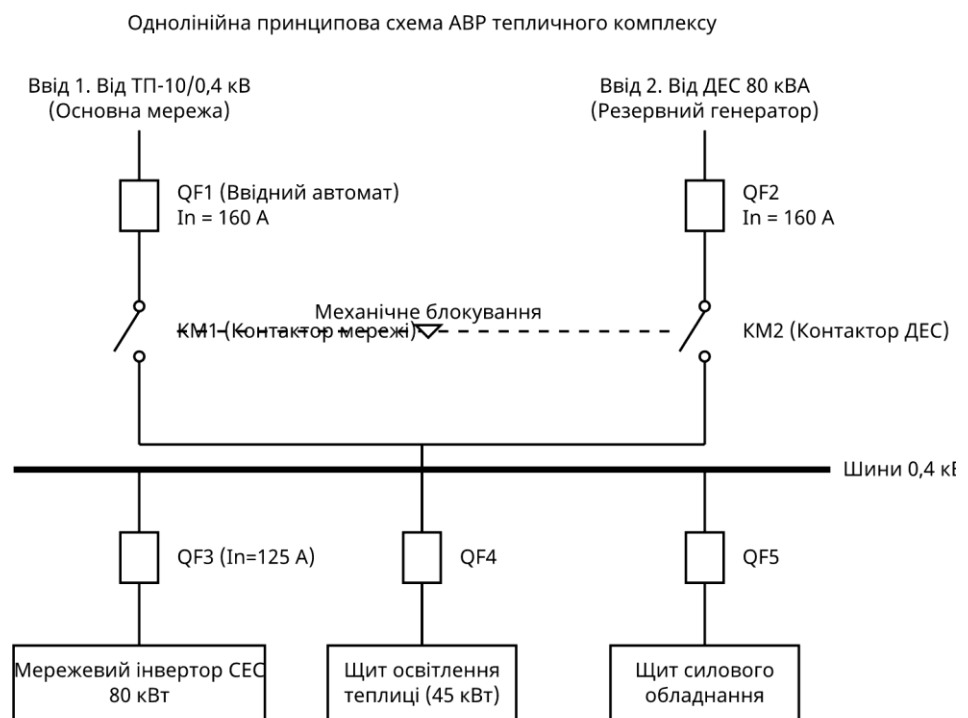


Рис 4.1- Впроваджена схема АВР для тепличного комплексу

4.2. Розрахунок струмів короткого замикання в модернізованій мережі

Для правильного вибору апаратів захисту виконано розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) на шинах 0,4 кВ головного розподільного щита (ГРЩ) [4].

Джерелом живлення є трансформатор ТМ-100/10/0,4. Напруга короткого замикання $U_k = 4,5\%$.

Опір трансформатора (прямої послідовності) наведено до ступеня напруги 0,4 кВ:

$$Z_T = (U_k / 100) \times (U_{ном}^2 / S_{ном}) = (4,5 / 100) \times (400^2 / 100000) = 0,072 \text{ Ом.}$$

Активний та реактивний опори трансформатора:

$$R_T \approx 0,024 \text{ Ом}; X_T \approx 0,068 \text{ Ом.}$$

Приймаємо кабельні лінії від ТП до ГРЩ виконаними кабелем АВВГ 4х95, довжиною $L = 50 \text{ м.}$

Питомий опір кабелю: $r_0 = 0,33 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,06 \text{ Ом/км.}$

Опір кабельної лінії:

$$R_{кл} = r_0 \times L = 0,33 \times 0,05 = 0,0165 \text{ Ом.}$$

$$X_{кл} = x_0 \times L = 0,06 \times 0,05 = 0,003 \text{ Ом.}$$

Сумарний еквівалентний опір кола до шин ГРЩ:

$$R_{\Sigma} = R_T + R_{кл} + R_{конт} = 0,024 + 0,0165 + 0,015 = 0,0555 \text{ Ом.}$$

$$X_{\Sigma} = X_T + X_{кл} = 0,068 + 0,003 = 0,071 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2)} = \sqrt{(0,0555^2 + 0,071^2)} = \sqrt{(0,00308 + 0,00504)} = 0,090 \text{ Ом.}$$

Струм трифазного короткого замикання від мережі на шинах ГРЩ:

$$I_{к(3)_мережі} = U_{\phi} / Z_{\Sigma} = 230 / 0,090 = 2555 \text{ А} = 2,55 \text{ кА.}$$

Внесок мережевого інвертора 80 кВт у струм КЗ:

Номінальний струм інвертора становить:

$$I_{ном.інв} = P_{інв} / (\sqrt{3} \times U_{л} \times \cos\phi) = 80000 / (1,73 \times 400 \times 1) \approx 115 \text{ А.}$$

Максимальний струм КЗ від інвертора обмежується електронікою на рівні 120% від номінального:

$$I_{к.інв} = 1,2 \times 115 = 138 \text{ А.}$$

Сумарний максимальний струм КЗ на шинах ГРЩ при паралельній роботі мережі та СЕС:

$$I_{к_{\Sigma}} = 2555 + 138 = 2693 \text{ А} \approx 2,7 \text{ кА.}$$

4.3. Вибір та налаштування пристроїв релейного захисту та автоматики

На відміну від класичних споживачів електроенергії, СЕС потужністю 80 кВт є активним елементом енергосистеми, здатним генерувати потужність у двосторонньому напрямку. РЗА такої станції має забезпечувати:

Високу швидкість відключення аварійних ділянок для збереження напівпровідникових елементів інвертора.

Селективність (відключення лише пошкодженої ланки).

Надійність спрацьовування та чутливість до малих струмів КЗ (оскільки інвертори мають обмеження за максимальним вихідним струмом).

Захист реалізується двома рівнями: внутрішніми (програмно-апаратними) захистами інвертора та зовнішнім мережевим реле захисту (Interface Protection Relay) на межі розділу балансової належності.

Для трифазної СЕС потужністю 80 кВт обов'язковими до впровадження та розрахунку є такі види захистів:

Максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмова відсічка: Захищають лінію від коротких замикань та перевантажень. Оскільки номінальний струм станції становить близько 128.3 А, вибір автоматичних вимикачів здійснюється за умовою: $I_{\text{автомата}} \geq 1.25 \times I_{\text{ном}}$

Захист від підвищення напруги (OVP) та зниження напруги (UVP): Інвертор СЕС критично чутливий до коливань напруги в мережі 0.4 кВ. Робота за межами безпечного діапазону призводить до пробоя транзисторів або порушення синхронізації.

Захист від підвищення (OFP) та зниження (UFP) частоти: Частота є головним показником балансу потужності в енергосистемі. СЕС повинна миттєво відключатися при критичних відхиленнях частоти від номінальних 50 Гц.

Захист від утворення автономного «острова» (Anti-Islanding): Автоматика, яка виявляє роботу СЕС на ізолювану ділянку мережі після відключення головного вимикача на підстанції обленерго.

Захист від замикань на землю (диференційний захист): Оскільки СЕС працює з постійним та змінним струмом, вибираються пристрої захисту від струмів витоку (ПЗВ) типу "В", які здатні реагувати як на змінний, так і на випрямлений пульсуючий струм витоку.

Налаштування (вибір уставок) зовнішнього реле захисту виконується відповідно до вимог національних стандартів (зокрема ДСТУ EN 50549) щодо підключення генерації до мереж низької напруги.

Типові теоретичні матриці налаштувань для СЕС виглядають так:

Коридори напруги (для номінальної фазної напруги $U_n = 230 \text{ В}$):

Верхня перша межа ($U \gg$): Спрацьовує при підвищенні напруги до $1.15 \times U_n$ (264.5 В). Час спрацьовування автоматики: $t \leq 0.1$ секунди.

Верхня друга межа ($U >$): Спрацьовує при тривалому підвищенні до $1.10 \times U_n$ (253 В). Час спрацьовування: $t = 1.0\text{-}2.0$ секунди (захист від статичного перенапруження).

Нижня межа ($U <$): Спрацьовує при падінні напруги до $0.85 \times U_n$ (195.5 В). Час спрацьовування: $t = 1.0$ секунди.

Нижня критична межа ($U <<$): Спрацьовує при глибокому просадженні до $0.80 \times U_n$ (184 В) під час КЗ в мережі. Час спрацьовування: $t \leq 0.1$ секунди.

Коридори частоти (для номінальної частоти $f_n = 50 \text{ Гц}$):

Максимальна частота ($f >$): Уставка виставляється на рівні 51.5 Гц. Час відключення: $t \leq 0.1$ секунди.

Мінімальна частота ($f <$): Уставка виставляється на рівні 47.5 Гц. Час відключення: $t \leq 0.1$ секунди.

Важливе теоретичне зауваження: Після аварійного відключення за будь-яким параметром напруги чи частоти, автоматика РЗА повинна заблокувати повторне включення СЕС на таймаут $T_{\text{очікування}}$ (від 60 до 300 секунд). Це необхідно для того, щоб параметри мережі повністю стабілізувалися, а ремонтні бригади встигли завершити перемикання.

Комплекс захисту модернізованої системи електропостачання розподілено на зони постійного (DC) та змінного (AC) струму.

Захист на стороні постійного струму (DC):

Між 110 фотомодулями та інвертором встановлюються щити DC. Передбачено спеціалізовані запобіжники gPV (номінал 15 А) для захисту стрінгів від струмів зворотного перетікання при затіненні. Для захисту від атмосферних перенапруг встановлено пристрої захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП) Тип 2.



Рис 4.2- Пристрої РЗіА на стороні постійного струму (DC)

Захист на стороні змінного струму (AC):

Розрахунковий струм навантаження теплиці (65,5 кВт):

$$I_{\text{розч}} = P_p / (\sqrt{3} \times U_{\text{л}} \times \cos\phi) = 65500 / (1,73 \times 400 \times 0,9) \approx 105 \text{ A.}$$

На вводі від трансформатора обрано автоматичний вимикач з номінальним струмом $I_n = 160 \text{ A}$. Вимикаюча здатність апарата повинна бути не менше розрахованого струму КЗ (2,7 кА). Обрано автомат з $I_{cu} = 15 \text{ кА}$.



Рис 4.3 - Автоматичний вимикач встановлений на вводі від трансформатора

Для захисту лінії приєднання мережевого інвертора (номінальний струм 115 А) обрано автоматичний вимикач з номінальним струмом розчеплювача 125 А.



Рис 4.4 - Автоматичний вимикач лінії приєднання мережевого інвертора

Для ліній живлення насосного обладнання (15 кВт) та вентиляції (10 кВт), які експлуатуються у вологих умовах теплиці, встановлено пристрій захисного відключення (ПЗВ) зі струмом витoku 30 мА.



Рис 4.5 – Пристрій захисного відключення (ПЗВ)

4.4. Організація моніторингу та диспетчеризації енергопотоків

Враховуючи, що встановлена потужність електроприймачів (80 кВт) більша за потужність генерації фотополя (60,5 кВт), важливим є моніторинг балансу потужності.

Основними компонентами системи є:

1. Smart Meter (Інтелектуальний двонаправлений лічильник): Встановлюється в ГРЩ. Він у режимі реального часу вимірює напрямок перетікання потужності. Лічильник підключений до інвертора по інтерфейсу RS485.



Рис 4.1 - Інтелектуальний двонаправлений лічильник

Принцип роботи та функції інтелектуального двонаправленого лічильника (Smart Meter)

Для забезпечення коректної роботи сонячної електростанції (СЕС) в умовах спільної експлуатації із загальною мережею та резервним генератором, ключовим елементом системи моніторингу виступає інтелектуальний двонаправлений лічильник, або Smart Meter.

На відміну від класичних вузлів обліку, які лише фіксують спожиту енергію наростаючим підсумком, Smart Meter виконує роль головного датчика зворотного зв'язку для мережевого інвертора. У рамках запропонованої модернізації тепличного комплексу, цей пристрій встановлюється

безпосередньо в головному розподільному щиті (ГРЩ) на межі балансової належності - між ввідним автоматичним вимикачем та точкою підключення навантаження й інвертора.

Основні технічні завдання, які вирішує Smart Meter у проєкті:

Двонаправлений векторний вимірювальний процес: Пристрій з високою частотою (кілька разів на секунду) вимірює не лише амплітудні значення струму та напруги по кожній із трьох фаз, але й напрямок перетікання потужності. Він чітко розрізняє режими імпорту (коли теплиці не вистачає енергії сонця і вона добирає її з мережі) та експорту (коли СЕС генерує більше, ніж споживають насоси та освітлення).

Динамічне обмеження генерації (Zero Export): У випадку, якщо підприємство не має укладеного договору на продаж надлишків за «зеленим тарифом» або механізмом Net Billing, перетікання енергії в загальну мережу може бути заборонено технічними умовами. Smart Meter, фіксуючи появу зворотного струму в бік трансформаторної підстанції, миттєво передає по інтерфейсу зв'язку (найчастіше це екранована вита пара, протокол RS-485 Modbus RTU) сигнал на інвертор. Інвертор, у свою чергу, автоматично зміщує робочу точку MPPT-трекерів, пропорційно знижуючи генерацію фотомодулів до рівня поточного власного споживання теплиці. Час реакції системи становить лічені мілісекунди.

Моніторинг якості електроенергії: Smart Meter безперервно аналізує параметри мережі: частоту струму, коефіцієнт потужності ($\cos$), наявність перекосу фаз або просядок напруги. Якщо показники виходять за встановлені нормативні межі, пристрій передає відповідні телеметричні дані на логер інвертора, звідки вони надходять на хмарний сервер для оповіщення диспетчера. Це критично важливо для чутливого мікрокліматичного обладнання теплиць.

Агрегація даних для енергоменеджменту: Завдяки інтеграції лічильника в загальну систему диспетчеризації, керівництво тепличного господарства отримує детальну аналітику у вигляді графіків. Це дозволяє наочно бачити

профіль споживання: які саме години є піковими, яку частку електроенергії вдалося замінити сонячною генерацією, і як можна оптимізувати роботу потужних споживачів (наприклад, перенести графік роботи поливних насосів на періоди максимальної сонячної інсоляції).

Підключення лічильника до силових кіл може виконуватися двома способами: прямим включенням (для струмів до 80-100 А) або трансформаторним. Враховуючи розраховані струми короткого замикання та номінал ввідного автомата (160 А), у даному проекті передбачено використання Smart Meter з підключенням через зовнішні вимірювальні трансформатори струму (Ткатушки) з коефіцієнтом трансформації 200/5. Це забезпечує високу точність вимірювань та безпеку експлуатації.

2. Data Logger (Реєстратор даних): Модуль (Wi-Fi), підключений до інвертора на 80 кВт. Він збирає дані про поточну генерацію кожного МРРТ-трекера, стан інвертора та параметри мережі.



Рис 4.2 - Модуль моніторингу Deye Stick Logger LSW-3 WiFi

Апаратний модуль диспетчеризації Deye Stick Logger LSW-3 WiFi

Невід'ємною складовою сучасної системи управління сонячною електростанцією є апаратний шлюз для збору та передачі телеметричних даних. У розробленому проекті модернізації тепличного комплексу для зв'язку мережевого інвертора потужністю 80 кВт із зовнішнім сервером

диспетчеризації застосовано спеціалізований реєстратор даних - Deye Stick Logger LSW-3 WiFi.

Даний пристрій виконано у форм-факторі компактного зовнішнього модуля («стіка»), який підключається безпосередньо до комунікаційного порту інвертора (зазвичай стандарту RS-232 або RS-485) за принципом Plug-and-Play. Завдяки зовнішньому виконанню, він не зазнає впливу електромагнітних завад від силових плат інвертора.

Ключові технічні та експлуатаційні особливості модуля LSW-3 у контексті тепличного господарства:

Бездротова передача даних (Wi-Fi): Модуль використовує існуючу локальну бездротову мережу підприємства (стандарт 2.4 ГГц) для підключення до мережі Інтернет. Це дозволяє уникнути прокладання додаткових слабкострумових кабельних ліній від ГРЩ до серверної чи кімнати диспетчера, що суттєво знижує витрати на монтаж та спрощує архітектуру системи.

Ступінь захисту IP65: Враховуючи специфіку об'єкта (теплиці характеризуються високим рівнем вологості, періодичним застосуванням дрібнодисперсного розпилення води та наявністю пилу), високий рівень пиловологозахисту корпусу логера гарантує його безперебійну роботу без ризику окислення контактів або короткого замикання на платі.

Глибина збору телеметрії: Модуль LSW-3 здійснює безперервне опитування контролера інвертора. Він збирає розширений масив даних: напругу та струм по кожному стрінгу фотомодулів (DC сторона), фазні напруги та струми, частоту генеруючої мережі (AC сторона), температурні показники радіаторів охолодження інвертора, а також статус роботи системи захисту від дугового пробою (AFCI).

Інтеграція з хмарною платформою: Зібрані дані пакетно передаються на спеціалізований хмарний сервер (Deye Cloud / Solarman). Якщо зв'язок з роутером тимчасово втрачається, логер має вбудовану енергонезалежну пам'ять для локального кешування інформації. Після відновлення з'єднання

накопичений архів автоматично вивантажується на сервер, що запобігає втраті статистичних даних про генерацію.

Віддалене керування та сервісне обслуговування: Окрім пасивного моніторингу, зв'язка «LSW-3 + Інвертор» підтримує двонаправлену комунікацію. Це означає, що головний енергетик або сервісна організація можуть дистанційно (через веб-портал) оновлювати мікропрограмне забезпечення (прошивку) інвертора, коригувати параметри захисту (наприклад, межі відключення по напрузі) та здійснювати глибоку діагностику кодів помилок без фізичного виїзду на об'єкт.

Взаємодія зі Smart Meter:

У загальній топології диспетчеризації логер LSW-3 працює в єдиному інформаційному полі з раніше описаним інтелектуальним лічильником Smart Meter. У той час як Smart Meter фіксує перетоки потужності на межі балансової належності, логер LSW-3 синхронізує ці дані з показниками генерації фотополя. Це дозволяє системі моніторингу в реальному часі вибудовувати комплексний баланс: скільки енергії згенерувала СЕС, скільки з неї було спожито теплицею, і яка частка була імпортована із зовнішньої мережі під час проходження хмар або в нічний час.

3. Програмне забезпечення: Дані передаються на хмарний сервер. Система налаштована на надсилання Push-сповіщень оператору у разі спрацювання захистів (Anti-Islanding при втраті напруги від ТП) або падіння генерації, що дозволяє оперативно перемикатися на резервний генератор.

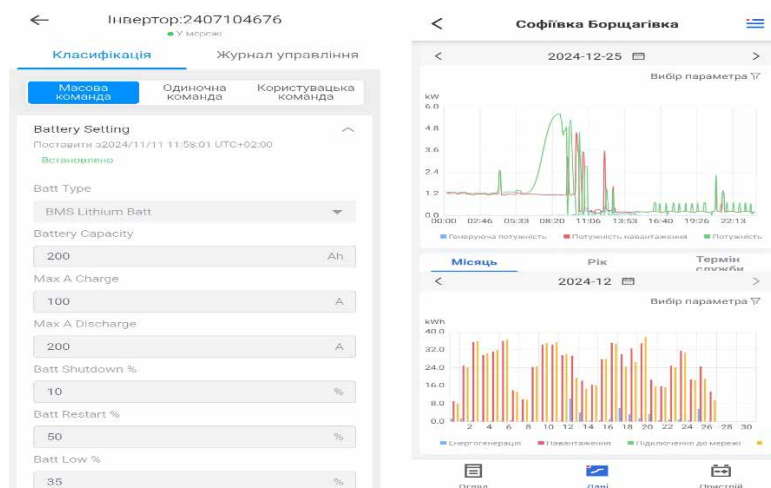


Рис 4.3 – Інтерейфес мобільного застосунку програмного забезпечення
Програмно-аналітичний комплекс моніторингу Deye Cloud

Верхнім рівнем системи автоматизації та диспетчеризації модернізованого тепличного комплексу є спеціалізоване програмне забезпечення. Для обробки, зберігання та аналізу телеметричних даних, що безперервно надходять від реєстратора LSW-3 WiFi та інтелектуального лічильника, застосовується хмарна платформа моніторингу Deye Cloud (побудована на глобальній IoT-екосистемі Solarman).

Дане програмне забезпечення доступне як через Web-портал для стаціонарних комп'ютерних місць диспетчера, так і у вигляді мобільного додатку для оперативного контролю черговим персоналом. Впровадження цієї платформи дозволяє реалізувати концепцію цифрового енергоменеджменту на рівні локального підприємства.

Основні функції програмного забезпечення в рамках експлуатації теплиці:

Візуалізація енергопотоків у реальному часі: На головній панелі (дашборді) реалізовано інтерактивну мнемосхему. Вона наочно відображає поточну потужність генерації сонячного масиву (60,5 кВт), миттєве споживання тепличного комплексу (освітлення, насоси, вентиляція) та напрямок векторів перетікання потужності (імпорт енергії із зовнішньої мережі або її відсутність завдяки функції нульового експорту).

Глибока аналітика та звітування: Програмний комплекс автоматично архівує всі параметри роботи інвертора на хмарних серверах. Платформа формує детальні графіки та звіти (добові, місячні, річні). Це дає змогу головному енергетику порівнювати фактичний виробіток СЕС із розрахунковими проектними показниками (69 575 кВт·год/рік), аналізувати енергоефективність підприємства та підтверджувати розрахунковий термін окупності проекту.

Система тривожних сповіщень (Alarm Management): Враховуючи високу відповідальність тепличного виробництва, де перерва в електропостачанні веде до порушення мікроклімату, функція миттєвого сповіщення є критично важливою. Програма безперервно аналізує коди стану інвертора 80 кВт. У разі аварійних ситуацій (зникнення напруги від ТП, спрацювання захистів, падіння опору ізоляції або перегрів обладнання) система автоматично генерує Push-повідомлення та відправляє листи на E-mail відповідального персоналу для оперативного реагування.

Віддалене керування та конфігурація (O&M): Через інженерний рівень доступу програмне забезпечення дозволяє не лише спостерігати, а й керувати процесами. Без фізичної присутності біля інвертора фахівці можуть дистанційно змінювати параметри роботи пристрою: налаштовувати алгоритми захисту від ізольованої роботи (Anti-Islanding), коригувати потужність генерації, оновлювати мікропрограми контролера та проводити первинну віддалену діагностику несправностей (I-V curve diagnosis для фотомодулів).

Застосування хмарного програмного забезпечення перетворює сонячну електростанцію з ізольованого генератора на повністю керований та прозорий елемент інфраструктури, що забезпечує максимальну ефективність та керованість системи електропостачання тепличного комплексу.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА

5.1. Заходи з електробезпеки при експлуатації гібридних СЕС.

Розрахунок напруги постійного струму

Для правильного вибору комутаційної апаратури, запобіжників та класу ізоляції сонячного кабелю необхідно виконати розрахунок максимальної напруги холостого ходу стрінга (послідовно з'єднаних панелей) в найхолодніший період року.

Експлуатація гібридних сонячних електростанцій (СЕС), особливо в умовах тепличних комплексів із підвищеною вологістю, супроводжується специфічними ризиками, які суттєво відрізняються від традиційних мереж змінного струму.

Головною відмінністю фотоелектричних систем є неможливість їх повного знеструмлення: сонячні панелі продовжують генерувати електроенергію (різницю потенціалів) весь час, поки на їхню поверхню потрапляє світло, навіть розсіяне. Основними небезпечними факторами на стороні постійного струму (DC) є - висока напруга генеруючих контурів (стрінгів): послідовне з'єднання десятків фотомодулів створює напругу, що може сягати 1000 В. Дотик до струмоведучих частин під такою напругою є смертельно небезпечним. Утворення дуги постійного струму (Arc Fault): На відміну від змінного струму (AC), який проходить через нульове значення 100 разів на секунду (при частоті 50 Гц), постійний струм не має «нульових точок». Це означає, що при розриві кола під навантаженням (наприклад, через пошкодження ізоляції, поганий контакт у конекторах MC4 або помилкове розмикання ланцюга персоналом) виникає стійка електрична дуга. Дуга постійного струму здатна розігрівати повітря до температур понад 3000 °C, що є головною причиною пожеж на СЕС [8].

Наявність хімічних джерел струму: Акумуляторні батареї системи накопичення енергії (ESS) є джерелом постійної напруги з вкрай низьким внутрішнім опором. У разі короткого замикання на клеммах акумуляторів

виникають струми колосальної величини (тисячі ампер), здатні миттєво розплавити провідники.

Організаційні та технічні заходи захисту

Для нівелювання вищезазначених ризиків на етапі проектування та експлуатації застосовується комплексний підхід:

Комутація виключно без навантаження: Для безпечного розриву кола постійного струму використовуються спеціалізовані вимикачі-роз'єднувачі (DC Switch-Disconnectors), обладнані дугогасними камерами. Категорично забороняється розмикати конектори типу MC4 під навантаженням.

Застосування технології AFCI: Сучасні інвертори (зокрема Deye) оснащуються вбудованим захистом від дугового пробоя (Arc Fault Circuit Interrupter).

Мікропроцесор інвертора аналізує спектр струму високої частоти і, виявивши специфічний «шум», характерний для горіння дуги, миттєво відключає генерацію. Функція Anti-Islanding (захист від ізольованої роботи): Згідно з вимогами безпеки, у разі аварійного знеструмлення зовнішньої мережі 0,4 кВ (наприклад, для проведення ремонтних робіт на ТП), мережевий інвертор повинен протягом 0,1 с припинити подачу електроенергії в мережу. Це захищає лінійний персонал від зустрічної зворотної напруги, згенерованої сонячною станцією.

Вимоги до персоналу: До обслуговування щитів постійного струму допускаються особи, які пройшли спеціальне навчання, використовують ЗІЗ (діелектричні рукавички, килимки) та мають групу з електробезпеки не нижче III.

Оперативні перемикання в схемі електропостачання трифазної СЕС потужністю 80 кВт з інтегрованим дизель-генератором на 100 кВА мають виконуватися відповідно до вимог «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів» (ПБЕЕС).

Усі складні перемикання (де задіяна зміна режимів кількох джерел живлення) проводяться оперативним персоналом за заздалегідь складеними бланками перемикань (звичайними або типовими). Перемикання виконуються двома особами: одна є контролюючою (старша за посадою, група з електробезпеки не нижче IV), інша — безпосереднім виконавцем (група не нижче III).

Основні технічні правила перед початком операцій:

Перемикання в колах, що поєднують постійний (DC) та змінний (AC) струм, виконуються виключно у діелектричних рукавичках та захисних окулярах.

Категорично забороняється вимикати силові роз'єднувачі постійного струму (робочі вимикачі стрингів сонячних панелей QS) під навантаженням. Перед їх розмиканням необхідно програмно зупинити генерацію інвертора або вимкнути відповідні автоматичні вимикачі змінного струму.

Типова програма (бланк) перемикань для виведення гібридного інвертора 80 кВт у плановий ремонт

Повністю знеструмити гібридний інвертор та блок високовольтних акумуляторів (АКБ) для проведення технічного обслуговування, зберігши при цьому безперервне живлення споживачів теплиці напряму від зовнішньої мережі через реверсивний рубильник сервісного байпасу.

Послідовність операцій (технологічний алгоритм):

Програмна зупинка системи: Через РК-панель керування інвертора (або систему SCADA) подати команду «STOP» на припинення генерації та заряду/розряду акумуляторів. Переконавшись за показами приладів, що вихідний струм інвертора впав до нуля.

Вимкнення навантаження інвертора: Вимкнути автоматичний вимикач змінного струму гарантованого живлення QF_load (на виході порту LOAD інвертора).

Переведення об'єкта на ремонтний байпас: Перевести зовнішній ручний реверсивний рубильник QSbypass (напрямку I - 0 - II) на 160 А з Позиції I

(«Живлення від СЕС») у Позицію 0 («Нейтраль»), а потім у Позицію II («Живлення напряму від мережі»). Споживачі теплиці отримують напругу в обхід сонячної станції.

Вимкнення живлення змінного струму (АС):

Вимкнути ввідний автоматичний вимикач основної мережі до інвертора QFgrid.

Вимкнути автоматичний вимикач лінії резервного дизель-генератора QFgen (в колі порту AUX/GEN інвертора).

Вимкнення кіл постійного струму сонячного поля (DC): Перевести в положення «OFF» усі вбудовані або зовнішні DC-роз'єднувачі фотомодулів QSpv1, QSpv2 тощо. Оскільки генерацію інвертора було зупинено на Кроці 1, розмикання відбувається за відсутності струму, що виключає появу дуги.

Вимкнення накопичувача енергії (АКБ):

Вимкнути силовий DC-автомат на загальній шафі високовольтних акумуляторів QF_bat.

Вимкнути живлення системи керування батареями (BMS) кнопкою Power/Reset.

Перевірка безпеки та вивішування плакатів:

За допомогою покажчика напруги до 1000 В перевірити відсутність напруги на входних та вихідних клеммах інвертора (Grid, Load, Gen, PV, Battery).

Вивісити на органи керування автоматичних вимикачів QF_grid, QF_bat та DC-рубильників заборонні плакати: «НЕ ВМИКАТИ! ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ».

Послідовність перемикачів при відновленні нормальної схеми роботи після ремонту

Мета операції: Повернути гібридну СЕС в автоматичний режим паралельної роботи з мережею та АКБ, знявши живлення з обхідного байпасу.

Послідовність операцій:

Підготовка робочого місця: Зняти всі тимчасові заземлення (якщо накладалися) та захисні плакати «НЕ ВМИКАТИ! ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ». Visual-оглядом переконалися у надійності з'єднання клемних з'єднань.

Подача живлення постійного струму:

Увімкнути систему керування високовольтних акумуляторів (BMS).

Ввімкнути силовий DC-автомат акумуляторної батареї QF_bat.

Перевести в положення «ON» усі DC-роз'єднувачі фотомодулів QS_pv на вході інвертора.

Подача живлення змінного струму:

Увімкнути автоматичний вимикач основної мережі QF_grid. Інвертор ініціалізується, почне зчитувати параметри мережі та АКБ.

Увімкнути автомат лінії генератора QF_gen.

Синхронізація та запуск інвертора: Через меню панелі керування інвертора запустити режим самодіагностики. Зачекати закінчення нормативного таймауту стабілізації мережі (60–300 секунд). Інвертор синхронізує фазу та частоту із зовнішньою мережею і перейде в режим готовності.

Вмикання виходу інвертора: Увімкнути автоматичний вимикач гарантованого живлення QF_load.

Зворотне перемикавання з байпасу: Перевести реверсивний рубильник QS_bypass з Позиції II («Байпас») у Позицію 0, а далі — в Позицію I («Живлення від СЕС»). Об'єкт переходить у штатний режим комплексного енергопостачання (Мережа + СЕС + АКБ), а автоматичне керування перемикаваннями повністю делегується внутрішній логіці АВР інвертора.

Заходи безпеки під час виконання оперативних перемикань

Усі операції з рубильником байпасу QS_bypass та автоматами на 160 А виконуються швидким, рішучим рухом для зменшення часу горіння мікродуг на силових контактах.

При перемиканнях реверсивного рубильника QS_bypass обов'язково витримується пауза в Позиції «0» (тривалістю 1–2 секунди) для повного згасання перехідних процесів та виключення накладання фаз.

У разі відмови автоматичного пуску дизель-генератора під час аварії мережі, його ручний запуск з панелі керування ДГУ дозволяється проводити лише після того, як персонал візуально переконається за схемою, що лінія мережі надійно відсічена вхідним автоматом або моторизованим перемикачем АВР.

Гібридні сонячні електростанції являють собою складні енергетичні системи, які поєднують сонячні панелі, акумуляторні батареї, інвертори, системи автоматичного керування, а також можуть працювати спільно з централізованою електромережею або дизельними генераторами. Під час експлуатації таких установок особлива увага приділяється питанням електробезпеки, оскільки обладнання працює як на постійному, так і на змінному струмі, а напруга на окремих ділянках системи може бути небезпечною для життя людини. Основною небезпекою є можливість ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин, пошкодженні ізоляції або неправильному виконанні технічного обслуговування.

Однією з головних умов безпечної експлуатації гібридної СЕС є правильна організація робіт та допуск до обслуговування лише підготовленого персоналу. Працівники повинні пройти спеціальне навчання, інструктажі з охорони праці та мати відповідну групу допуску з електробезпеки. Перед проведенням ремонтних або профілактичних робіт обов'язково здійснюється відключення обладнання від джерел живлення, перевірка відсутності напруги та вивішування попереджувальних плакатів. Особливістю сонячних електростанцій є те, що навіть після відключення мережі сонячні модулі можуть залишатися під напругою під дією сонячного випромінювання, тому роботи повинні виконуватися з особливою обережністю.



Рис 5.1 - Обслуговування СЕС кваліфікованим персоналом

Важливим заходом електробезпеки є застосування захисного заземлення. Усі металеві корпуси інверторів, шаф керування, конструкцій для кріплення сонячних панелей та акумуляторних систем повинні бути надійно заземлені. Це забезпечує відведення струму у випадку пошкодження ізоляції та зменшує ризик ураження людини електричним струмом. Для додаткового захисту в системі використовуються автоматичні вимикачі, запобіжники та пристрої захисного відключення, які автоматично знеструмлюють пошкоджену ділянку при виникненні короткого замикання або струму витоку.

Особлива увага приділяється стану кабельних ліній та ізоляції електрообладнання. Кабелі повинні мати достатню механічну міцність, бути стійкими до впливу ультрафіолетового випромінювання, вологи та перепадів температур. Пошкодження ізоляції може призвести до виникнення електричної дуги, короткого замикання або займання обладнання. Тому необхідно регулярно проводити огляд кабельних трас, перевіряти контакти та виконувати контроль опору ізоляції.



Рис 5.2 – Вимірювання опору ізоляції за допомогою мегометра

Для захисту гібридної СЕС від атмосферних перенапруг застосовуються системи блискавкозахисту та обмежувачі перенапруг. Під час грози в мережі можуть виникати імпульсні перенапруги, які здатні пошкодити інвертори, контролери заряду та інше електронне обладнання. Встановлення блискавковідводів і систем вирівнювання потенціалів дозволяє значно підвищити надійність роботи електростанції та знизити ризик аварійних ситуацій.

Окрему небезпеку при експлуатації гібридних СЕС становлять акумуляторні батареї. Під час зарядження та розрядження акумуляторів можливе виділення тепла і газів, а при порушенні режимів роботи існує ризик перегріву або займання. Тому приміщення з акумуляторами повинні мати ефективну вентиляцію, а персонал повинен використовувати ізольований інструмент та засоби індивідуального захисту. Не допускається утворення коротких замикань на клеммах акумуляторів або використання відкритого вогню поблизу батарейних систем.

Для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу використовуються діелектричні рукавички, спеціальне взуття, захисні окуляри, інструмент з ізольованими ручками та покажчики напруги. Усі

засоби захисту повинні регулярно проходити перевірку та випробування відповідно до вимог нормативних документів.



Рис 5.3 – Електрозахисні засоби при експлуатації електроустановок

Таким чином, електробезпека при експлуатації гібридних сонячних електростанцій забезпечується комплексом організаційних і технічних заходів. Правильне заземлення обладнання, використання автоматичних засобів захисту, контроль стану електричних мереж, дотримання правил технічного обслуговування та застосування засобів індивідуального захисту дозволяють забезпечити надійну та безпечну роботу гібридної СЕС і мінімізувати ризик виникнення аварійних ситуацій [2].

У проекті прийнято 110 фотомодулів Jinko Solar Tiger Pro 550 Вт. Напруга холостого ходу одного модуля за стандартних умов (STC) становить $V_{oc} = 49,62$ В. Інвертор Deye 80 кВт має 4 незалежних MPPT-трекери. Розподілимо панелі на 8 стрінгів. Для оптимізації та розрахунку найгіршого випадку приймаємо довжину одного стрінга - 14 панелей.

Температурний коефіцієнт напруги для модулів Jinko становить $\beta = -0,28$ %/°C (або $-0,0028$ В/В·°C). Мінімальна розрахункова температура повітря для регіону проектування (Кременчук) становить $T_{min} = -20$ °C.

Максимальна напруга одного модуля взимку визначається за формулою:

$$U_{mod.max} = V_{oc} \times [1 + \beta \times (T_{min} - 25)]$$

$$U_{mod.max} = 49,62 \times [1 + (-0,0028) \times (-20 - 25)] = 49,62 \times [1 + 0,126] = 55,87$$

В.

Максимальна напруга всього стрінга з 14 панелей:

$$U_{str.max} = N \times U_{mod.max} = 14 \times 55,87 = 782,18 \text{ В.}$$

Інженерний висновок: Оскільки максимальна розрахункова напруга стрінга становить 782 В, що значно перевищує безпечну межу (120 В постійного струму), але є меншою за 1000 В, для монтажу слід обов'язково використовувати сонячний кабель (наприклад, H1Z2Z2-K) та комутаційну апаратуру (ПЗП, роз'єднувачі), розраховані на робочу напругу 1000 В DC.

5.2. Проектування системи заземлення та розрахунок контуру заземлення

У випадку порушення ізоляції всередині інвертора або пошкодження сонячного кабелю, металеві рами панелей та корпуси обладнання можуть опинитися під високою напругою. Дотик людини до такого корпусу замикає електричне коло через тіло в землю, що є смертельно небезпечним.

Щоб уникнути цього, всі металеві неструмоведучі частини об'єднуються в єдину систему зрівнювання потенціалів і приєднуються до заземлювального контуру. Фізична суть захисту полягає у створенні паралельного шляху для електричного струму, опір якого у сотні разів менший за опір тіла людини. Струм завжди йде шляхом найменшого опору, тому при пробіі ізоляції він безпечно стікає в землю через контур заземлення, а напруга дотику на корпусі обладнання падає до безпечних значень [9].

Розтікання струму та опір ґрунту

Земля не є ідеальним провідником. Її здатність проводити струм залежить від мінералогічного складу, вологості та температури. Наприклад, замерзлий взимку або повністю пересохлий влітку ґрунт втрачає свої провідні властивості, перетворюючись майже на діелектрик. Тому контури заземлення проектуються з урахуванням найгірших сезонних умов експлуатації.

Струм, стікаючи з металевого електрода в землю, розходитьсь радіально на всі боки. Найбільший опір виникає у шарах ґрунту, що безпосередньо прилягають до металу, оскільки там площа перерізу для проходження струму найменша. Щоб подолати цей опір, використовують довгі вертикальні електроди, які забивають у глибокі шари ґрунту, де рівень вологості є стабільним і не залежить від промерзання.

Ефект екранування у групових заземлювачах

Оскільки одного електрода недостатньо для досягнення нормативного опору, їх встановлюють групами, об'єднуючи металевою смугою. Проте тут виникає фізичний ефект взаємного екранування. Якщо забити стрижні занадто близько один до одного, зони розтікання струму в землі від сусідніх електродів починають перекриватися. Через це ґрунт між ними "перенасичується" струмом, і загальна ефективність контуру різко падає. Тому в інженерній практиці електроди завжди розносять на відстань, що дорівнює або перевищує їхню власну довжину.

Специфіка заземлення алюмінієвих рам

Сучасні фотомодулі мають рами з анодованого алюмінію. Анодований шар (оксид алюмінію) є чудовим ізолятором, тому просте притискання панелі болтами до металевого профілю не створює електричного контакту. Для забезпечення надійності заземлювального кола необхідно використовувати спеціальні кліпси з гострими зубцями з нержавіючої сталі. Під час монтажу ці зубці проколюють діелектричний шар і "впиваються" в чистий алюміній, гарантуючи надійний шлях для відведення струму замикання.

Згідно з ПУЕ, опір заземлювального пристрою в електроустановках 0,4 кВ з глухозаземленою нейтраллю не повинен перевищувати $R_{\text{доп}} = 4 \text{ Ом}$.

Проектуємо штучний контур заземлення, що складається з вертикальних електродів (сталевих кутиків $50 \times 50 \times 5 \text{ мм}$, довжиною $l = 3 \text{ м}$) та горизонтального з'єднувача (сталевий смуги $40 \times 4 \text{ мм}$), закладеного на глибині $t = 0,7 \text{ м}$. Питомий опір ґрунту (суглинок) для даної місцевості приймаємо $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

З урахуванням кліматичного коефіцієнта ($K_v = 1,3$), розрахунковий питомий опір становить $\rho_{\text{розч}} = 130 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [3].

Опір розтіканню струму одного вертикального електрода (R_v) визначається за формулою:

$$R_v = (\rho_{\text{розч}} / (2\pi l)) \times [\ln(2l/d) + 0,5 \times \ln((4t + 1) / (4t - 1))]$$

Еквівалентний діаметр кутика:

$$d = 0,95 \times b = 0,95 \times 0,05 = 0,0475 \text{ м.}$$

$$R_v = (130 / (2 \times 3,14 \times 3)) \times [\ln(6 / 0,0475) + 0,5 \times \ln(5,8 / -0,2)] \approx 6,9 \times [4,83 + 0,65] = 37,8 \text{ Ом.}$$

Орієнтовна кількість вертикальних електродів (n) без урахування опору горизонтальної смуги визначається за формулою (приймаємо коефіцієнт використання $\eta_v \approx 0,8$):

$$n = R_v / (R_{\text{доп}} \times \eta_v) = 37,8 / (4 \times 0,8) = 11,8 \text{ шт.}$$

До встановлення приймаємо 12 вертикальних електродів, з'єднаних смугою по контуру теплиці. Такий заземлювач гарантовано забезпечить опір менше 4 Ом. Всі металеві рами 110 фотомодулів повинні бути підключені до цього контуру мідним дротом ПВ-3 перерізом не менше 16 мм².

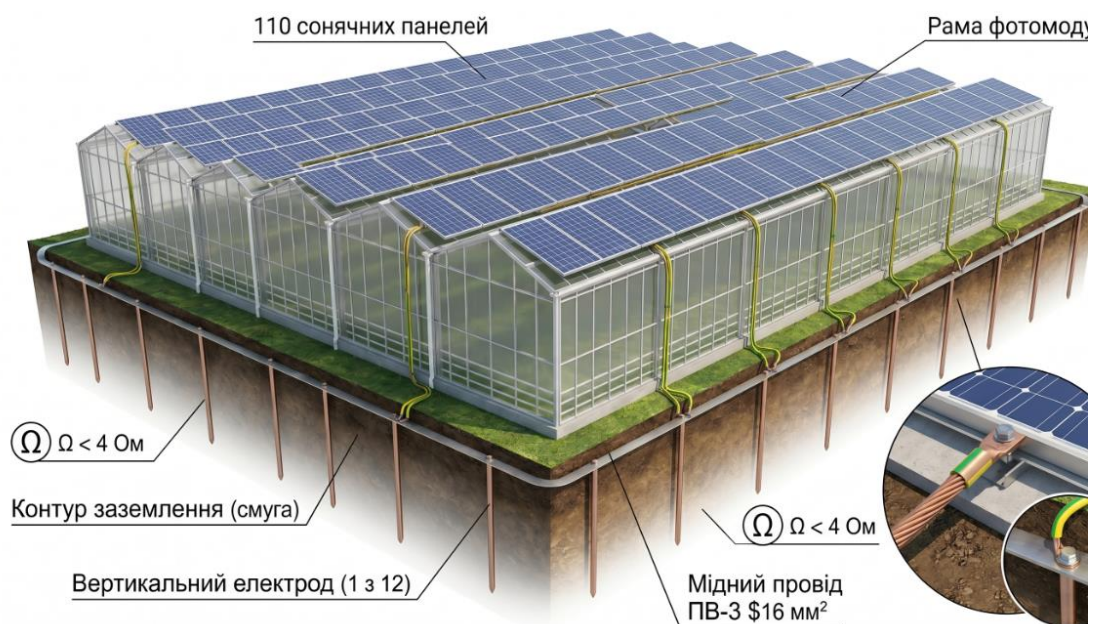


Рис 5.4 - Моделювання системи заземлення тепличного комплексу

5.3. Екологічний аналіз впровадження відновлюваних джерел енергії

Будівництво сонячної електростанції на базі тепличного комплексу має прямий та яскраво виражений позитивний вплив на стан навколишнього середовища. Цей ефект досягається за рахунок заміщення електроенергії, яку підприємство раніше споживало із загальної енергосистеми.

Більша частина електроенергії в національній мережі традиційно генерується на теплових електростанціях шляхом спалювання викопного палива (вугілля або природного газу). Цей процес супроводжується масштабними викидами в атмосферу парникових газів (насамперед вуглекислого газу), що є головною причиною глобальних кліматичних змін. Окрім парникових газів, при згорянні палива утворюються високотоксичні оксиди азоту та діоксид сірки, які викликають кислотні дощі, деградацію ґрунтів та захворювання дихальних шляхів у населення. Кожен кіловат-година енергії, згенерований сонячним промінням на даху теплиці, пропорційно зменшує необхідність спалювання вугілля на електростанціях, тим самим запобігаючи потраплянню цих шкідливих речовин у повітря.

Окрім чистої генерації, екологічний аспект враховано і при виборі системи накопичення енергії. Запропоновані до встановлення акумуляторні батареї побудовані на літій-залізо-фосфатній хімічній основі. Вони є абсолютно герметичними, не виділяють вибухонебезпечного водню під час заряду та не містять токсичних важких металів (таких як свинець) чи рідких агресивних кислот. Це робить їх експлуатацію повністю безпечною для екосистеми теплиці, а їх подальша переробка після завершення життєвого циклу завдає мінімальної шкоди довкіллю.

Самі ж сонячні панелі складаються переважно із загартованого скла, алюмінієвих рам та кремнієвих комірок, які є інертними матеріалами. Після завершення їхнього гарантованого терміну експлуатації переважна більшість цих компонентів підлягає глибокій вторинній переробці та може бути використана у нових виробничих циклах.

Основна екологічна перевага полягає у зменшенні викидів парникових газів в атмосферу за рахунок скорочення споживання електроенергії, згенерованої тепловими електростанціями. Згідно з попередніми розрахунками, річна генерація СЕС становить $W_{\text{СЕС}} = 69\,575 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$.

Розрахуємо масу попереджених викидів основних забруднювачів за формулою [9]

$$M_i = W_{\text{CEC}} \times q_i$$

Діоксид вуглецю (CO₂): Питомий викид $q_{\text{CO}_2} \approx 0,4$ кг/кВт·год.

$$M_{\text{CO}_2} = 69\,575 \times 0,4 = 27\,830 \text{ кг/рік.}$$

Діоксид сірки (SO₂): Питомий викид $q_{\text{SO}_2} \approx 0,0012$ кг/кВт·год.

$$M_{\text{SO}_2} = 69\,575 \times 0,0012 = 83,5 \text{ кг/рік.}$$

Оксиди азоту (NO_x): Питомий викид $q_{\text{NO}_x} \approx 0,0008$ кг/кВт·год.

$$M_{\text{NO}_x} = 69\,575 \times 0,0008 = 55,6 \text{ кг/рік.}$$

Розрахуємо екологічний ефект (по CO₂) за гарантований термін служби панелей Jinko Solar (25 років):

$$\Sigma M_{\text{CO}_2} = 27\,830 \text{ кг} \times 25 = 695\,750 \text{ кг (майже 696 тонн).}$$

Інженерний висновок: Реалізація проекту дозволить щороку уникати викиду в атмосферу понад 27 тонн вуглекислого газу та десятків кілограмів токсичних домішок. Це підтверджує високу екологічну доцільність проекту та його повну відповідність європейській директиві Green Deal.

ВИСНОВКИ

У випускній кваліфікаційній роботі розроблено проект модернізації системи електропостачання тепличного комплексу із впровадженням гібридної сонячної електростанції. За результатами проведених досліджень та інженерних розрахунків можна зробити наступні висновки:

1. Аналіз стану енергозабезпечення: Встановлено, що тепличний комплекс у м. Київ є енергоємним споживачем із розрахунковим навантаженням 65,5 кВт. Для підвищення надійності живлення та зниження собівартості продукції обґрунтовано доцільність інтеграції відновлюваних джерел енергії.

2. Обґрунтування вибору обладнання: На основі техніко-економічного аналізу для встановлення прийнято 110 монокристалічних модулів Jinko Solar Tiger Pro 550 Вт (сумарна потужність 60,5 кВт) та високовольтний гібридний інвертор Deye потужністю 80 кВт. Дане рішення дозволяє забезпечити стабільну роботу системи в паралелі з мережею та автономно.

3. Автоматизація та моніторинг: Розроблено схему автоматичного введення резерву (ABR) для взаємодії з дизель-генератором та алгоритм роботи Smart Meter для реалізації функції «Zero Export». Використання системи Deye Cloud забезпечує повноцінну диспетчеризацію енергопотоків.

4. Електробезпека: Розраховано контур заземлення, що складається з 12 вертикальних електродів у суглинку, що забезпечує нормативний опір 4 Ом. Виконано розрахунок захисту від перенапруг та перевантажень на стороні постійного та змінного струму.

5. Економічна та екологічна ефективність: Прогнозований річний виробіток СЕС становить 69 575 кВт·год. Термін окупності проекту складає 2,6 року. Впровадження станції дозволить щороку зменшувати викиди вуглекислого газу в атмосферу на 27,8 тонн.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електротехнічні установки та системи : навч. посібник / І. В. Федоренко. – К. : Кондор, 2016. – 340 с.
2. Електропостачання промислових підприємств : підручник / А. В. Праховник, В. В. Назаренко та ін. – К. : Освіта, 2014. – 512 с.
3. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Захист від небезпечних геофізичних явищ. Будівельна кліматологія. – К. : Мінрегіонбуд України, 2011. – 124 с.
4. Гібридні системи енергопостачання з відновлюваними джерелами енергії : навч. посібник / М. В. Герасименко, О. В. Кузнецов. – К. : НТУУ «КПІ», 2019. – 215 с.
5. Гібридні високовольтні інвертори Deye серії SUN-SG: Інструкція з експлуатації та технічні характеристики обладнання. – Ningbo Deye Inverter Technology Co., Ltd., 2023. – 62 с.
6. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – Офіційне видання. – К. : Мінпаливенерго України, 2017. – 760 с.
7. Фотоелектричні модулі Jinko Solar Tiger Pro 72HC: Технічний паспорт та специфікація обладнання. – Jinko Solar Holding Co., Ltd., 2022. – 4 с.
8. ДБН В.2.5-27:2006. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд. – К. : Мінбуд України, 2006. – 104 с.
9. ДСТУ EN 62446-1:2019. Системи фотоелектричні. Вимоги до випробування, документування та технічного обслуговування. Частина 1. Системи, підключені до мережі. – К. : ДП «УкрНДНЦ», 2019.