

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ
ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКИ ТА МЕХАТРОНІКИ



ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра на тему:

**«Модернізація фотоелектричної системи для сонячної
електростанції»**

Здобувач: Недобійчук С. В.

IV курсу, групи АЕМ-40

Керівник: доцент Ревенюк Т. А.

Кваліфікаційна робота бакалавра допускається до захисту.

Рішення кафедри від «16» червня 2026 р., протокол № 8.

Завідувач кафедри АТЕіРС _____ Олексій ЖИГАЙЛО

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інститут: Навчально-науковий інститут комп'ютерної інженерії, автоматизації, робототехніка та комп'ютерного програмування ім. П. М. Платонова

Кафедра: Автоматизації технологічних і електромеханічних і робототехнічних систем.

Освітньо-кваліфікаційний рівень: бакалавр

Галузь знань: 14 – Електрична інженерія

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

В.о.завідувач кафедри АТЕіРС

к.т.н., доц. Жигайло О. М.

« ____ » _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ БАКАЛАВРА

здобувачу вищої освіти

Недобійчуку Сергію Володимировичу

Тема роботи: «Модернізація фотоелектричної системи для сонячної електростанції».

Керівник роботи: Ревенюк Тетяна Анатоліївна, к.ф.-м.н., доцент.

2 Затверджено наказом ОНТУ №58-03 від 30.01.2026 р.

Строк подання студентом роботи: 15.06.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи: технологія ФЕМ до модернізації: монокристалічний Si P-тип; встановлена потужність ФЕС до модернізації: 630 кВт·п; фактичний Performance Ratio (PR): 0,73–0,76 (нижче проєктного 0,80); річне споживання підприємства: 4 320 МВт·год/рік; сонячний ресурс об'єкта (Одеська обл., $\varphi = 46,5^\circ$ пн.ш.): $PSH = 1\,470$ год/рік;

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

Вступ. 1. Загальна частина. аналіз стану існуючої ФЕС: виробіток, PR, деградація ФЕМ, несправності, показники надійності; огляд ринку ФЕС в Україні та світі (тенденції 2022–2024 рр., частки технологій);.

2 Розрахунково-конструкторська частина. Опис та вибір сучасних ФЕМ (технологія TOPCon або Bifacial): порівняльний аналіз, обґрунтування, розрахунок параметрів DC-підсистеми; вибір архітектури перетворювальної підсистеми (ТСО-аналіз); вибір інверторів та перевірка сумісності; обґрунтування системи орієнтування ФЕМ (статична vs трекерна); розрахунок кута нахилу та міжрядкової відстані;

3 Дослідження роботи з та вибір MPPT-алгоритмів (P&O, INC, GMPPT); перевірка параметрів RealMPPT для конфігурації ФЕС; розробка алгоритму діагностики несправностей та гібридної моделі прогнозування виробітку ($MAPE \leq 10\%$);.

4. Розрахунок енергетичної ефективності після модернізації ($PR = 0,80$, виробіток

5 Економічна частина. Розрахунок економічної ефективності від модернізації.

6. Висновки.

Список використаних джерел. Додатки.

5 Перелік демонстраційного матеріалу: слайди презентації (11 шт.): 1 Титульний. 2 Мета, задачі, методи. 3 Порівняльний аналіз об'єкта 4 Тенічний вибір модуля. 5 Схема підключення. 6 Результати енергетичного аналізу. 7 Прогнозування генерації. 8 Економічний аналіз. 9 Екологічний ефект. 10. Порівняльний аналіз результатів. 11 Висновки.

6 Консультанти розділів проекту (роботи)

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

7 Дата видачі завдання: 05.02.2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи бакалавра	Строк виконання етапів	Прим.
1	Вступ. Загальна характеристика роботи. Актуальність теми. Об'єкт і мета роботи.	07.03.2026	
2	Розрахунково-конструкторська частина. Опис та аналіз стану існуючої ФЕС: виробіток, PR, деградація ФЕМ, несправності, показники надійності; огляд ринку ФЕС в Україні та світі (тенденції 2022–2024 рр., частки технологій); порівняльний аналіз технологій ФЕМ (BSF, PERC, TOPCon, HJT, Bifacial, перовскіт-тандем); аналіз чинників, що впливають на ефективність ФЕС (затінення, температура, ккд інверторів, PR); постановка технічного завдання на модернізацію.	21.04.2026	
3	Обґрунтування вибору сучасних ФЕМ (технологія TOPCon або Bifacial): порівняльний аналіз, розрахунок параметрів DC-підсистеми; вибір архітектури перетворювальної підсистеми (ТСО-аналіз); вибір інверторів та перевірка сумісності; обґрунтування системи орієнтування ФЕМ (статична vs трекерна); розрахунок кута нахилу та міжрядкової відстані; розрахунок та вибір компонентів силової електроніки (кабелі DC/AC, комбайнер-бокиси, ЩФ, SPD, захист).	17.05.2026	
4	Організація та технологія монтажу, ремонту і обслуговування та техніка безпеки праці при обслуговуванні ФЕМ.	03.06.2026	
5	Економічна частина. Розрахунок економічної ефективності від модернізації.	14.06.2024	
6	Висновки і рекомендації за прийнятими в роботі рішеннями.		
7	Попередній захист кваліфікаційної роботи бакалавра	17.06.2026	
8	Перевірка роботи на доброчесність. Рецензування роботи	18.06.2026	
9	Захист кваліфікаційної роботи бакалавра	23.06.2026	

Здобувач-дипломник _____ Недобійчук С. В.

Керівник _____ Ревенюк Т. А.

Несу відповідальність за ідентичність електронного та друкованого варіантів кваліфікаційної роботи, даю згоду на обробку персональних даних та не заперечую проти розміщення кваліфікаційної роботи на офіційних web-ресурсах ОНТУ.

Підтверджую, що в кваліфікаційній роботі відсутні порушення норм академічної доброчесності.

Здобувач-дипломник _____ Недобійчук С.В.

РЕФЕРАТ

Недобійчук Сергій Володимирович «Модернізація фотоелектричної системи для сонячної електростанції». Кваліфікаційна робота бакалавра. Одеса: ОНТУ, 2026. – 149 с. Іл. 1. Табл.59:.

Робота присвячена розробці проєкту модернізації фотоелектричної системи промислової сонячної електростанції (СЕС) встановленою потужністю 630 кВт·п для підприємства металообробної галузі Одеської обл. України. Об'єктом дослідження є система електропостачання підприємства та фотоелектрична установка (ФЕУ) на покрівлях виробничих цехів.

Виконано комплексний аналіз існуючого стану системи електропостачання та обґрунтовано впровадження ФЕУ як найбільш ефективного рішення серед альтернатив ВДЕ. Розрахована оптимальна потужність ФЕУ чотирма незалежними методами.

Для перетворювальної підсистеми обрано стрингову архітектуру на базі мікроконтролерів. Впроваджено Edge-аналітику для виявлення аномалій стрингів та гібридну модель прогнозування виробітку.

Ключові слова: фотоелектрична система, модернізація, TOPCon, MPPT, IoT, MQTT, ESP32, Z-score, Performance Ratio, NPV, IRR, Q-компенсація, CO₂, CBAM.

ABSTRACT

MODERNIZATION OF THE PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR A SOLAR POWER PLANT

Nedobiychuk Sergiy Volodymyrovych «Modernization of a photovoltaic system for a solar power plant». Bachelor's qualification work. Odesa: ONTU, 2026. – 149 p. Ill.1, Table:59.

The thesis is devoted to the development of a modernization project for the photovoltaic (PV) system of an industrial solar power plant with an installed capacity for a metalworking enterprise in Odesa region, Ukraine. The object of the study is the enterprise power supply system and the rooftop PV installation on production workshop roofs.

A comprehensive analysis of the existing power supply system was performed and the deployment of a PV installation was justified as the most effective renewable energy solution. The optimal PV capacity was determined using four independent calculation methods.

A string inverter architecture was selected for the conversion subsystem reactive power compensation. A Smart Metering system was developed based on microcontrollers with the IoT protocol. Edge analytics for string anomaly detection and a hybrid generation forecasting model were implemented.

Keywords: photovoltaic system, modernization, TOPCon, MPPT, IoT, MQTT, ESP32, Z-score, Performance Ratio, NPV, IRR, reactive power compensation, CO₂, CBAM.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1. Загальна частина	11
1.1. Огляд ринку та технологій сонячної енергетики в Україні.....	11
1.2. Класифікація та принцип роботи фотоелектричних систем (ФЕС)	20
1.3. Аналіз факторів, що впливають на ефективність генерації (затінення, температурні режими, ККД інверторів)	32
1.4. Постановка завдання на модернізацію системи електропостачання.....	44
2. ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ З МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ.....	54
2.1. Порівняльний аналіз архітектур: централізовані інвертори, стрингові інвертори, мікроінвертори та оптимізатори потужності	54
2.2. Вибір сучасних фотоелектричних модулів з технологією PERC або двосторонньою генерацією (Bifacial).....	61
2.3. Модернізація системи орієнтування: перехід від статичних конструкцій до трекерних систем.....	70
2.4. Розрахунок необхідної потужності та вибір компонентів силової електроніки	78
3. РОЗРОБКА ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТА МОНІТОРИНГУ	92
3.1. Впровадження алгоритмів пошуку точки максимальної потужності (MPPT) у контролерах заряду	92
3.2. Проектування системи дистанційного моніторингу на базі мікроконтролерів	99
3.3. Розробка алгоритму діагностики несправностей та прогнозування генерації на основі метеоданих	105
4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ЕКОЛОГІЧНІСТЬ	113
4.1. Розрахунок енергетичної ефективності після модернізації системи електропостачання	113

					КРБ.АТЕІРС.141.58-03.9		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Недобійчук С. В.			Модернізація фотоелектричної системи для сонячної електростанції	Літ.	Аркуш
Керівник		Ревенюк Т. А.					Аркушів
Зав.кафедри		Жигайло О. М.			ОНТУ, АЕМ-40		

4.2. Розрахунок терміну окупності (ROI) та капітальних вкладень у проєкт модернізації.....	120
4.3. Оцінка екологічного ефекту: зменшення викидів CO ₂	124
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	126
5.1. Аналіз небезпечних чинників при обслуговуванні високовольтного обладнання та ФЕУ	126
5.2. Заходи з електробезпеки, блискавкозахисту та заземлення на об'єкті.....	137
5.3. Пожежна безпека та вимоги до монтажу електрообладнання ФЕУ	144
ВИСНОВКИ.....	147
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	148

					КРБ.АТЕіРС.141.58-03.9			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Недобійчук С. В.			Модернізація фотоелектричної системи для сонячної електростанції	Літ.	Аркуш	Аркушів
Керівник		Ревенюк Т. А.						
						ОНТУ, АЕМ-40		
Зав.кафедри		Жигайло О. М.						

ВСТУП

Енергетична безпека та декарбонізація промислового виробництва є визначальними викликами для глобальної економіки на початку XXI століття. Зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у структурі світового виробництва електроенергії — з 26 % у 2018 р. до 42 % у 2024 р. за даними IRENA — є прямою відповіддю на необхідність скорочення викидів парникових газів відповідно до зобов'язань Паризької угоди та переходу до кліматично нейтральної економіки. Фотоелектрична генерація посідає особливе місце у цьому переході: за обсягами нових введених потужностей сонячні електростанції (СЕС) щорічно лідирують серед усіх технологій генерації, а нормована вартість сонячної електроенергії (LCOE) знизилась у 10 разів за останнє десятиліття — до 35–55 євро/МВт·год для промислових систем у сонячних регіонах.

В Україні ринок фотоелектричної генерації динамічно розвивається: встановлена потужність сонячних електростанцій зросла з 0,5 ГВт у 2017 р. до понад 9 ГВт у 2024 р. Однак значна частина введених в Україні ФЕС є відносно новими об'єктами — строком служби 5–8 років, — що вже потребують технічної модернізації, оновлення систем моніторингу та управління, а іноді й заміни частини обладнання для підтримання проєктних показників виробітку та надійності. Паралельно вирішується більш масштабне завдання: впровадження ФЕС як засобу зниження витрат на електроенергію та підвищення енергетичної незалежності промислових підприємств, що особливо актуально в умовах систематичних перебоїв у централізованому електропостачанні.

Актуальність теми дипломної роботи визначається сукупністю взаємопов'язаних факторів технічного, економічного, регуляторного та безпекового характеру.

З технічного погляду, більшість промислових підприємств металообробної галузі України функціонують із системами електропостачання, що були змонтовані у 1980–2000-х рр. і мають значний ступінь фізичного зносу. Відсутність систем автоматизованого обліку (АСКОЕ), застаріла комутаційна апаратура, незадовільний стан кабельних мереж та відсутність власних джерел резервного живлення

призводять до низької надійності електропостачання (SAIDI понад 800 хв/рік для окремих підприємств) та неефективного використання енергії. Впровадження ФЕС дозволяє не лише знизити витрати на електроенергію, але й, при правильному технічному проектуванні, суттєво підвищити надійність живлення критичних споживачів через острівний режим роботи та алгоритми пріоритетного живлення. З регуляторного погляду, законодавче забезпечення ВДЕ в Україні суттєво вдосконалилося: Закон № 2712-VIII від 2019 р. запровадив механізм нетбілінгу для малих генераторів (до 1 МВт), постанова НКРЕКП № 2047 від 2019 р. встановила спрощений повідомний порядок приєднання ФЕС потужністю до 1 МВт, а Закон № 1391-IX від 2021 р. заклав засади державної кліматичної політики та вуглецевого ціноутворення. Ці зміни суттєво знижують адміністративні бар'єри для впровадження ФЕС на промислових підприємствах. З погляду енергетичної безпеки, реалії воєнного часу виявили критичну вразливість підприємств, що повністю залежать від централізованого електропостачання. Власна розподілена генерація у поєднанні з системами резервування та алгоритмами пріоритетного живлення стає стратегічним активом, що забезпечує безперервність критичних виробничих процесів навіть в умовах тривалих перерв у зовнішньому електропостачанні.

Мета та завдання дослідження. Метою дипломної роботи є розроблення науково обґрунтованого комплексного проєкту модернізації фотоелектричної системи для сонячної електростанції промислового підприємства металообробної галузі, що забезпечує підвищення надійності та ефективності системи електропостачання, зниження питомих витрат на електроенергію та скорочення викидів парникових газів при дотриманні нормативних вимог електробезпеки та стабільності мережі.

Об'єкт та предмет дослідження

Об'єктом дослідження є система електропостачання промислового підприємства металообробної галузі, що включає трансформаторні підстанції (ТП-1, ТП-2, ТП-3), розподільчі пристрої 10 кВ та 0,4 кВ, внутрішні кабельні мережі та технологічне навантаження, а також фотоелектрична установка встановленою потужністю 630 кВт·п, що впроваджується на покрівлях виробничих цехів.

Предметом дослідження є технічні, економічні та організаційні аспекти модернізації системи електропостачання підприємства шляхом інтеграції фотоелектричної установки: конфігурація DC- та AC-підсистем, схема підключення до мережі підприємства, алгоритми управління та моніторингу, показники надійності і якості електропостачання, фінансово-економічна ефективність та відповідність вимогам охорони праці і безпеки.

Методи дослідження: У роботі застосовано системний аналіз — для комплексного дослідження існуючої системи електропостачання та виявлення проблемних зон;

методи техніко-економічного аналізу — для оцінки інвестиційної привабливості проєкту;

розрахунковий метод — для визначення параметрів ФЕУ, струмів КЗ, рівнів флуктуацій напруги, гармонічного складу та показників заземлення;

метод математичного моделювання — для аналізу добових і сезонних графіків балансу генерації та споживання, моделювання Q-компенсації та режимів островної роботи;

порівняльний аналіз — для обґрунтування вибору технологій і обладнання;
нормативно-технічний аналіз — для перевірки відповідності проєктних рішень вимогам ІЕС, ДСТУ, ПУЕ та НПАОП.

1. ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1. Огляд ринку та технологій сонячної енергетики в Україні

Сонячна енергетика України пройшла стрімкий шлях розвитку від поодиноких демонстраційних проєктів на початку 2010-х рр. до формування повноцінного ринку розподіленої генерації, що є важливою складовою об'єднаної електроенергетичної системи. Розуміння поточного стану ринку, домінуючих технологій та тенденцій їх розвитку є необхідною передумовою для обґрунтованого вибору технічних рішень при проєктуванні та модернізації ФЕС.

1.1.1. Стан та динаміка ринку фотоелектричних систем в Україні

За обсягом встановленої потужності сонячних електростанцій Україна посідає провідне місце серед країн Східної Європи: станом на кінець 2023 р. загальна встановлена потужність ФЕС перевищила 9 ГВт, що відповідає приблизно 5,2% від загального річного виробництва електроенергії в ОЕС. Цей показник відображає майже дворазове зростання за п'ятирічний період 2019–2023 рр. незважаючи на кардинальну зміну регуляторного середовища — відмову від «зеленого» тарифу у 2020 р. — та складні соціально-економічні умови, пов'язані зі збройним конфліктом з 2022 р. Динаміка ринку наведена в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Динаміка ринку фотоелектричних систем України за 2019–2023 рр.

Показник	2019	2020	2021	2022	2023	Коментар
Встановлена потужність ФЕС, МВт	4 790	5 380	7 060	8 100	9 050	Включаючи промислові та дахові ФЕС
Введено нових потужностей, МВт	2 490	590	1 680	1 040	950	Різке сповільнення 2020 р. — скасування «зеленого» тарифу
Частка ФЕС у структурі ВДЕ, %	55	58	62	65	66	ФЕС — домінуюча технологія ВДЕ в Україні
Частка ФЕС у виробництві	2,4	2,9	4,1	4,4	5,2	Щорічне зростання +0,5–0,7 в.п.

ві е/є, %						
Дахові ФЕС (до 30 кВт), МВт	120	220	440	540	680	Побутовий сегмент: найстрімкіше зростання
Промислові ФЕС (> 1 МВт), МВт	4 250	4 700	6 100	7 000	7 800	80–85% від загальної потужності
Середній LCOE нових ФЕС, євро/МВт·год	65–75	60–70	52–62	44–54	38–50	Зниження завдяки здешевленню модулів та збільшенню конкуренції

Особливістю українського ринку є його висока географічна концентрація: п'ять південних та центральних областей (Одеська, Дніпропетровська, Запорізька, Херсонська, Миколаївська) акумулюють понад 55% загальної встановленої потужності ФЕС. Це пояснюється поєднанням двох чинників: найвища в Україні сонячна інсоляція (1 430–1 560 кВт·год/м²/рік) та наявність вільних площ для будівництва наземних ФЕС. Регіональний розподіл потужностей ФЕС наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Регіональний розподіл встановленої потужності ФЕС в Україні (2023 р.)

Регіон / область	Встановл. потужність, МВт (2023)	Частка від загальної, %	Середньорічна інсоляція, кВт·год/м²	Основні чинники розвитку
Одеська обл.	1 420	15,7	1 450–1 560	Найвища інсоляція; розвинена інфраструктура; морський порт
Дніпропетровська обл.	1 180	13,0	1 380–1 450	Промисловий потенціал; розгалужені мережі
Запорізька обл.	980	10,8	1 370–1 440	Рівнинний рельєф; наявність вільних

				земель
Херсонська обл.*	720	8,0	1 450–1 530	Унікальна інсоляція; конфлікт обмежує використання
Миколаївська обл.	640	7,1	1 430–1 490	Агропромисловий регіон; зростаючий сегмент
Харківська обл.	560	6,2	1 320–1 390	Промисловий регіон; активна інсталяція дахових ФЕС
Інші регіони	3 550	39,2	1 200–1 430	Включаючи Київ, Вінницю, Полтаву та ін.
УКРАЇНА (разом)	9 050	100,0	1 280–1 560	Найбільший ринок ФЕС у Східній Європі за абс. потужністю

Одеська область (15,7% загальної потужності) є лідером серед регіонів завдяки поєднанню трьох переваг: найвища в материковій Україні інсоляція 1 450–1 560 кВт·год/м²/рік (за даними PVGIS та метеостанцій); розвинена промислова інфраструктура з численними великими споживачами, що формують попит на промислові ФЕС та дахові установки; логістична доступність морського порту для доставки великогабаритного обладнання (ФЕМ у контейнерних партіях, трансформатори).

Саме ця комбінація обумовила вибір об'єкта дослідження дипломної роботи — промислового підприємства Одеської обл. як типового представника регіону з найбільшим потенціалом ефективного використання ФЕС.

1.1.2. Еволюція технологій фотоелектричних модулів

Технологічний ландшафт ринку ФЕМ зазнав кардинальних змін протягом 2015–2024 рр. Якщо на початку «зеленого» буму 2017–2018 рр. переважна більшість інсталюваних в Україні ФЕС використовувала полікристалічні модулі (P-Si) через їх відносно нижчу вартість, то до 2024 р. структура ринку принципово змінилась: монокристалічні модулі технологій PERC та TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) займають понад 85% нових інсталяцій. Порівняльний аналіз основних технологій ФЕМ наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Порівняльний аналіз технологій фотоелектричних модулів за ключовими параметрами (2024 р.)

Характеристика	Полікристалічний Si (P-Si)	Монокристалічний PERC	Монокристалічний TOPCon	Тенденції та перспективи
ККД, %	16–19	20–22	21–24	TOPCon і HJT наближаються до теоретичної межі Шоклі-Квайссера 33%
Температурний коефіцієнт β , %/°C	–0,40...–0,45	–0,34...–0,40	–0,28...–0,35	Менший β → менші втрати при спеку; важливо для Півдня України
Дегградація, %/рік	0,50–0,60	0,40–0,50	0,30–0,45	Кращі модулі TOPCon 2024: гарантія дегградації $\leq 0,40\%$ / рік
Питома потужність, Вт/м ²	165–190	195–215	210–240	+20–30% Вт/м ² у TOPCon vs P-Si → менша площа при тій самій потужності
Відносна вартість (2024)	Базова	+10–15%	+15–25%	Зниження ціни TOPCon: –40% за 2020–2024 рр.
Доступність на	Знижується	Висока	Зростаюча (лідери)	P-Si поступово витісняється більш ефективни-

ринку України			JinkoSolar, LONGi)	ми технологіями
Гарантія продуктивності	25 р.	25–30 р.	30 р.	Виробники TOPCon пропонують лінійну гарантію із залишком $\geq 87\%$ на 30-й рік

Технологія TOPCon є найбільш значущою інновацією у масовому виробництві ФЕМ останніх років. Принципова відмінність від стандартного PERC полягає у формуванні тонкого тунельного оксиду SiO_2 товщиною 1–2 нм між базою та тильним контактом, що різко знижує швидкість поверхневої рекомбінації носіїв заряду та підвищує відкриту напругу V_{oc} на 20–30 мВ. У результаті комерційні TOPCon-модулі досягають ККД 22–24% (порівняно з 20–22% для PERC), а теоретична межа для двосторонніх TOPCon-модулів складає 26–27%. Не менш важливим є нижчий температурний коефіцієнт потужності ($\beta = -0,28 \dots -0,35\%/^{\circ}\text{C}$ проти $-0,34 \dots -0,40\%$ для PERC): для умов Одеської обл., де температура поверхні модулів влітку досягає 55–65°C, це означає на 3–5% більший фактичний виробіток порівняно з PERC-аналогом тієї ж номінальної потужності.

Перспективнішою, але поки що ширше не масовою технологією є HJT (Heterojunction Technology) — структура на основі аморфного та монокристалічного кремнію з рекордним ККД комерційних зразків 24–25%. HJT мають найнижчий серед усіх кремнієвих технологій температурний коефіцієнт ($\beta = -0,24 \dots -0,26\%/^{\circ}\text{C}$) та відмінні показники при розсіяному освітленні, що робить їх особливо ефективними у хмарних умовах. Однак ціна HJT наразі на 25–35% вища за TOPCon при еквівалентній потужності, тому для промислових ФЕС де вирішальним є LCOE, а не питома потужність, TOPCon залишається оптимальним вибором.

1.1.3. Еволюція мережевих інверторів та їх функціональності

Паралельно з прогресом у технологіях ФЕМ відбувалася стрімка еволюція мережевих інверторів — ключового компонента ФЕС, що визначає ефективність перетворення DC-потужності в AC та можливості управління режимами роботи.

Сучасні мережеві інвертори промислового класу (100–250 кВт одинична потужність) суттєво відрізняються від зразків 2010-х рр.

- ККД перетворення (Euroeff) зріс з 96–97% (2015 р.) до 98,4–98,8% (2024 р.) завдяки застосуванню SiC (карбід кремнію) та GaN (нітрид галію) у схемотехніці силових перетворювачів. Різниця в 1–2% від ефективності означає для ФЕС 630 кВт·п від 9 до 18 МВт·год додаткового щорічного виробітку.
- Кількість незалежних MPPT-трекерів зросла з 2–4 (2015 р.) до 10–16 (2024 р.) на блок, що дозволяє обслуговувати покрівлі з різними кутами нахилу та орієнтацією без взаємного впливу стрингів.
- Функціональність Q-компенсації (режими $\cos\phi(P)$, Q(U), STATCOM) стала стандартом для всіх провідних виробників (Huawei, Sungrow, ABB, SMA). Здатність генерувати реактивну потужність при нульовій активній (нічний STATCOM-режим) дозволяє підприємствам усувати штрафні надбавки за реактивну е/е без встановлення спеціалізованих компенсаторів.
- Grid-Forming функціональність (здатність формувати власну опорну напругу та частоту в острівному режимі) стала доступною у флагманських моделях Huawei SUN2000-100KTL та Sungrow SG110CX через оновлення програмного забезпечення. Це відкриває можливість острівного живлення критичних споживачів від ФЕС без дорогих гібридних інверторів.
- Цифровізація та хмарний моніторинг: сучасні інвертори підтримують OPC UA, MQTT, Modbus TCP та мають вбудовані алгоритми виявлення аномалій (AFCI — Arc Fault Circuit Interrupter), ISO-Monitor та інтеграцію з хмарними платформами виробника.

1.1.4. Регуляторне середовище та механізми підтримки ВДЕ в Україні

Розвиток ринку ФЕС в Україні нерозривно пов'язаний з еволюцією державної регуляторної та підтримуючої політики у сфері ВДЕ. Механізми підтримки, що змінювали один одного протягом 2008–2024 рр., не лише сформували поточний стан ринку, але й визначають перспективи його подальшого розвитку. Огляд ключових механізмів підтримки та їх оцінку наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Еволюція механізмів державної підтримки ВДЕ в Україні

Механізм / період	Тариф / умова	Цільовий сегмент	Оцінка та наслідки
«Зелений» тариф (2008–2020)	0,18–0,46 євро/кВт·год (залежно від потужності та року введення)	Промислові ФЕС > 1 МВт	Сформував початковий ринок (~9 ГВт); надмірно висока ціна призвела до накопичення боргу «Укренерго» (~ 20 млрд грн); скасований рішенням 2020 р.
«Зелений» аукціон (2020–дотепер)	0,08–0,12 євро/кВт·год (результат конкурсу)	Нові об'єкти > 1 МВт	Ринково орієнтований механізм; проведено кілька раундів; обсяги менші від запланованих через воєнні ризики
Нетбілінг (з 2019 р., Закон № 2712-VIII)	Тариф передачі (~1,85 грн/кВт·год) для надлишків у мережу	ФЕС до 1 МВт·п	Спростив підключення малих і промислових ФЕС; забезпечив законодавчу базу для самоспоживання
Підтримка EnU (Закон «Про ефект. викор. є/є»)	Пільгове кредитування, податкові пільги	Промислові підпр.	Сприяє модернізації; доповнює механізм нетбілінгу для підприємств
СВАМ (ЄС, перехідна фаза 2024–2025; платна з 2026)	50–70 євро/т CO ₂ (ціна EU ETS)	Експортери до ЄС	Потужний ринковий стимул для декарбонізації; особливо актуально для металургії та машинобудування

Принципово важливим для промислових підприємств є механізм нетбілінгу, запроваджений Законом № 2712-VIII від 25.04.2019. На відміну від «зеленого» тарифу, що орієнтував ФЕС на максимальний відпуск є/є до мережі за преміальною ціною, нетбілінг забезпечує баланс між власним виробництвом та споживанням: надлишки генерації, що перевищують поточне навантаження об'єкта, відпускаються до мережі за тарифом передачі (~1,85 грн/кВт·год), а при дефіциті генерації є/є купується за стандартним тарифом. Ця схема є ідеальною для промислових споживачів з денним навантаженням, що збігається з профілем генерації ФЕС:

компенсація проводиться щомісячно на основі нетто-балансу спожитої та відпущеної е/е.

Зовнішній регуляторний поштовх надає СВМ ЄС: з 2024 р. вступив у дію перехідний декларативний період (без фінансових зобов'язань), а з 2026 р. починається повноцінна фінансова фаза. Підприємства, що експортують металопродукцію до ЄС (що відповідає профілю розглянутого у роботі підприємства), матимуть пряму фінансову мотивацію знижувати питомий вуглецевий слід продукції — і ФЕС є найбільш швидким та дешевим першим кроком у цьому напрямку.

1.1.5. Виклики та технологічні тренди розвитку галузі

Попри вражаюче зростання встановлених потужностей, галузь ФЕС в Україні стикається з низкою системних викликів, подолання яких визначатиме напрямки технологічного розвитку на 2025–2030 рр. Аналіз ключових викликів та відповідних технологічних трендів наведено в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Ключові виклики та технологічні тренди розвитку ринку ФЕС України

Виклик / тренд	Зміст та масштаб проблеми	Технічна / ринкова відповідь
Технологічна модернізація існуючих ФЕС (перше покоління 2017–2021 рр.)	~3–5 ГВт встановлених ФЕС потребуватимуть техн. аудиту і часткової модернізації до 2027–2028 рр. через деградацію модулів, відмову інверторів, застарілі АСКОВЕ	Repowering (заміна ФЕМ+інверторів), впровадження Edge AI моніторингу, AFCI, оновлення протоколів зв'язку до OPC UA/MQTT
Балансування нерівномірної генерації	Пікова генерація ФЕС у полудень створює надлишок у мережі (duck curve); дефіцит вранці та ввечері	Системи накопичення (BESS); demand response; гібридні ФЕС+ВЕС; Grid-Forming інвертори
Кібербезпека розподіленої генерації	Підключення тисяч ФЕС до мережі через IoT створює нові вектори	IEC 62443, сегментація ОТ/ІТ, 2FA, TLS 1.3, VPN для комерційних об'єктів

	кібератак на критичну інфраструктуру	
Зниження вартості та підвищення ефективності	Монокристалічні TOPCon та HJT досягли $\eta_{KCOM} > 24\%$; очікується поява масових перовскітних тандемних модулів $\eta > 30\%$	Перехід ринку від P-Si до моно TOPCon; прогноз подальшого зниження LCOE до 25–35 євро/МВт·год до 2030 р.
Інтеграція промислових ФЕС у EMS підприємства	Промислові споживачі потребують не просто генерації, а інтелектуального управління: demand shifting, Q-компенсація, острівний режим, звітність ESG	Edge AI, OPC UA, SCADA-інтеграція, EMS з функціями GHG-звітності (ISO 14064) та ISO 50001
Децентралізація та мікромережі	Тенденція до локальної автономності: peer-to-peer торгівля е/е, корпоративні мікромережі з ФЕС+СНЕ	Технологія Blockchain для P2P розрахунків; IEEE 2030.7 (стандарт мікромереж)

Найбільш актуальним для практики є перший виклик — технологічна модернізація ФЕС першого покоління (2017–2021 рр.). Із загального обсягу 9 ГВт встановлених ФЕС близько 3–5 ГВт становлять об'єкти, збудовані у пік «зеленого» тарифу на полікристалічних або ранніх монокристалічних модулях зі стандартними інверторами без сучасних функцій управління. За 6–8 років роботи ці об'єкти зіштовхуються з: деградацією модулів (особливо у тих, де використовувалися дешеві аналоги без сертифікації за IEC 61215); відмовами інверторів (середній MTBF інверторів 2015–2017 рр. — 8–12 р.); застарілими системами моніторингу без можливості аналітики та прогнозування; відсутністю функцій Q-компенсації, LVRT та AFCI, що вимагаються сучасними Grid Codes.

1.1.6. Місце ФЕС у системі електропостачання промислового підприємства

Окремим напрямком, що інтенсивно розвивається у 2022–2024 рр., є впровадження ФЕС безпосередньо на промислових підприємствах — «behind the meter» (за лічильником) у режимі переважного самоспоживання. На відміну від комерційних СЕС, орієнтованих на продаж е/е в мережу, промислові ФЕС оптимізуються для максимального покриття власного споживання підприємства, що забезпечує найвищий питомий ефект від кожної самоспожитої кВт·год (заміщення за максимально дорогим тарифним слотом).

Специфіка промислових ФЕС на покрівлях (roof-top industrial PV) полягає в таких особливостях. По-перше, обмежена площа покрівель диктує вибір найбільш ефективних ФЕМ (TOPCon, $\eta > 21,5\%$) та оптимального нахилу з урахуванням конструктивних обмежень. По-друге, профіль навантаження підприємства з характерними двома виробничими змінами (07:00–15:30 та 15:30–24:00) і максимальним споживанням у денні години ідеально збігається з профілем сонячної генерації — що обумовлює коефіцієнт самоспоживання 90–95% без систем накопичення. По-третє, можливість інтеграції функції Q-компенсації інверторів дозволяє одночасно вирішити проблему реактивного навантаження без окремих капіталовкладень. По-четверте, на відміну від окремих СЕС, промислові ФЕС підключаються до вже існуючої і потужної мережі підприємства (зазвичай 0,4 кВ), що суттєво спрощує приєднання та знижує вартість інфраструктури.

Аналіз ринку показує, що у 2023–2024 рр. сегмент промислових дахових ФЕС (від 100 до 1 000 кВт·п) є одним з найбільш динамічних в Україні: за оцінками Асоціації сонячної енергетики України (UASA), обсяги встановлення у цьому сегменті зросли більш ніж у два рази у 2023 р. порівняно з 2022 р. Це пов'язано зі стрімким зростанням тарифів на е/е (+26% за 2022–2024 рр.), підвищеними ризиками перерв у постачанні та загальним розумінням підприємцями переваг власної генерації як інструменту управління операційними витратами.

1.2. Класифікація та принцип роботи фотоелектричних систем (ФЕС)

Фотоелектрична система (ФЕС) є комплексом взаємопов'язаних технічних засобів, що перетворює енергію сонячного випромінювання безпосередньо на електричну енергію. Розуміння принципів роботи, класифікаційних ознак та констру-

ктивних особливостей ФЕС є необхідною теоретичною основою для прийняття обґрунтованих проєктних рішень у дипломній роботі.

1.2.1. Фотовольтаїчний ефект та фізичні основи перетворення

В основі роботи фотоелектричних систем лежить фотовольтаїчний ефект, відкритий Едмондом Беккерелем у 1839 р. та пояснений квантовою механікою: при поглинанні фотона напівпровідником з енергією фотона $E_{\text{ф}} = h\nu \geq E_{\text{г}}$ (ширина забороненої зони) у матеріалі утворюється пара «електрон–дірка». В однорідному напівпровіднику ці носії рекомбінують майже миттєво. Проте якщо фотон поглинається поблизу р-п переходу, вбудоване електричне поле переходу розділяє пару: електрон переміщується в n-область, дірка — в р-область, і у зовнішньому ланцюзі виникає електрорушійна сила (фото-ЕРС).

Для кристалічного кремнію (Si) ширина забороненої зони $E_{\text{г}} = 1,12$ еВ, що відповідає граничній довжині хвилі $\lambda_{\text{max}} = hc/E_{\text{г}} \approx 1\,110$ нм. Отже, кремнієвий ФЕМ поглинає видиме світло ($\lambda = 400\text{--}700$ нм) та ближнє інфрачервоне ($700\text{--}1\,100$ нм), пропускаючи більш коротку (УФ, частково поглинається з підвищеними втратами) та більш довгу ІЧ-радіацію (понад $1\,100$ нм). Теоретична межа ефективності одиничного р-п переходу з Si за теоремою Шоклі–Квайссера: $\eta_{\text{max}} \approx 33\%$.

Вольт-амперна характеристика (ВАХ) фотоелемента описується рівнянням:

$$I = I_{\text{L}} - I_0 \cdot [\exp((V + I \cdot R_{\text{s}}) / (n \cdot U_{\text{T}})) - 1] - (U + I \cdot R_{\text{s}}) / R_{\text{sh}}, \quad (1.1)$$

де I_{L} — фотострум (пропорційний інсоляції та площі комірки);

I_0 — темновий струм насичення;

n — коефіцієнт ідеальності діода (1 для монокристалічного Si);

$U_{\text{T}} = kT/q$ — тепловий потенціал (≈ 26 мВ при 25°C);

R_{s} — послідовний опір (металізація, контакти);

R_{sh} — паралельний опір (пов'язаний з мікродофектами р-п переходу).

ВАХ має три ключові точки, які мають практичне значення для проєктування ФЕС. Точка короткого замикання ($I_{\text{кз}}, 0$): максимальний струм, що генерує ФЕМ, пропорційний інсоляції ($I_{\text{кз}} = I_{\text{L}} \approx \rho \cdot A \cdot G$, де A — площа, G — інсоляція у Вт/м²). Точка холостого ходу ($0, U_{\text{хх}}$): максимальна напруга; суттєво знижується при нагріванні ($\beta_U = -0,27\%/^\circ\text{C}$). Точка максимальної потужності МРР ($I_{\text{мп}}, V_{\text{мп}}$): добуток $I_{\text{мп}} \cdot U_{\text{мп}} = P_{\text{max}}$ — максимальна потужність, яку можна отримати від ФЕМ

при даній інсоляції та температурі. Завдання MPPT-алгоритму інвертора — утримувати робочу точку ФЕМ саме у MPP, незважаючи на постійні зміни умов освітлення.

1.2.2. Класифікація ФЕС за типом підключення до мережі

За типом підключення до зовнішньої електричної мережі ФЕС поділяються на три основні категорії: мережеві (grid-tied), автономні (off-grid) та гібридні (hybrid). Кожна категорія має свою архітектуру, область застосування та набір технічних вимог. Порівняльна характеристика наведена в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Класифікація ФЕС за типом підключення до мережі

Характеристика	Мережева (grid-tied)	Автономна (off-grid)	Гібридна (grid+СНЕ)	Особливості / застосування
Підключення до мережі	Так (обов'язково)	Ні	Так (резервне)	Гібридна → найбільш функціональна; підходить для об'єктів з вимогами до безперервності
Система накопичення (СНЕ)	Не потрібна	Обов'язкова	Опціональна/обов'язкова	СНЕ підвищує самоспоживання, але суттєво збільшує CAPEX
Режим острівної роботи	Ні (заборонено)	Так (постійно)	Так (при відключенні мережі)	Острівний режим потребує Grid-Forming інверторів та відповідної захисної автоматики
Потреба у зарядному пристрої	Ні	Так	Так (бідирекційний)	Бідирекційний інвертор-зарядник → підвищена вартість
Складність схеми	Низька	Середня	Висока	Для промислових ФЕС найпоширенішою є мережева з доповнюючими ДБЖ для П-1
Ефективність використання	Середня (надлишки)	Висока (100% за-)	Найвища (оптимальне)	Промислові ФЕС: k_{cc} 90–95% без СНЕ завдя-

e/e	→ мережа за нижчим тарифом)	мкнений цикл)	управління)	ки постійному денному навантаженню
Типові потуж- ності	1–10 000+ кВт	0,5–500 кВт	1–5 000 кВт	Об'єкт дослідження: мережева 630 кВт·п з елементами гібридної (ДБЖ для П-1)

Мережеві ФЕС є найбільш поширеним типом для промислових об'єктів. У цій конфігурації мережеві інвертори типу voltage-following синхронізуються з параметрами зовнішньої мережі (напруга, частота, фаза) та «вливають» активну (та опціонально реактивну) потужність у внутрішню мережу об'єкта. При перевищенні власного попиту надлишок генерації автоматично відводиться до зовнішньої мережі за механізмом нетбілінгу. При зникненні зовнішньої мережі мережеві інвертори автоматично відключаються відповідно до вимог anti-islanding (EN 50549-1), що є нормативною вимогою безпеки.

Автономні ФЕС використовуються переважно для об'єктів без доступу до централізованої мережі: вдалені об'єкти, резервне живлення у важкодоступних локаціях тощо. Обов'язковий елемент — система накопичення (СНЕ, акумуляторні батареї). Для промислового підприємства з потужним споживанням і постійним доступом до мережі автономний режим є технічно необґрунтованим.

Гібридні ФЕС поєднують переваги мережевої та автономної конфігурацій. Бідирекційний інвертор-зарядник у такій системі може одночасно управляти: зарядкою СНЕ від ФЕМ або мережі; розрядкою СНЕ для живлення навантаження або відпуску в мережу; підтримкою острівного режиму при відключенні мережі (Grid-Forming функція). Саме гібридна архітектура є найбільш перспективною для промислових підприємств, що мають жорсткі вимоги до безперервності живлення критичних споживачів.

Для досліджуваного підприємства прийнята змішана архітектура: основна ФЕС 630 кВт·п є мережевою (найвищий PR, найнижчий LCOE), доповненою ДБЖ онлайн-типу для найкритичніших споживачів П-1 (58 кВт), що забезпечують ну-

льовий час переключення. Встановлення СНЕ у першому етапі відхилено через економічну недоцільність ($SPP\text{ СНЕ} \approx 19,7 \text{ р.} > \text{строку служби } 10\text{--}15 \text{ р.}$).

1.2.3. Склад та функції компонентів ФЕС

Сучасна промислова ФЕС є складною технічною системою, що включає електромеханічні, електронні та інформаційні підсистеми. Перелік основних компонентів та їх функції систематизовано в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Склад та функції основних компонентів фотоелектричної системи

№	Компонент	Технічна характеристика	Функція та принцип роботи
1	Фотоелектричний модуль (ФЕМ)	1-1 500 Вт·п; $\eta = 15\text{--}24\%$	Перетворення сонячного випромінювання на постійний електричний струм через фотовольтаїчний ефект у р-п переходах напівпровідника. Ключовий елемент — кремнієва р-п гетероструктура з антивідбивним покриттям і контактною металізацією.
2	Мережевий інвертор	1–1 000 кВт; Euroeff 96–99%	Перетворює постійний струм (DC) від ФЕМ на змінний (AC) промислової частоти (50 Гц, 400 В). МРРТ-алгоритм безперервно шукає точку максимальної потужності на ВАХ ФЕМ. Сучасні інвертори формують V_{AC} , синхронізованого з мережею, через ШІМ на IGBT або SiC-транзисторах.
3	DC-комбайнер-бокс	1–16 входних стрингів	Паралельне з'єднання кількох стрингів ФЕМ в один вихідний DC-ланцюг до інвертора. Містить: плавкі запобіжники gPV (захист від зворотного струму), SPD DC (захист від перенапруг), DC-роз'єднувач.
4	Щит ФЕУ (ЩФ)	Від 100 А до 2 000 А	Комутаційна та захисна шафа на AC-стороні: збирає виходи всіх інверто-

			рів, містить АВ, лічильник обліку генерації, реле anti-islanding, SPD АС, видимий роз'єднувач. Точка підключення ФЕС до мережі підприємства.
5	Несучі конструкції	Al-профіль; навант. $\leq 15 \text{ кг/м}^2$	Механічна система кріплення ФЕМ до покрівлі або землі. Забезпечує заданий кут нахилу та орієнтацію. Анодований алюміній: стійкий до корозії, легкий ($< 5 \text{ кг/м}^2$), електропровідний $\rightarrow$ одночасно виконує роль захисного заземлення.
6	DC- та АС-кабелі	PV1-F 4–70 мм ² ; ВВГнг 16–300 мм ²	Передача DC-струму від ФЕМ до інвертора (кабелі PV1-F: стійкі до UV, підвищений температурний діапазон $-40\dots+90^\circ\text{C}$, 1 500 В DC) та АС-потужності від інвертора до мережі.
7	Система моніторингу (SmartLogger/Edge)	Modbus RTU/TCP, OPC UA, MQTT	Збір, обробка та передача даних виробітку, стану обладнання та якості е/е. Сучасні системи включають Edge AI для виявлення аномалій, розрахунку PR та прогнозування виробітку.
8	Система захисту (SPD, АВ, ПДВ, anti-islanding)	Клас I/II SPD; $t_{\text{відкл}} \leq 0,5 \text{ с}$	Захист від перенапруг (SPD DC та АС), надструмів (автоматичні вимикачі), витоку на землю (ПДВ/RCD), острівного режиму (реле anti-islanding: $\Delta f \pm 0,5 \text{ Гц}$, $\Delta U \pm 10\%$).
9	Система заземлення та LPS	$R_{\text{з}} \leq 2 \text{ Ом}$; LPL III	Захисне заземлення металевих частин (рами ФЕМ, корпуси інверторів) та зовнішній блискавкозахист (LPS) для захисту від прямого удару блискавки та індукованих перенапруг.
10	СНЕ (опційно для гібридних)	0,1–10 МВт·год; LFP або NMC	Накопичення надлишків денної генерації для використання вночі або у

			пікові цінові години. Для промислових ФЕС без суттєвого нічного нетбілінгу та при $k_{cc} > 90\%$ вдень: економічна доцільність СНЕ обмежена ($SPP\ CHN > 15\ p.$).
--	--	--	---

Центральним компонентом ФЕС є мережевий інвертор — силовий електронний перетворювач, що реалізує три взаємопов'язані функції: відстеження точки максимальної потужності (MPPT), перетворення постійного струму у змінний та синхронізацію з параметрами мережі. Алгоритм MPPT (найпоширеніший — P&O, Perturb and Observe) постійно вносить малий крок зміни робочої напруги ΔV та порівнює вихідну потужність до і після кроку. Якщо потужність зросла — продовжуємо рух у тому ж напрямку; якщо знизилась — змінюємо напрям. Сучасні алгоритми включають інкрементальну провідність (INC) та технологію RealMPPT, що враховують нелінійну форму ВАХ при часткових затіненнях.

Силовa схема сучасного мережевого інвертора реалізована на IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) або SiC MOSFET. SiC-транзистори (карбід кремнію) дозволяють підвищити робочу частоту ШІМ до 50–100 кГц (проти 10–20 кГц для IGBT) та суттєво знизити комутаційні втрати, що є основним джерелом зростання ефективності сучасних інверторів до 98,5–99%.

1.2.4. Електричні характеристики фотоелектричних модулів

Основні електричні характеристики ФЕМ, що визначають параметри DC-підсистеми ФЕС та вимоги до інверторів, стандартно наводяться виробниками для стандартних тестових умов: інсоляція $G = 1\ 000\ \text{Вт/м}^2$, температура $T = 25^\circ\text{C}$, AM1.5. Оскільки реальні умови роботи суттєво відрізняються від стандартних тестових умов розуміння температурних залежностей та їх впливу на параметри є ключовим для коректного проєктування. Ключові параметри ФЕМ типу TOPCon 420 Вт та їх вплив на проєктні рішення наведено в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Електричні характеристики фотоелектричного модуля TOPCon 420 Вт та їх вплив на проєктування ФЕС

Параметр	Позначення	Типове зна-	Вплив на проєктування
----------	------------	-------------	-----------------------

		чення (стан- дартні тестові умови, 420 Вт TOPCon)	ФЕС
Номінальна поту- жність	$P_{\text{ном}}$	420 Вт·п	Базова для розрахунку кіль- кості ФЕМ і потужності ФЕС
Напруга максима- льної потужності	$U_{\text{мп}}$	41,8 В	Для розрахунку $U_{\text{мп}}$ ланцюга при підборі інвертора
Струм максима- льної потужності	$I_{\text{мп}}$	10,05 А	Для підбору перерізу кабелів та уставок захисту
Напруга холосто- го ходу	$U_{\text{хх}}$	49,6 В	Розрахунок $U_{\text{хх}}$ ланцюга при $T_{\text{мін}}$ для безпечної роботи ін- вертора: $U_{\text{хх ланц}} \leq U_{\text{махінв}}$
Струм короткого замикання	$I_{\text{кз}}$	10,55 А	Підбір запобіжників gPV: $I_{\text{нзапоб}} \geq 1,25I_{\text{кз}}$
Температурний коефіцієнт напру- ги	α_U	-0,27 %/°C	$U_{\text{мп}}$ та $U_{\text{хх}}$ збільшуються при охолодженні → важливо вра- ховувати при $T_{\text{мін}}$ для не пе- ревищення $U_{\text{махінв}}$
Температурний коефіцієнт потуж- ності	β_P	-0,35 %/°C	Втрата потужності при нагрі- ванні: при $T_{\text{мод}} = 65^\circ\text{C}$ втрати = $(65-25) \times 0,35 =$ 14%
ККД модуля	$\eta_{\text{мод}}$	21,7 %	Визначає необхідну площу покрівлі: $S = P_{\text{ФЕС}} / (E \cdot \eta_{\text{мод}})$
Максимальна на- пруга системи	$U_{\text{махсист}}$	1 500 В DC	Визначає максимальну кіль- кість ФЕМ у послідовному ланцюгу
Клас захисту IP	IP	IP68	Повний захист від пилу та тривалого занурення (покрів- ля, дощ, конденсат)

Принципово важливою залежністю є зміна напруги U_{xx} при зміні температури. При найнижчій розрахунковій температурі $T_{\min} = -23^{\circ}\text{C}$ (з урахуванням запасу для Одеської обл.) напруга U_{xx} зростає відносно стандартних тестових умов:

$$U_{xx}(T_{\min}) = U_{xx\text{ст}} \cdot [1 + \alpha_u \cdot (T_{\min} - 25) / 100] \quad (1.2)$$

$$U_{xx}(-23^{\circ}\text{C}) = 49,6 \cdot [1 + (-0,27) \cdot (-23 - 25) / 100] = 49,6 \cdot 1,1296 = 56,03 \text{ (В)}$$

Для послідовного ланцюга з n ФЕМ напруга $U_{xx\text{ланц}} = n \cdot U_{xx}(T_{\min})$. Умова безпечної роботи: $U_{xx\text{ланц}} \leq U_{\max\text{інв}} = 1\,100 \text{ В}$. Звідси максимальна кількість ФЕМ у ланцюгу:

$$n_{\max} = U_{\max\text{інв}} / U_{xx}(T_{\min}) = 1\,100 / 56,03 = 19,6 \rightarrow 19 \text{ ФЕМ} \quad (1.3)$$

Аналогічно, при максимальній температурі $T_{\max} = +75^{\circ}\text{C}$ (температура р-п переходу при інсоляції $1\,000 \text{ Вт/м}^2$ та температурі повітря 35°C) напруга знижується:

$$U_{\text{мп}}(+75^{\circ}\text{C}) = U_{\text{мпст}} \times [1 + \alpha_u \cdot (75 - 25) / 100] = 41,8 \cdot 0,865 = 36,16 \text{ (В)} \quad (1.4)$$

Мінімальна кількість ФЕМ у ланцюгу з умови перебування в діапазоні МРРТ інвертора ($U_{\text{мпмінів}} = 680 \text{ В}$): $n_{\min} = 680 / 36,16 = 18,8 \rightarrow 19 \text{ ФЕМ}$. Збіг $n_{\max}$ і $n_{\min} = 19 \text{ ФЕМ}$ є вдалою збіжністю і означає однозначний вибір довжини стрингу для даної пари ФЕМ–інвертор.

1.2.5. Класифікація ФЕС за типом розміщення

Важливою класифікаційною ознакою є тип розміщення ФЕС, що визначає особливості конструкції несучих елементів, питому щільність встановлення потужності, вартість монтажу та вимоги до технічного обслуговування. Систематизація варіантів розміщення наведена в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Класифікація ФЕС за типом розміщення та ключові характеристики

Тип за розміщенням	Оптим. кут нахилу (Україна)	Питома щільн. встановлення, Вт/м ²	CAPEX відносно базового	Переваги та недоліки
Плоска покрівля (flat roof) з рамними конст-	10–30° пд	30–60	Базовий	✓ Не займає землю; ✓ просте прокладання кабелів; ✗ потріб-

рукціями 10–30°				на перевірка несучої здатності покрівлі
Похила покрівля (pitched roof), інтегровані кріплення	Кут покрівлі $\pm 5^\circ$	50–70	Базовий –5%	✓ Мінімальна маса; ✓ не потребує рамних конструкцій; ✗ фіксований кут нахилу
Наземна стаціонарна на рамних опорах	30–35° пд	30–55	Базовий +10%	✓ Оптимальний кут; ✓ краща вентиляція; ✗ потрібна земельна ділянка; ✗ довші DC-кабелі
Наземна з одновісним трекером (E-W)	Горизонталь $\rightarrow \pm 60^\circ$	20–40	Базовий +25%	✓ +20–35% виробітку; ✓ ефективніше ранком/ввечері; ✗ складність, ТО, рух. частини; ✗ не для покрівель
Агро-ФЕС (agrivoltaics)	30–40°	5–15	Базовий +15%	✓ Суміщення з сільгоспвиробництвом; ✓ затінення знижує стрес рослин; ✗ складна логістика обслуговування
Покрівля паркінгу (carport PV)	10–20°	20–40	Базовий +40%	✓ Захист від сонця та дощу; ✓ заряд EV; ✗ висока вартість несучих конструкцій

Для досліджуваного підприємства прийнятий тип «плоска покрівля з рамними конструкціями під кутом 10–30°» як єдиний конструктивно можливий варіант: промислові цехи мають плоскі або слабопохилі металеві покрівлі без можливості наземного розміщення (відсутня вільна земельна ділянка). Оптимальний кут

нахилу ФЕМ 30° (азимут 0° — південь) при такому розміщенні забезпечує максимальний річний виробіток для широти Одеси ($46,5^\circ$ пн.ш.) при прийнятному навантаженні на покрівельні конструкції ($\approx 10\text{--}12 \text{ кг/м}^2$).

Для промислових об'єктів з обмеженою площею покрівлі рамні конструкції під кутом менше 30° (наприклад, $10\text{--}15^\circ$) дозволяють встановити більше модулів на одиницю площі за рахунок зменшення довжини тіні від переднього ряду на задній — але ціною деякого зниження питомого річного виробітку (при зменшенні кута з 30° до 15° річний виробіток знижується приблизно на 3–5% для Одеської обл.). У проєктованій ФЕС для кожної секції покрівлі кут вибирається окремо за критерієм максимізації виробітку в межах обмежень несучої здатності та доступної площі.

1.2.6. Показники ефективності фотоелектричних систем

Оцінка ефективності роботи ФЕС як технічної та інвестиційної системи вимагає системи кількісних показників, що дозволяють порівнювати об'єкти різної потужності, локалізації та конфігурації. Ключові показники ефективності (КРІ) ФЕС систематизовано в таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Ключові показники ефективності (КРІ) фотоелектричних систем

Показник ефективності	Позначення / формула	Типове значення	Фізичний зміст та застосування
Performance Ratio (коефіцієнт ефективності системи)	$PR = W_{\text{факт}} / (P_n \cdot H_{\text{рік}})$	0,75–0,85	Відображає комплексні втрати системи. $PR = 0,80$ означає, що при теоретично можливому виробітку $P_n \cdot H_{\text{рік}}$ система реально виробляє 80% цього значення. Залишок 20% — температурні втрати (8%), інверторні (2%), кабельні (2%), затінення (4%), забруднення (3%), інші (1%).
Питомий виробіток (Specific)	$SEY = W_{\text{рік}} / P_n$, кВт·год/кВт·п·рік	1 200–1 600 для України	Для Одеської обл. $SEY = 1$ 470 кВт·год/кВт·п при PR

Energy Yield)			= 0,80. Дозволяє порівнювати ФЕС у різних локаціях незалежно від потужності.
Коефіцієнт використання встановленої потужності (КУПВ)	$\text{КУПВ} = W_{\text{рік}} / (P_{\text{н}} \times 8\,760 \text{ год})$	0,15–0,22	$\text{КУПВ} = \text{SEY} / 8\,760$. Для даного проєкту: $1\,470 / 8\,760 = 0,168$. Значно нижчий, ніж у теплових станцій (0,6–0,7), але ФЕС не споживає паливо.
Пікові сонячні години (PSH)	$\text{PSH} = H_{\text{рік}} / 1\,000 \text{ Вт/м}^2$	1 200–1 600 год/рік	Кількість умовних годин при постійній інсоляції 1 000 Вт/м ² , що дає такий само річний виробіток, як реальний профіль інсоляції. PSH = 1 470 год/рік для Одеської обл.
Нормована вартість електроенергії (LCOE)	$\text{LCOE} = (\text{CAPEX} + \text{OPEX}_{20}) / W_{\text{сум}20}$	35–65 євро/МВт·год	Відображає повну вартість одиниці виробленої е/е протягом усього строку служби. Для розглянутого проєкту: $\text{LCOE} = 15\,800 / 34\,300\,000 = 0,46$ грн/кВт·год = 11 євро/МВт·год.
Коефіцієнт самоспоживання	$k_{\text{сс}} = W_{\text{самосп}} / W_{\text{генер}}$	0,50–0,99	Частка власної генерації, яка споживається безпосередньо об'єктом. При $k_{\text{сс}} > 0,90$ система є надзвичайно ефективною — всі витрати на е/е компенсуються за найвищим тарифом.

Performance Ratio (PR) є найбільш комплексним показником технічної ефективності ФЕС, що відображає сукупний вплив усіх реальних втрат системи відно-

сно теоретично ідеальної ФЕС. Типовий $PR = 0,75\text{--}0,85$ означає, що від 15 до 25% теоретично можливої енергії «втрачається» через температурний нагрів модулів (найбільша складова — 8–12%), неточність MPPT, омічні втрати в кабелях, перетворення в інверторах та забруднення поверхні. Для проєктованої ФЕУ підприємства прийнято $PR = 0,80$ як консервативна оцінка для покрівельної ФЕС у кліматичних умовах Одеської обл.

Показник питомого виробітку $SEY = 1\,470\text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{кВт}\cdot\text{п}$ дозволяє прямо розрахувати річний виробіток ФЕС будь-якої потужності: $W_{\text{рік}} = P_{\text{н}} \times SEY = 630 \times 1\,470 = 927\,100\text{ кВт}\cdot\text{год} \approx 927\text{ МВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$. Цей показник є ключовим входом для фінансово-економічного аналізу та розрахунку скорочення викидів CO_2 .

Коефіцієнт самоспоживання $k_{\text{сс}}$ є специфічним показником для «behind the meter» ФЕС, що кількісно характеризує якість поєднання профілю генерації ФЕС із профілем навантаження об'єкта. Оптимальний $k_{\text{сс}} = 0,90\text{--}0,98$ досягається за трьох умов: збіг часового профілю генерації (08:00–19:00) з денним навантаженням; відповідність потужності ФЕС мінімальному денному навантаженню об'єкта; незначний надлишок вихідними та у свята. Для досліджуваного підприємства $k_{\text{сс}} = 0,93$ досягається без СНЕ завдяки постійному виробничому навантаженню у денний час.

1.3. Аналіз факторів, що впливають на ефективність генерації (затінення, температурні режими, ККД інверторів)

Фактичний виробіток фотоелектричної установки за будь-який часовий проміжок завжди менший за теоретично ідеальне значення, розраховане виходячи з номінальної потужності ФЕМ та рівня сонячної інсоляції. Різниця між ідеальним та фактичним виробітком обумовлена сукупністю фізичних, технічних та організаційних чинників, що колективно відображаються через системний коефіцієнт ефективності PR . Розуміння природи кожного з цих чинників та методів їх мінімізації є необхідною умовою для проєктування ФЕС з максимальним виробітком та для технічно обґрунтованого прийняття $PR = 0,80$ у розрахунках виробітку.

1.3.1. Затінення та його вплив на виробіток ФЕС

Затінення є одним із найбільш значущих та технічно складних чинників зниження виробітку ФЕС на промислових покрівлях. На відміну від промислових наземних парків, де затінення можна мінімізувати шляхом вибору відкритої ділянки, покрівельні ФЕС завжди змушені співіснувати з численними джерелами тіней: парапети, вентиляційні установки, технологічні трубопроводи, антени, димові труби, надбудови та сусідні будівлі. Глибоке розуміння механізмів впливу затінення на роботу ФЕС є ключем до правильного розміщення модулів та вибору схеми підключення.

Фундаментальна проблема послідовного включення ФЕМ у стрингу полягає в тому, що в ланцюзі, де всі елементи з'єднані послідовно, струм через ланцюг визначається найслабшою ланкою. Якщо один з n ФЕМ стрингу повністю затінений, його фотострум падає практично до нуля, і — без захисних байпасних діодів — весь стринг перестає генерувати, оскільки затінений модуль стає споживачем (підігрівачем від зворотного струму суміжних ФЕМ). Цей явище називається «ефектом гарячої точки» (hot spot effect): температура одного затіненого елемента може досягти 80–150°C, що призводить до деградації або руйнування ламінату.

Сучасні ФЕМ обладнані вбудованими байпасними діодами (зазвичай 3 діоди на модуль, по одному на кожні 20–24 послідовно з'єднані клітинки). При затіненні однієї секції відповідний байпасний діод шунтує затінені клітинки, зменшуючи втрати стрингу до втрати 1/3 потужності одного ФЕМ замість втрати потужності всього стрингу. Однак це захищає лише від «великого» затінення цілих секцій, тоді як при часткових затіненнях (тінь від тонкого дроту антени, краплі на поверхні) байпасні діоди можуть або не спрацювати, або спричинити «багатошпилькову» ВАХ стрингу, що ускладнює роботу МРРТ-алгоритму. Порівняльна оцінка впливу різних типів затінення наведена в таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 – Вплив часткового затінення різного типу на виробіток ФЕМ та стрингу

Ступінь затінення / тип	Площа затінення, % від ФЕМ	Зниження потужності ФЕМ, %	Зниження потужності стрингу, %	Захід з мінімізації
-------------------------	----------------------------	----------------------------	--------------------------------	---------------------

Повне затінення 1 ФЕМ у стрингу (без байпасних діодів)	100% одного ФЕМ	100% (об'єктів)	99% (весь стринг!)	Байпасні діоди (вбудовані); МРРТ-трекер на кожен модуль (мікроінвертори)
Повне затінення 1 ФЕМ (з байпасними діодами, 3 секції)	100% одного ФЕМ	67% (2/3 секції)	~4–6% стрингу	Стандартна конструкція з 3-ма байпасними діодами; достатньо для більшості випадків
Часткове затінення (тінь від парапету, до 20% поверхні ФЕМ)	10–20%	15–25%	1–3% стрингу	Відступ від парапету $\geq h_{\text{пар}} \times \text{tg}(\alpha_{\text{min}})$, де α_{min} = мін. кут сонця взимку
Затінення пташиним послідом / листям	1–5% (точкове)	10–30% (хот-спот!)	< 1% стрингу	Регулярне очищення ФЕМ 2–3 р./рік; AFCI для виявлення гарячих точок
Тінь від антен, вентиляційних труб, сусідніх будівель	Variable (сезонно)	10–100% (залежно від сезону та часу доби)	2–25% стрингу	3D-моделювання тіней на етапі проектування (Helios 3D / PVSyst); правильний поворот та розташування стрингів
Тінь між рядами (front-to-back shading)	Variable (ранок/вечір)	5–20% (при кутах < 20°)	1–8% стрингу	Оптимальна відстань між рядами: $d = h \times \cos(\beta) / \text{tg}(\alpha)$, де β — нахил ФЕМ, α — кут сонця о 10:00 21.12

Аналіз таблиці 1.11 підкреслює кілька принципових висновків щодо проектування покрівельних ФЕС на підприємстві. По-перше, найнебезпечнішим є навіть незначне точкове затінення від пташиного посліду або листя: через ефект гарячої точки місцева температура може перевищити 150°C, що суттєво прискорює дегра-

дацію ламінату та може призвести до виникнення DC-дуги (AFCI-небезпека). По-друге, тінь від парапету є типовою та передбачуваною для покрівельних ФЕС: її вплив мінімізується правильним розрахунком відступу модулів від парапету на стадії проектування. По-третє, взаємне затінення між рядами модулів (front-to-back shading) є важливим чинником, що визначає рядкову відстань: надто мала відстань між рядами дає більше ФЕМ на покрівлі, але суттєво знижує виробіток у ранкові та вечірні години взимку.

Для ФЕС підприємства, що розглядається, потенційними джерелами затінення є: парапети покрівель висотою 0,8–1,2 м (переважне джерело); вентиляційні установки та кондиціонери на покрівлях (обходяться шляхом відповідного планування розміщення ФЕМ); сусідні будівлі (рівні або нижчі за цехи, тому їх затінення мінімальне). Розрахунок мінімального відступу від парапету висотою $h = 1,0$ м при мінімальному куті сонця над горизонтом для Одеси ($\varphi = 46,5^\circ$ пн.ш.) у день зимового сонцестояння ($\delta = -23,5^\circ$, кут сонця о 12:00 = $90^\circ - 46,5^\circ - 23,5^\circ = 20^\circ$):

$$d_{\min} = h / \operatorname{tg}(\alpha_{\min}) = 1,0 / \operatorname{tg}(20^\circ) = 1,0 / 0,364 = 2,75 \text{ м} \quad (1.5)$$

Для збереження виробітку у зимовий час без затінення від парапету перший ряд ФЕМ має бути розташований не ближче ніж 2,75 м від внутрішнього краю парапету. На практиці, з урахуванням мінімального виробітку взимку та економічності використання площі, прийнятний відступ 1,5–2,0 м (допускає незначне затінення нижньої частини першого ряду ФЕМ у грудні–січні, коли загальний виробіток є мінімальним та його частка у річному виробітку $< 3\%$).

1.3.2. Температурні режими та їх вплив на виробіток ФЕС

Температура є одним з визначальних параметрів ефективності роботи фотоелектричних модулів. На відміну від більшості електронних приладів, для яких підвищення температури пов'язане переважно з деградацією надійності, для фотоелементів температура безпосередньо знижує вихідну потужність через термодинамічні механізми: зростання концентрації власних носіїв заряду $\rightarrow$ підвищення темнового струму $I_0 \rightarrow$ зниження напруги U_{xx} та $U_{мп}$.

Кількісно вплив температури на потужність ФЕМ описується лінійним наближенням через температурний коефіцієнт потужності β_P :

$$P(T_{\text{мод}}) = P_{\text{сту}} \cdot [1 + \beta_P \cdot (T_{\text{мод}} - 25^\circ\text{C}) / 100], \quad (1.6)$$

де $P_{\text{сту}}$ — потужність при стандартних умовах (25°C , $1\,000\text{ Вт/м}^2$);

$\beta_P = -0,35\%/^{\circ}\text{C}$ для обраних TOPCon-модулів.

При типовій літній температурі модуля 55°C для Одеської обл.:

$$P(55^{\circ}\text{C}) = P_{\text{сту}} \cdot [1 + (-0,35) \cdot (55 - 25) / 100] = P_{\text{сту}} \cdot (1 - 0,105) = 0,895 P_{\text{сту}}$$

Тобто в пікову сонячну годину влітку реальна потужність ФЕМ становить лише 89,5% від номінальної — при тому, що інсоляція є максимальною. Це підкреслює важливість температурного чинника: найбільший виробіток у абсолютному вираженні (кВт·год/год) спостерігається влітку, але відносна ефективність (відсоток від теоретичного максимуму) — нижча, ніж у перехідні сезони або навіть взимку. Для порівняння, взимку при $T_{\text{мод}} = 13^{\circ}\text{C}$:

$$P(13^{\circ}\text{C}) = P_{\text{сту}} \cdot [1 + (-0,35) \cdot (13 - 25) / 100] = 1,042 P_{\text{сту}}$$

У сонячний зимовий день модулі генерують на 4,2% більше від номінальної потужності — що частково компенсує менший рівень інсоляції. Місячний розподіл температур модулів та відповідних температурних втрат для умов Одеської обл. наведено в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 – Місячний розподіл температур ФЕМ та відповідних температурних втрат для Одеської обл.

Показник	Січ	Лют	Бер	Кві	Тра	Чер	Лип	Сер	Вер	Жов	Лис	Гру
$T_{\text{повітря}}, ^{\circ}\text{C}$	3	4	8	14	19	24	26	26	21	14	7	3
$T_{\text{модуля}}, ^{\circ}\text{C}$	13	16	24	32	39	45	48	47	40	30	18	13
ΔP від темп., %	- 4.2%	- 3.1%	- 0.3%	2.4%	4.9%	7%	8%	7.7%	5.3%	1.8%	- 2.4%	- 4.2%
Відн. потужність, %	95.8 %	96.9 %	99.7 %	102.4 %	104.9 %	107 %	108 %	107.7 %	105.3 %	101.8 %	97.6 %	95.8 %

Аналіз таблиці 1.12 виявляє два принципово різних сезонних режими. Літній режим (червень–серпень): температура модулів $45\text{--}48^{\circ}\text{C}$ → втрати від перегріву 7–8% → незважаючи на найвищу інсоляцію, ефективність ФЕМ мінімальна за рік. Зимовий режим (грудень–лютий): температура модулів $13\text{--}16^{\circ}\text{C}$ → ефективність на 4% ВИЩА за стандартні умови → компенсує низький рівень інсоляції. Перехід-

ний сезон (березень, жовтень): $T_{\text{мод}} = 18\text{--}30^{\circ}\text{C} \rightarrow$ мінімальні температурні втрати $\rightarrow$ при достатній інсоляції формується оптимальний режим роботи ФЕС.

Температура модуля $T_{\text{мод}}$ суттєво залежить від умов теплообміну з навколишнім середовищем. У стаціонарному тепловому режимі:

$$T_{\text{мод}} = T_{\text{повітря}} + (\text{NOCT} - 20) \cdot G / 800, \quad (1.7)$$

де NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) — номінальна робоча температура комірки, типово $42\text{--}48^{\circ}\text{C}$ (для TOPCon модулів, що розглядаються, $\text{NOCT} = 43^{\circ}\text{C}$); G — поточна інсоляція, Вт/м^2 . При $G = 1\,000\text{ Вт/м}^2$ та $T_{\text{повітря}} = 24^{\circ}\text{C}$ (умови Одеси, серпень, полудень): $T_{\text{мод}} = 24 + (43 - 20) \cdot 1000/800 = 24 + 28,75 = 52,75^{\circ}\text{C}$. При обдуванні вітром ($v > 2\text{ м/с}$) температура знижується на $3\text{--}7^{\circ}\text{C}$.

Критично важливим для покрівельних ФЕС є вентиляційний зазор між тильною стороною модуля та поверхнею покрівлі. При відсутності зазору (ФЕМ прилягають до покрівлі) перегрів може бути на $10\text{--}15^{\circ}\text{C}$ вищим, ніж при зазорі $10\text{--}15\text{ см}$. Для проєктованої ФЕУ підприємства рамні конструкції забезпечують задній зазор не менше 12 см — що відповідає кращій проєктній практиці та знижує температуру модулів приблизно на 8°C у порівнянні з безщілинним монтажем.

1.3.3. ККД інверторів та інверторні втрати

Мережевий інвертор є найбільшим одиночним джерелом керованих втрат у ФЕС. Інверторні втрати включають кілька незалежних складових: комутаційні втрати в IGBT/SiC-транзисторах (пропорційні частоті ШІМ та квадрату напруги); провідникові втрати (пропорційні квадрату струму навантаження); втрати в сердечниках дроселів (пропорційні частоті та індукції); допоміжні витрати (живлення системи управління, охолоджувачі, дисплей — приблизно постійна складова $30\text{--}80\text{ Вт}$ на блок).

Ключовою характеристикою ефективності інвертора є Euroeff — середньозважений ккд за «європейським» профілем навантаження, що відображає реальний розподіл генерованої потужності протягом типового дня у помірному кліматі (Євростандарт IEC 61683):

$$\text{Euroeff} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20 \cdot \eta_{100\%}, \quad (1.8)$$

де $\eta_{X\%}$ — ефективність інвертора при навантаженні $X\%$ від номінального. Вагові коефіцієнти відображають відносний час, протягом якого інвертор з більшою ймовірністю працює при кожному рівні навантаження: 48% часу — при 50% навантаження (середнє навантаження протягом типового дня), 20% — при 100% (пікові полуденні години). Порівняння ефективності інверторів різних поколінь наведено в таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 – Порівняння ефективності мережевих інверторів різних поколінь

Характеристика	Застарілий інвертор (2015–2018 рр.)	Сучасний IGBT (2021–2023 рр.)	Сучасний SiC (2023–2024 рр.)	Вплив на виробіток (для ФЕУ 630 кВт·п, 927 МВт·год/рік)
Euroeff (ефективність за європейським профілем)	95,5–96,5%	97,5–98,0%	98,2–98,8%	Різниця SiC vs застарілий: +2% → +18,5 МВт·год/рік → +7,6 тис. грн/рік (тариф 4,12 грн)
Максимальна ефективність $\eta_{\max}$	97,0%	98,2%	98,9%	При пікових умовах (максимальне навантаження, оптимальна T)
Ефективність при 10% навантаження (ранок/вечір)	80–85%	91–94%	93–96%	Ключова відмінність: при малих навантаженнях IGBT суттєво поступається SiC
Ефективність при 30% навантаження	91–93%	95–96%	97–98%	Актуально для ранкових та вечірніх годин, хмарної погоди
Споживання вхолосту (нічний режим очікування)	15–30 Вт	5–12 Вт	2–6 Вт	Нічне споживання SiC-інвертора 630 кВт·п за рік: 2 Вт × 8 760 год × 7 = 122 кВт·год — незначне
Час відгуку	200–500 мс	50–100 мс	10–30 мс	Швидкий MPPT кри-

MPPT при різкій зміні інсоляції				тичний при мінливій хмарності (duck curve); зменшує втрати при хмарах до 1%
MTBF (середній час між відмовами)	80 000–120 000 год	180 000–300 000 год	> 300 000 год	MTBF > 300 000 год = 34 р. → для 20-річного проєкту відмов практично немає
Функції Q-компенсації / Grid Forming	Обмежені або відсутні	$\cos\varphi(P)$, $Q(U)$	$\cos\varphi(P)$, $Q(U)$, STATCOM, Grid Forming	STATCOM + Grid Forming → Q-компенсація без доп. обладнання + острівний режим

Аналіз таблиці 1.13 виявляє принципову відмінність між застарілими та сучасними інверторами: різниця в Euroeff на рівні 2% (96,5% проти 98,4%) приблизно відповідає додатковим 18,5 МВт·год/рік виробітку для ФЕУ 630 кВт·п (927 МВт·год $\times$ 0,02 = 18,5 МВт·год). При ефективному тарифі 4,12 грн/кВт·год це дорівнює 76,2 тис. грн/рік — суттєва різниця для 20-річного горизонту проєкту (сумарно $\approx$ 1 524 тис. грн у поточних цінах). Особливо важливою є ефективність SiC-інверторів при малих навантаженнях (10–30%): в ранкові та вечірні години, а також у хмарну погоду сонячна ФЕУ значну частину часу працює при навантаженні 5–30%, і тут перевага SiC найбільш відчутна.

Ефективність інвертора також залежить від рівня вхідної DC-напруги. Для MPPT-діапазону 680–1 100 В максимальна ефективність досягається у середній частині діапазону (800–950 В), де оптимально збалансовані провідникові та комутаційні втрати. Для проєктованої ФЕУ напруга стрингу при стандартних умовах складає 794 В — у зоні максимальної ефективності. При зниженні напруги у пікову спеку ($T_{\text{мод}} = 55^\circ\text{C}$) $U_{\text{мп}}$ знижується до $19 \cdot 41,8 \cdot (1 - 0,35 \cdot 30/100) = 19 \cdot 37,42 = 711$ В — все ще в прийнятному MPPT-діапазоні.

Нічний режим очікування (standby) сучасних SiC-інверторів споживає лише 2–6 Вт на блок. Для 7 блоків ФЕУ сумарне нічне споживання становить 7·4 Вт·4

380 год (нічний час) ≈ 123 кВт·год/рік — абсолютно незначна величина (0,013% від річного виробітку). При цьому важливо, що «нічний STATCOM-режим» ($P = 0$, $Q \neq 0$) для Q-компенсації реактивного навантаження підприємства вдень і вночі дозволяє використовувати ці ж інвертори для підтримки $\cos\phi$ без суттєвих втрат від активної потужності.

1.3.4. Інші чинники зниження виробітку та комплексна оцінка PR

Окрім затінення, температурних ефектів та інверторних втрат, виробіток ФЕС знижується через ряд додаткових чинників, що разом формують величину системного коефіцієнта ефективності PR. Комплексна деталізація всіх складових PR та відповідних заходів мінімізації наведена в таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 – Складові системного коефіцієнта ефективності PR та заходи мінімізації втрат

Складова втрат	Мін. втрати (добре спроект.), %	Типові втрати, %	Макс. втрати (погане ТО), %	Технічний захід мінімізації
Температурні втрати (нагрів ФЕМ понад 25°C)	5	8	13	TOPCon vs PERC: β на 0,05%/°C менший $\rightarrow -1\%$ втрат; вентиляований зазор між ФЕМ та покрівлею ≥ 10 см
Невідповідність (mismatch) у стрингах та між стрингами	0,5	1	3	Сортування ФЕМ за потужністю; MPPT на кожен стринг (незалежний трекер); однорідне розміщення
Омічні втрати в DC-кабелях	0,5	1,5	4	Переріз DC-кабелів підбрано з умови $\Delta U \leq 1,5\%$; оптимальна відстань ФЕМ–інвертор ≤ 30 м
Втрати в інверторі (конверта-	0,5	1,5	3	Euroeff 98,4% (Huawei SUN2000) $\rightarrow 1,6\%$ втрат;

ція DC→AC)				SiC-технологія, правильне завантаження
Втрати від затінення	0	3	10	3D-аналіз тіней; відступ від парапету; байпасні діоди; MPPT для незалежних секцій
Втрати від забруднення (пил, птахи, листя)	0,5	2	6	Промивка ФЕМ 2–3 р./рік; нахил $\geq 15^\circ$ (самоочищення дощем); детекція AFCI при нагромадженні бруду
Деградація ФЕМ (1-й рік)	0,5	1	2	TOPCon: гарантована деградація 1-го р. $\leq 1\%$; наступні роки $\leq 0,4\%/рік$
Втрати в АС-кабелях (інвертор → ЩФ → ГРЩ)	0,3	0,8	2	Переріз АС-кабелів: $\Delta U \leq 1\%$; паралельне прокладання $2 \times 300 \text{ мм}^2$
Відключення / простої (планові ТО, аварії)	0,2	0,5	2	Моніторинг SCADA; MTBF інверторів $> 200\,000$ год; планові ТО 1 р./рік
Інші (відбиття від покрівлі, кут падіння)	0,5	1,0	2	Антивідбивне покриття ФЕМ; оптимальний азимут та кут нахилу
РАЗОМ (PR = 1 – сума втрат / 100)	PR = 0,87	PR = 0,80	PR = 0,67	Прийнято PR = 0,80 для розрахунку виробітку ФЕУ

Забруднення поверхні ФЕМ є другою за значущістю (після температури) групою керованих втрат. Пил, пташиний послід, листя та інші забруднення утворюють частково прозорий шар на поверхні модуля, що поглинає та розсіює частину сонячного випромінювання до поверхні фотоелемента. Кількісно: шар пилу товщиною 1 г/м^2 знижує виробіток на 1–2%. За місяць без дощу в умовах Одеської обл. (степовий клімат, пилові вітри влітку) накопичення пилу може досягати 5–8

г/м², що означає 5–8% зниження виробітку. Промивка ФЕМ водою двічі на рік (квітень та серпень) ліквідує це накопичення та відновлює номінальний виробіток.

Невідповідність (mismatch) між ФЕМ у стрингу та між стрингами виникає через природні відхилення реальних параметрів модулів від номінальних (навіть нові модулі відрізняються один від одного в межах допуску $\pm 2\%$), а також через різне часткове затінення та різне забруднення окремих ФЕМ. Вплив mismatch на потужність: якщо $I_{\text{кз}}$ одного ФЕМ у стрингу відрізняється від решти на ΔI , то струм всього стрингу обмежується цим значенням, і надлишковий струм «проливається» через байпасний діод — ефективно знижуючи виробіток усього стрингу. Для мінімізації mismatch-втрат обираються інвертори з максимальною кількістю незалежних MPPT-трекерів (12 MPPT у Huawei SUN2000-100KTL), що дозволяють підключати окремі групи стрингів незалежно та відстежувати їх MPP без взаємного впливу.

Деградація ФЕМ є невід'ємним процесом старіння напівпровідникових структур під дією UV-випромінювання, теплових циклів та вологості. Стандартна гарантія виробників TOPCon-модулів: перший рік — $\leq 1\%$, далі $\leq 0,40\%/рік$. Для 20-річного горизонту розрахунку це означає загальну деградацію: $1 - (1 - 0,004)^{20} \approx 9,5\%$ від початкового виробітку — або іншими словами, у 20-му році ФЕС вироблятиме близько 90,5% від виробітку першого року.

1.3.5. Стратегії мінімізації втрат при проєктуванні та експлуатації ФЕС

Системне управління всіма зазначеними чинниками втрат дозволяє максимізувати фактичний виробіток ФЕС протягом усього строку служби. Комплексна стратегія мінімізації втрат охоплює як проєктні рішення (вибір обладнання, розміщення, схема підключення), так і операційні заходи (регламент ТО, система моніторингу). Стратегії мінімізації для даного проєкту систематизовано в таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 – Стратегії мінімізації втрат ФЕС та їх застосування у проєкті

Категорія втрат	Технічна стратегія мінімізації	Зниження втрат від заходу, %	Застосування у проєкті
Температурні	TOPCon замість	–1% від	Обраний TOPCon 420 Вт з $\beta =$

	PERC (β $-0,05\%/^{\circ}\text{C}$ менший)	темпл. втрат	$-0,35\%/^{\circ}\text{C}$; підвищена вентиляція зазору між ФЕМ та покрівлею
Температурні	Вентильований зазор ≥ 10 см між ФЕМ та покрівлею	$-0,5\%$ PR	Рамні конструкції з підняттям задньої кромки модуля на 12–15 см
Затінення	3D-аналіз тіней на стадії проектування (PV Syst)	$-2\text{--}5\%$ від затінення	Виконано аналіз для 3 покрівель; відступи від парапетів та вентустановок розраховані
Затінення	Незалежні MPPT-трекери для кожної орієнтаційної секції	$-0,5\text{--}1\%$ від mismatch	12 MPPT у Huawei SUN2000-100KTL $\rightarrow$ незалежне відстеження для Пд та Пд-3х секцій
Забруднення	Промивка ФЕМ 2 р./рік (весна + літо)	$-1,5\%$ PR	Включено в план ТО; оцінка ROI промивки: вартість ≈ 6 тис. грн, ефект $\approx 13,9$ МВт·год $\times 4,12 = 57$ тис. грн
Забруднення	Нахил ФЕМ $\geq 15^{\circ}$ (самоочищення від дощу)	$-0,5\%$ PR	Прийнятий нахил $30^{\circ} \rightarrow$ достатній для самоочищення при дощі > 5 мм/год
Інверторні	SiC-інвертор (Huawei SUN2000, Euroeff 98,4%)	-1% PR vs застарілий	Обраний Huawei SUN2000-100KTL-M2 з Euroeff = 98,4%
Кабельні DC	Переріз кабелів PV1-F 6 мм ² ($\Delta U \leq 1,5\%$)	$-0,5\%$ vs занижений перетин	Розрахунок перетину: $S = 2\rho LI/(\Delta U \times U)$; прийнято 6 мм ² замість мінімально допустимого 4 мм ²
Деградація	TOPCon: гарантована деградація $\leq 0,40\%$ /рік	$-0,1\%$ /рік vs P-Si 0,55%	За 20 р.: TOPCon виробить на 3% більше, ніж P-Si при тих самих початкових умовах
Моніторинг	Edge AI: виявлення аномалій	$-1\text{--}2\%$ від прихованих	MTTR < 24 год при виявленні аномалії $\rightarrow$ мінімізація часу

	стрингів (Z-score), термографія FLIR A70	дефектів	простою окремих стрингів
--	--	----------	--------------------------

Система моніторингу на основі Edge AI є «замикаючим» елементом стратегії мінімізації втрат: навіть бездоганно спроектована та побудована ФЕС поступово деградує внаслідок виходу з ладу окремих ФЕМ, підключень та інверторів. Своєчасне виявлення та усунення несправностей є необхідною умовою збереження PR протягом усього 20-річного горизонту служби.

1.4. Постановка завдання на модернізацію системи електропостачання

Постановка завдання на модернізацію формалізує виявлені проблеми у конкретні технічні, економічні та організаційні вимоги до проєкту, обґрунтовує вибір технологічного рішення (ФЕС) серед альтернатив та визначає кількісні цілі і критерії успішності проєкту.

1.4.1. Аналіз витрат на електроенергію та економічний потенціал модернізації

Фінансово-економічна мотивація для впровадження ФЕС визначається двома взаємопов'язаними чинниками: абсолютним рівнем витрат підприємства на електроенергію та динамікою їх зростання. Річне споживання підприємства становить 4 320 МВт·год, сукупні витрати на є/є у 2024 р. — 2 532 тис. грн (без надбавки за реактивну є/є — 38,1 тис. грн), або загалом 2 570 тис. грн. Ці витрати є суттєвою складовою виробничої собівартості — понад 9,5% від орієнтовного річного обороту підприємства.

Особливістю структури тарифу є висока частка пікової зони (08:00–20:00 у робочі дні) у загальному рахунку: з 4 320 МВт·год/рік споживання підприємства 74,5% або близько 3 218 МВт·год/рік припадає на пікову зону. Тариф 5,45 грн/кВт·год в піковій зоні у 1,67 рази вищий за нічний (2,18 грн/кВт·год) та у 1,32 рази — за напівпіковий (3,27 грн/кВт·год). Динаміку тарифів за 2019–2024 рр. та прогноз до 2030 р. наведено в таблиці 1.16.

Таблиця 1.16 – Динаміка тарифів на електроенергію для промислових споживачів (2019–2024 рр.) та прогноз до 2030 р.

Тарифна зона / показник	2019	2020	2022	2023	2024	Прогноз 2026–2030 (при +8%/рік)
Пікова зона (П), грн/кВт·год	1,68	1,85	3,57	4,22	5,45	7,41 (2026) → 10,86 (2030)
Напівпікова зона (НП), грн/кВт·год	1,26	1,39	2,68	3,17	3,27	4,45 (2026) → 6,52 (2030)
Нічна зона (Н), грн/кВт·год	0,84	0,92	1,78	2,11	2,18	2,96 (2026) → 4,34 (2030)
Середньозважений тариф, грн/кВт·год	1,38	1,52	2,93	3,47	4,12	5,60 (2026) → 8,20 (2030)
Надбавка за реакт. е/е $\text{tg}\varphi > 0,50$ (Q), тис. грн/рік	21	24	31	35	38	52 (2026) → 76 (2030) — якщо не компенсувати
Зростання тарифу до поперед. р., %	—	+10%	+93%	+18%	+19%	Середній темп 2019–2024: +9,3%/рік

Аналіз таблиці 1.16 виявляє стабільно висхідний тренд: за 2019–2024 рр. середньозважений тариф зріс у 3,0 рази (з 1,38 до 4,12 грн/кВт·год), причому темп зростання становить у середньому 9,3%/рік. Навіть за консервативного прогнозу +8%/рік (на 1,3 в.п. нижче за фактичний темп) до 2026 р. тариф у піковій зоні сягне 7,41 грн/кВт·год, до 2030 р. — 10,86 грн/кВт·год. Це означає, що при незмінному споживанні та без впровадження ФЕС до 2030 р. річна вартість електроенергії підприємства перевищить 3 600 тис. грн/рік у цінах 2024 р. Власна сонячна генерація «заморожує» вартість 862 МВт·год/рік самоспоживання на рівні $\text{LCOE} = 460$ грн/МВт·год, тоді як тариф на покупну е/е зростатиме щороку — що є потужним стимулом до впровадження ФЕС саме зараз, а не пізніше.

Окремим, але вагомим економічним чинником є штрафна надбавка за понаднормативне споживання реактивної електроенергії ($\text{tg}\varphi = 0,538 > 0,50$). Поточ-

ний обсяг надбавки складає 38,1 тис. грн/рік. За прогнозом, при зростанні тарифу за базою надбавки до 2030 р. вона може досягти 76 тис. грн/рік. При цьому впровадження ФЕС усуває цю надбавку повністю та безкоштовно через функцію Q-компенсації інверторів — без придбання конденсаторних батарей або STATCOM (вартість яких для аналогічного об'єму компенсації склала б 80–120 тис. грн).

1.4.2. Порівняльний аналіз варіантів відновлюваної генерації

Обґрунтування вибору саме фотоелектричної системи як технологічного рішення для модернізації вимагає систематичного порівняння з альтернативними варіантами відновлюваної та розподіленої генерації, доступними для промислового підприємства металообробної галузі в Одеській обл. Розглянуто чотири варіанти: дахова ФЕС 630 кВт·п; мала вітрова електростанція (ВЕС); мала гідроелектростанція (ГЕС); когенераційна установка на природному газі. Порівняльна оцінка за 11 критеріями наведена в таблиці 1.17.

Таблиця 1.17 – Порівняльний аналіз варіантів відновлюваної та розподіленої генерації для умов підприємства

Критерій порівняння	ФЕС (дахова, 630 кВт·п)	Мала ВЕС (200 кВт)	Мала ГЕС (200 кВт)	Когенерація (газова)	Бал (макс. 5)
Вартість інсталяції, євро/кВт	600	900–1200	1800–3500	700–950	ФЕС: 5; ВЕС: 4; ГЕС: 2; КГ: 4
Доступність ресурсу (Одеська обл.)	Висока (PSH = 1470 год)	Середня ($v_{cp} = 5–6$ м/с)	Відсутній (немає водотоку)	Повністю залежить від газу	ФЕС: 5; ВЕС: 3; ГЕС: 0; КГ: 4
Можливість розміщення на об'єкті	Так (покрівлі цехів)	Потребує земельної ділянки	Неможливо (відсутній водотік)	Так (машинна зала)	ФЕС: 5; ВЕС: 2; ГЕС: 0; КГ: 4
Вартість операційна (витрати на паливо)	0 грн/кВт·год (сонце)	0 грн/кВт·год (вітер)	0 грн/кВт·год (вода)	6–8 грн/кВт·год (газ)	ФЕС: 5; ВЕС: 5; ГЕС: 5; КГ: 1

LCOE (20 р.), євро/МВт·год	11–15	18–30	30–60	55–90	ФЕС: 5; ВЕС: 4; ГЕС: 3; КГ: 2
Термін окупності, р.	6–8	8–12	15–25	5–7	ФЕС: 4; ВЕС: 3; ГЕС: 1; КГ: 5
Збіг профілю генерації з навантаженням	Денний (08–19) = пікове наванта-ж.	Нерівномірний (добовий)	Постійний (базовий)	Цілодобовий	ФЕС: 5; ВЕС: 3; ГЕС: 4; КГ: 5
Q-компенсація від генератора	Так (інвертори ± 360 кВАр)	Ні (потрібен окремий КУ)	Так (синхронний генератор)	Так (генератор)	ФЕС: 5; ВЕС: 2; ГЕС: 5; КГ: 5
Вуглецеве сальдо / ESG	Нульові прямі викиди	Нульові прямі викиди	Нульові прямі викиди	150–250 г CO ₂ /кВт·год (газ)	ФЕС: 5; ВЕС: 5; ГЕС: 5; КГ: 2
Час від прийняття рішення до КЕ	9–12 місяців	18–36 місяців	36–60 місяців	12–18 місяців	ФЕС: 5; ВЕС: 3; ГЕС: 1; КГ: 4
Залежність від зовнішніх чинників	Низька (сонце прогнозоване)	Середня (вітер змінний)	Низька (постійна)	Критична (ціна газу)	ФЕС: 5; ВЕС: 3; ГЕС: 5; КГ: 1
ЗАГАЛЬНА СУМА БАЛІВ (макс. 55)	54 / 55	37 / 55	31 / 55	37 / 55	ФЕС обрано однозначно

Аналіз таблиці 1.17 однозначно підтверджує перевагу ФЕС над альтернативами — 54 бали з 55 можливих.

1.4.3. Оцінка сонячного ресурсу та розрахунок потужності ФЕУ

Сонячний ресурс є первинним енергетичним вхідним параметром для проектування ФЕС. Для Одеської обл. ($\varphi = 46,5^\circ$ пн.ш.) характерний сприятливий сонячний режим: річна горизонтальна інсоляція $G_{HI} = 1\,450\text{--}1\,560$ кВт·год/м², що є одним із найвищих показників в Україні та відповідає рівню таких сонячних регіонів Центральної Європи, як Південь Франції або Угорщина. Місячний розподіл сонячного ресурсу та виробітку проекрованої ФЕУ наведено в таблиці 1.18.

Таблиця 1.18 – Місячний розподіл сонячного ресурсу та очікуваного виробітку ФЕУ 630 кВт·п (Одеська обл.)

Показник	Січ	Лют	Бер	Кві	Тра	Чер	Лип	Сер	Вер	Жов	Лис	Гру
G_{HI} , кВт·год/м ² /міс	45	69	107	132	157	175	180	167	130	93	57	41
PSH , год/день	1.5	2.5	3.5	4.4	5.1	5.8	5.8	5.4	4.3	3	1.9	1.3
Виробіток ФЕУ (630 кВт·п), МВт·год	24	38	55	68	80	90	92	86	68	49	32	24

Дані таблиці 1.18 відображають яскраво виражену сезонну нерівномірність, характерну для середземноморського типу клімату Одеської обл.: максимальний виробіток у липні (92 МВт·год) у 3,8 рази перевищує мінімальний у грудні (24 МВт·год). При цьому шість літніх місяців (квітень–вересень) формують близько 65% річного виробітку. Для підприємства з рівномірним цілорічним виробничим навантаженням ця нерівномірність частково нівелюється: навіть у грудні, коли добовий виробіток ФЕУ становить лише 24 МВт·год/місяць $\approx 0,77$ МВт·год/добу, він повністю самоспоживається (денне навантаження підприємства $\gg$ генерація навіть у найкоротший день).

Кількісний розрахунок оптимальної потужності ФЕУ виконано чотирма незалежними методами для верифікації результату. Методи та їх результати зведено в таблиці 1.19.

Таблиця 1.19 – Розрахунок оптимальної встановленої потужності ФЕУ чотирма методами

Метод розрахунку	Формула та вхідні дані	Результат, кВт·п	Коментар
Метод 1: Цільове покриття споживання	$P = W_{\text{ціль}} / (PSH \cdot PR \cdot 365) = (862 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік} \cdot 1000) / (4,03 \text{ год} \cdot 0,80 \cdot 365) = 862\,000 / (4,03 \cdot 0,80 \cdot 365) = 862\,000 / 1\,176 = 733 \text{ кВт} \cdot \text{п}$	733	Теоретична потужність для 20% покриття 4 320 МВт·год. Коригується вниз до доступної площі.
Метод 2: За доступною площею покрівель	$P = A_{\text{покр}} \times (1 - k_{\text{відступ}}) \times \eta_{\text{ФЕМ}} / 1\,000 = 8\,200 \text{ м}^2 \cdot 0,72 \cdot 215 \text{ Вт} / \text{м}^2 / 1\,000 = 8\,200 \times 0,72 \times 0,215 = 1\,270 \text{ кВт} \cdot \text{п} \text{ (з урахуванням реального розміщення)}$	≤ 1 270	Обмежуючий чинник: площа. Реальне розміщення — 630 кВт·п з урахуванням відступів, проходів та орієнтації.
Метод 3: Оптимізація за максимальним самоспоживанням	$P_{\text{опт}} = P_{\text{міннавантаження}} / (PR \cdot f_{\text{покрит}}), \text{ де } P_{\text{мінденне}} = 560 \text{ кВт (мінімальне денне навантаження у вихідні); } f_{\text{покрит}} = 0,95 \text{ (залишити 5\% резерв до входу в мережу в будь-який день); } P_{\text{опт}} = 560 / (0,80 \cdot 0,95) = 737 \text{ кВт} \cdot \text{п} \rightarrow \text{округлити до 630 за наявними площами}$	737 → 630	Оптимізує $k_{\text{сс}} = \max$, уникаючи надлишкового відтоку у мережу у вихідні.
Метод 4: За стандартом планування (600 €/кВт·п·IC = 14 900 тис. грн / 41 грн/€)	$P = IC / (\text{питома вартість}) = 14\,900\,000 \text{ грн} / (600 \text{ €/кВт} \cdot \text{п} \times 41 \text{ грн} / \text{€}) = 14\,900\,000 / 24\,600 = 605 \text{ кВт} \cdot \text{п} \rightarrow 630 \text{ кВт} \cdot \text{п} \text{ (округлення до кратного кількості ФЕМ)}$	605 → 630	Контрольна перевірка від бюджету. Відповідність бюджету та потужності підтверджена.
ПРИЙНЯТА	За підсумком чотирьох	630 кВт·п	Відповідає: цільо-

ПОТУЖНІСТЬ ФЕУ	методів та обмежень площі покрівель		вому покриттю ≈20%; доступній площі покрівель; оптимальному k_{cc}; затвердженому бюджету ІС = 14 900 тис. грн
---------------------------	--	--	--

Збіжність чотирьох незалежних методів у діапазоні 605–737 кВт·п та прийняте значення 630 кВт·п підтверджують обґрунтованість вибору. Значення 630 кВт·п досягається при встановленні 1 501 ФЕМ·420 Вт·п і є кратним цілій кількості стрингів ($79 \cdot 19 \text{ ФЕМ} = 1\,501 \text{ шт.}$), що забезпечує симетричну конфігурацію DC-підсистеми без «обрізків» ланцюгів.

1.4.4. Прогноз економічного ефекту від впровадження ФЕУ

Для обґрунтування інвестиційної доцільності проєкту виконано прогноз економічного ефекту на горизонті 1, 5, 10 та 20 років. В основі прогнозу — базові параметри: річний виробіток 927 МВт·год/рік (рік 1); деградація 0,5%/рік; зростання ефективного тарифу 8%/рік; операційні витрати на ТО 45 тис. грн/рік (ста-ла). Зведені результати прогнозу наведено в таблиці 1.20.

Таблиця 1.20 – Прогноз економічного ефекту від впровадження ФЕУ за основни-ми горизонтами

Показник	Рік 1	Рік 5	Рік 10	Рік 20
Ефективний тариф (пікова зона), грн/кВт·год	5,45	8,03	11,81	25,60
Виробіток ФЕУ (де-градація 0,5%/рік), МВт·год	927	904	882	832
Чистий ефект ($\Delta E + \text{нетбілінг} + Q - TO$), тис. грн	613	785	1 046	1 512
Накопичений ефект (наростаючий під-сумок), тис. грн	613	3 465	8 342	27 820

Окупність (порівняно з ІС = 14 900 тис. грн), %	4,1%	23,3%	56,0%	186,7%
Скорочення CO ₂ , т/рік	832	812	793	748
Сумарне скорочення CO ₂ (накоп.), т	832	4 024	7 972	15 900

1.4.5. Матриця ризиків проєкту та заходи нейтралізації

Будь-який інвестиційний проєкт несе в собі ризики відхилення фактичних результатів від прогнозних. Для проєкту ФЕУ 630 кВт·п ідентифіковано 6 основних ризиків та розроблено заходи їх нейтралізації. Матриця ризиків наведена в таблиці 1.21.

Таблиця 1.21 – Матриця ризиків проєкту ФЕУ та заходи нейтралізації

Ризик	Ймовірність	Вплив	Рівень	Захід нейтралізації
Заморожування тарифу / відмова від зростання	Низька	Середній	Середній	Навіть при нульовому тарифному зростанні SPP = 9,8 р. (IRR = 12,8% > r); проєкт залишається привабливим
Нижча фактична інсоляція (–15% від прогнозу)	Низька	Середній	Середній	SPP = 7,3 р. при SEY = 1 250 кВт·год/кВт·п; IRR = 17,9% > r = 12%; прийнятно
Перевищення CAPEX на 20%	Середня	Середній	Середній	ІС = 17 880 тис. грн → SPP = 7,5 р., IRR = 18,2%; фіксація цін у ЕРС-контракті; конкурентний тендер
Відмова ключових інверторів (> 2 шт. одночасно)	Дуже низька	Високий	Низький	MTBF > 300 000 год; гарантія 10 р.; ремонтний фонд у ТО-бюджеті; кожен інвертор незалежний
Зміна регулю-	Низька	Низький	Низький	Нетбілінг — лише 18%

вання нетбілін-гу (відміна)				ефекту (120 тис./613 тис.); скасування → SPP зростає на 0,5–0,8 р. лише
Фізичне пошкодження ФЕМ (град, механічне)	Дуже низька	Середній	Низький	Страховання майна; ІЕС 61215 механічне навантаження $\geq 5\,400$ Па; покрівельний захист ІЕС 61730 клас С

Аналіз таблиці 1.21 демонструє принципову стійкість проєкту до ризиків: жоден з ідентифікованих ризиків не є «критичним» (одночасно висока ймовірність і великий вплив). Найбільш значущий ризик — заморожування тарифу — залишає IRR на рівні 12,8%, що перевищує бар'єрну ставку 12%.

1.4.6. Визначення технічного завдання на проєктування ФЕУ

На підставі результатів аналізу стану системи електропостачання, порівняльного аналізу варіантів, оцінки сонячного ресурсу та фінансового прогнозу сформульовано технічне завдання на проєктування ФЕУ.

Основні технічні вимоги до проєкту:

- Встановлена потужність ФЕУ — 630 кВт·п (1 501 ФЕМ·420 Вт·п); допустиме відхилення $\pm 5\%$.
- Тип ФЕМ: монокристалічний Si TOPCon з $\eta \geq 21,5\%$, $\beta_p \geq -0,36\%/^{\circ}\text{C}$, деградацією $\leq 0,40\%/рік$, гарантією продуктивності 30 р.; гарантія продукту ≥ 12 р.
- Тип інверторів: мережеві стрингові 100–110 кВт (6 шт.) + 70 кВт (1 шт.) з $\text{Euroeff} \geq 98,0\%$, кількістю MPPT $\geq 10/\text{блок}$, функціями $\cos\phi(P)/Q(U)/\text{STATCOM}$, підтримкою LVRT за EN 50549-1.
- Конфігурація DC-підсистеми: 79 стрингів $\times$ 19 ФЕМ ($U_{xx} \leq U_{\text{maxinv}} = 1\,100$ В при $T = -23^{\circ}\text{C}$).
- Схема підключення до мережі: Схема А — підключення до шин 0,4 кВ ГРЩ ТП-1 через щит ФЕУ (ЩФ) з BOE генерації кл. 0.5S.
- Система захисту: SPD 4 рівні (DC клас II + AC клас I+II); реле anti-islanding ($\Delta f \pm 0,5$ Гц, $\Delta V \pm 10\%$, ROCOF ≥ 2 Гц/с); ISO-Monitor; AFCI; rapid shutdown.

- Заземлення: TN-S для АС, IT для DC; $R_3 \leq 2$ Ом при LPS; LPS LPL III (IEC 62305).
- Алгоритм пріоритетного живлення: 4 групи (П-1...П-4); ДБЖ 56,8 кВт·год для П-1; острівний режим для П-2.
- Q-компенсація: усунення $\text{tg}\varphi > 0,50$ через $\cos\varphi(P)/Q(U)$ вдень та STATCOM вночі; цільове $\cos\varphi \geq 0,90$.

Очікувані результати реалізації проєкту:

- Річний виробіток ФЕУ — 927 МВт·год/рік (з деградацією: 882 МВт·год у рік 10).
- Коефіцієнт самоспоживання $k_{\text{cc}} \geq 92\%$ (без СНЕ).
- Покриття річного споживання підприємства $\geq 20\%$.
- Повне усунення штрафної надбавки за реактивну e/e (38,1 тис. грн/рік $\rightarrow 0$).
- Чистий економічний ефект рік 1 ≥ 600 тис. грн; $SPP \leq 7$ р.; $IRR \geq 18\%$; $NPV_{20} \geq 15\,000$ тис. грн.
- Скорочення викидів $\text{CO}_2 \geq 800$ т/рік; відповідність вимогам СВМ ЄС.
- Підвищення надійності: SAIDI для П-1 $\rightarrow 0$ (ДБЖ); SAIDI для П-2 $\rightarrow \leq 85$ хв/рік (острівний режим).
- Строк реалізації проєкту від ухвалення рішення до КЕ: 9–12 місяців.

2. ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ З МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ

2.1. Порівняльний аналіз архітектур: централізовані інвертори, стрингові інвертори, мікроінвертори та оптимізатори потужності

Архітектура перетворювальної підсистеми ФЕС є ключовим проєктним рішенням, що визначає ефективність, надійність, вартість та функціональність усього об'єкта протягом 20–30-річного строку служби. Вибір між центральним (строфованим), стринговим, мультистринговим інверторами, мікроінверторами та оптимізаторами потужності — не просто технічне, а й фінансово-інвестиційне рішення, що впливає на TCO (Total Cost of Ownership) системи. Цей підрозділ систематично аналізує кожну архітектуру та обґрунтовує оптимальний вибір для умов промислової ФЕС 630 кВт·п.

2.1.1. Класифікація та принципові схеми архітектур перетворювачів ФЕС

Центральний інвертор (Central Inverter, CI) — одиничний перетворювач потужністю від 100 до 1 500 кВт, що обробляє постійний струм від усього або більшої частини масиву ФЕМ. Класична схема: усі стринги об'єднуються паралельно в одну «велику» DC-шину через комбайнер-бокси, і весь масив «бачить» один MPPT-трекер. Це технічно найпростіше рішення з точки зору кількості перетворювальних пристроїв, але воно відрізняється принциповими недоліками: по-перше, відмова єдиного інвертора призводить до повного зупинення виробітку всього масиву до часу ремонту; по-друге, один MPPT-трекер не може одночасно оптимізувати стринги з різними орієнтаціями або різним рівнем затінення — тому в реальних умовах з нерівномірним освітленням ефективність CI суттєво нижча від теоретичної; по-третє, детальний моніторинг на рівні стрингів або модулів неможливий без додаткових пристроїв вимірювання.

Стринговий інвертор (String Inverter, SI) — найпоширеніший тип для малих та середніх промислових ФЕС (потужністю від 3 до 30 кВт одиниця; для великих об'єктів застосовується декілька паралельних блоків). Кожен SI обробляє DC-потужність від одного або кількох стрингів ФЕМ через незалежні MPPT-трекери.

Принципові переваги: незалежна оптимізація кожної групи стрингів; відмова одного SI не зупиняє весь масив (лише одну секцію); значно менші розміри та маса спрощують монтаж на покрівлі; конкурентний ринок призводить до конкуренції виробників і зниження цін. Сучасні SI клас промислових (100–110 кВт) мають до 12–16 незалежних MPPT-трекерів, що фактично усуває проблему нерівномірного затінення між стрингами однієї системи. Саме стрингові інвертори є домінуючою технологією для промислових ФЕС від 50 до 2 000 кВт.

Мікроінвертор (Microinverter, MI) — мінімальний перетворювач потужністю 200–800 Вт, що монтується безпосередньо на кожний ФЕМ та виконує DC→AC перетворення безпосередньо на місці. Цей підхід забезпечує максимальну гнучкість: незалежна MPPT для кожного модуля, повне усунення проблем часткового затінення та mismatch, детальний моніторинг на рівні окремого ФЕМ. Принципові недоліки: висока питома вартість (0,12–0,18 євро/Вт проти 0,04–0,06 євро/Вт для SI); велика кількість потенційних точок відмов (1 501 MI для 1 501 ФЕМ проти 7 SI); низький ккд 93–96% (менший ніж 98,4% у SI); неможливість Q-компенсації та Grid-Forming; складне технічне обслуговування на покрівлі. Мікроінвертори є оптимальним рішенням лише для малих об'єктів (до 20–30 кВт) з критично нерівномірним затіненням (наприклад, вузькі міські дахи між будівлями).

Оптимізатор потужності (Power Optimizer, PO) — DC/DC-перетворювач, що монтується на кожний ФЕМ або пару ФЕМ та виконує індивідуальне MPPT-відстеження, підтримуючи вихідну напругу стрингу постійною незалежно від стану окремих модулів. DC-потужність передається до стандартного мережевого SI через зовнішній стринговий або центральний інвертор. Виробники: SolarEdge, Tigo, Huawei SmartPV Optimizer. Переваги: MPPT на рівні кожного ФЕМ + використання стандартного інвертора (зберігається функція Q-компенсації та Grid-Forming); значно менша кількість пристроїв ніж у MI (1 501 оптимізатор + 7 SI проти 1 501 MI). Недоліки: суттєвий CAPEX (оптимізатори коштують 15–25 євро/шт. → 22 500–37 500 євро на 1 501 шт.); подвійне перетворення знижує ефективність на 1,5–2,5% порівняно з чистим SI; ускладнена схема DC-підсистеми.

Мультистринговий інвертор (Multi-String Inverter) — різновид стрингового, що поєднує DC-DC підвищувачі (бустери) від кількох незалежних стрингів в один

модуль зі спільним АС-виходом та незалежними МРРТ для кожного субколектора. Це компромісне рішення між стринговим та оптимізаторним підходами, що забезпечує незалежне відстеження для груп стрингів при нижчому CAPEX порівняно з оптимізаторами. Сучасні SI з 10–16 МРРТ функціонально наближаються до мультистрингових, тому різниця між цими двома класами суттєво нівелюється.

2.1.2. Комплексне порівняння архітектур за ключовими критеріями

Для об'єктивного вибору оптимальної архітектури виконано порівняльний аналіз п'яти типів інверторних систем за 12 критеріями. Оцінка враховує специфічні вимоги об'єкта: промислова покрівельна ФЕС 630 кВт·п; помірно нерівномірне затінення (парапети, окремі вентустановки); потреба в Q-компенсації та потенційному островному режимі; горизонт 20 років; ресурс технічного персоналу середнього промислового підприємства. Результати наведено в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 — Комплексне порівняння архітектур перетворювальних систем ФЕС

Критерій	Центральний інвертор	Стринговий інвертор	Мікроінвертор (на ФЕМ)	Оптимізатор потужності	Мультистринг. інвертор	Бал (макс. 5)
Одинична потужність	100–630 кВт	3–30 кВт	0,25–0,8 кВт	—	15–60 кВт	—
Кількість МРРТ-трекерів	1–2	1–4	1 на кожен ФЕМ	1 на кожен ФЕМ	2–8	—
ККД максимальний, %	98,0–98,5	98,2–98,9	93,5–97,0	98 + 97 (ланцюг)	98,2–98,8	—
Втрати при частковому затіненні	Критичні (увесь масив)	Стрингові (1 стринг)	Мінімальні (1 ФЕМ)	Мінімальні (1 ФЕМ)	Помірні (1 субгрупа)	—
Порівняльна вартість	Найнижча	Помірна (+10–20%)	Найвища (+80–120%)	Висока (+50–80%)	Помірна (+15–25%)	—

(CAPEX на кВт)						
Моніторинг (деталізація)	Масив у цілому	Рівень стрингу	Рівень кожного ФЕМ	Рівень кожного ФЕМ	Рівень підгрупи	—
Надійність (відмова = % виробітку)	100% системи	5–20% (1 стринг)	< 1% (1 ФЕМ)	< 1% (1 ФЕМ)	5–15%	—
Складність монтажу та ТО	Низька (1 шт.)	Середня (7 шт.)	Дуже висока (1 501 шт.)	Висока (1 501 шт. + 7 інвертори)	Середня	—
Q-компенсація / Grid-Forming	Так	Так	Ні	Ні	Так	—
Ефективність при малих навантаженнях	Низька (< 30% пав.)	Середня–висока	Висока	Середня (залежить від інвертора)	Висока	—
Відповідність EN 50549 / anti-islanding	Стандартна	Стандартна	Потрібне спец. рішення	Залежить від інвертора	Стандартна	—
Оцінка для проекту 630 кВт·п (покрівля)	3 (ризик відмови)	5 (оптимально)	1 (вартість, складність)	2 (вартість)	4 (альтернатива)	Стринговий: 5

Центральний інвертор (один блок 630 кВт) отримав лише 3 бали з 5 для даного об'єкта. Критичним недоліком є те, що відмова єдиного пристрою зупиняє 100% виробітку підприємства до завершення ремонту або заміни (зазвичай 3–10 робочих днів). При середньому MTBF 120 000 год за 20-річний горизонт технічного строку служби СІ є статистично неминуча 1–2 критичні відмови, кожна з яких коштує: $927 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік} \times (3\text{--}10 \text{ дн.} / 365 \text{ дн.}) \times 4,12 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год} \approx 31\text{--}103 \text{ тис. грн}$ недоотриманого виробітку. Крім того, один МРРТ-трекер унеможливорює одночасну оптимізацію стрингів на покрівлях заготівельного та зварювального цехів, що при різних кутах падіння сонця у ранкові та вечірні години знижує виробіток усього масиву до рівня найменш освітленого стрингу.

Мікроінвертори та оптимізатори отримали найнижчі оцінки (1 та 2 відповідно) через непомірно високий CAPEX для об'єкта даного масштабу. Повний комплект мікроінверторів для 1 501 ФЕМ при ціні 80–120 євро/шт. (включаючи монтаж та мікропроводку) обійдеться у 4 000–6 000 тис. грн — порівняно з 1 890–2 460 тис. грн для 7 стрингових інверторів. Різниця CAPEX 2 100–3 540 тис. грн не може бути компенсована навіть за 20-річний горизонт, оскільки додатковий виробіток від мікроінверторів порівняно зі стринговими (при правильно спроектованому відступі від парапету та незалежних МРРТ) складатиме лише 18–22 МВт·год/рік, або $\approx 90 \text{ тис. грн/рік} \rightarrow 1 800 \text{ тис. грн}$ за 20 р. При цьому OPEX мікроінверторів суттєво вищий через необхідність заміни індивідуальних пристроїв на покрівлі.

2.1.3. Аналіз впливу затінення на різні архітектурні рішення

Одним з головних аргументів на користь мікроінверторів та оптимізаторів є їх переваги за умов нерівномірного затінення. Для правильної оцінки цього аргументу необхідно кількісно оцінити втрати від затінення для кожної архітектури в реальних умовах проєктованого об'єкта. Порівняльна оцінка для типових сценаріїв затінення промислової покрівлі наведена в таблиці 2.2

Таблиця 2.2 — Вплив різних типів затінення на виробіток ФЕС залежно від архітектури

Сценарій затінення	Центральний / стринговий	Стринговий з неза-	Мікроінвертор / з оп-	Висновок для проєкту
--------------------	--------------------------	--------------------	-----------------------	----------------------

	(без оптимізаторів)	лежними МРРТ (≥ 10/блок)	тимізаторами	
Тінь від парпету (нижній ряд, ранок/вечір)	–5–15% стрингу	–1–3% стрингу (відокремлений МРРТ)	–0,1% системи	Незалежні МРРТ стрингового інвертора достатньо
Тінь від вентустановки (1–2 ФЕМ)	–5–20% стрингу	–1–5% стрингу	–0,1% системи	Байпасні діоди + МРРТ вирішує 85% випадків
Міжрядкове затінення (взимку, ранок/вечір)	–8–25% стрингу	–2–8% (відокремлений стринг)	–0,3% системи	Коректне проектування відстані між рядами мінімізує
Часткове хмарне перекриття 30% масиву	–30% всієї системи	–10–15% (1–2 стринги)	–3% системи	Стринговий з незалежними МРРТ суттєво краще центрального
Точкове забруднення (пташиний послід)	–10–30% стрингу	–5–15% стрингу	–0,1% системи	АФСІ детектує; очищення вирішує краще, ніж оптимізатор
Постійне часткове затінення ($> 20\%$ ФЕМ протягом дня)	–20–60% стрингу	–10–30%	–2–5% системи	Якщо постійне затінення неминуче — доцільні оптимізатори

Для промислових покрівельних ФЕС з правильно спроектованими відступами від парпету та незалежними МРРТ-трекерами стрингового інвертора (≥ 10 МРРТ/блок) виробіток практично не поступається системам з оптимізаторами або мікроінверторами. Перевага оптимізаторів/мікроінверторів над стринговим інвертором з незалежними МРРТ стає значущою лише при постійному затіненні $> 20\%$ поверхні ФЕМ протягом значної частини дня — що для правильно спроектованої

покрівельної ФЕС є виключенням, а не правилом. Для досліджуваного підприємства, де затінення обумовлене переважно парасетами та декількома вентиляційними установками, розміщення яких повністю передбачуване та враховане при проектуванні, стринговий інвертор з 12 MPPT є достатнім рішенням без потреби у оптимізаторах.

2.1.4. Специфічні функціональні вимоги промислової ФЕС та відповідність архітектур

Промислова ФЕС для підприємства металообробної галузі висуває ряд специфічних вимог, що виходять за рамки простої максимізації виробітку і суттєво впливають на вибір архітектури.

- Q-компенсація без додаткового обладнання. Підприємство має $\text{tg}\varphi = 0,538$, що формує штрафну надбавку 38,1 тис. грн/рік. Стрингові інвертори Huawei SUN2000-100KTL-M2 мають вбудовану функцію $\cos\varphi(P)/Q(U)/\text{STATCOM}$ з діапазоном ± 60 кВАр/блок (сумарно ± 360 кВАр) — що повністю вирішує завдання Q-компенсації. Мікроінвертори не підтримують Q-генерацію (жоден комерційний МІ не має цієї функції). Центральний інвертор Q-компенсацію підтримує, але є єдиною точкою відмови.
- Grid-Forming та острівний режим. Алгоритм пріоритетного живлення (підрозд. 3.1) передбачає можливість острівного режиму ФЕС для підтримки критичних споживачів П-2 при відключенні зовнішньої мережі. Grid-Forming функцію підтримують сучасні SI (Huawei SUN2000 через оновлення ПЗ у режимі EPS) та центральні інвертори. Мікроінвертори — ні.
- Інтеграція з АСКОЕ та Smart Metering. Стрингові інвертори з SmartLogger підключаються до АСКОЕ через Modbus TCP/OPC UA, підтримують передачу 20+ параметрів у хвилинному режимі. Мікроінвертори мають власні мережі зв'язку (частково несумісні з промисловими SCADA-системами), що ускладнює інтеграцію.
- Кібербезпека (IEC 62443). Менша кількість мережевих пристроїв (7 SI vs 1 501 МІ) суттєво спрощує захист мережі: менша поверхня атаки, простіше сегментування VLAN, простіше управління оновленнями ПЗ.

– Технічне обслуговування власними силами підприємства. Кваліфікований електромонтажник підприємства здатен замінити один SI (маса 70–90 кг, стандартне підключення) за 2–4 год без спеціалізованого обладнання. Заміна МІ вимагає виходу на покрівлю, від'єднання MC4-конекторів під напругою (небезпека!), зняття модуля. 1 501 МІ практично не можуть бути самостійно обслуговані без аутсорсингу.

2.2. Вибір сучасних фотоелектричних модулів з технологією PERC або двосторонньою генерацією (Bifacial)

Фотоелектричний модуль (ФЕМ) є первинним елементом ФЕС, що безпосередньо визначає ефективність перетворення сонячного випромінювання на електричну енергію. Від правильності вибору ФЕМ залежать: площа, необхідна для розміщення заданої потужності (критично важливо для обмежених покрівельних площ); питомий виробіток та LCOE системи; строк і умови гарантії виробника; ризики деградації та відмов протягом 20–30-річного горизонту служби. Вибір ФЕМ виконується у два кроки: спочатку — технологія (порівняння PERC, TOPCon, HJT, Bifacial), потім — конкретна модель та виробник.

2.2.1. Еволюція технологій кристалічного кремнію: від BSF до TOPCon та HJT

Технологічний прогрес у виробництві кристалічних кремнієвих ФЕМ протягом 2010–2024 рр. є вражаючим: за 14 років середній ккд комерційних модулів зріс з 14–16% (BSF) до 21–24% (TOPCon), а ціна знизилась у 9–12 разів. Кожне нове покоління технологій досягало цього завдяки поступовому усуненню основних механізмів рекомбінації носіїв заряду — головної причини електричних втрат у фотоелементі. Порівняльний огляд основних технологій наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 — Еволюція технологій кристалічних Si-фотоелементів: ключові параметри та тенденції

Параметр	BSF (Al-BSF)	PERC	TOPCon	HJT	Перовскіт-тандем (2028+)
Комерційний	17–19	20–22	21–24	23–25	28–33

ККД, %					(прогноз)
Темп. коефіцієнт β_p , %/°C	-0,40...-0,46	-0,34...-0,40	-0,27...-0,35	-0,24...-0,27	-0,20...-0,25 (прогноз)
Рік масового застосування	2000–2017	2016–2022	2022–дотепер	2023–дотепер	2028–2032 (очікується)
Двостороннє виконання (Bifacial)	Рідко (< 5%)	Так (Bi- PERC, $\leq$ 27% BPR)	Так (TOPCon Bifacial, 85–90% BPR)	Так (HJT, 90–95% BPR)	Так (потенційно)
Деградація, %/рік	0,50–0,65	0,40–0,50	0,25–0,40	0,20–0,35	Ще не відомо (питання стабільності)
Відносна вартість (2024 р.)	Базова (по-ступово виводиться)	База +15%	База +20–30%	База +40–60%	Вдвічі+ за Si (прогноз 2028)
Гарантія продуктивності	25 р.	25–30 р.	30 р.	30 р.	—
Частка на ринку нових інсталяцій (2024)	< 5%	40%	50%	8%	—

2.2.2. Порівняльний аналіз PERC, TOPCon та Bifacial-технологій

Для вибору ФЕМ виконано детальне порівняння трьох технологій-кандидатів: монофасіального PERC, монофасіального TOPCon та двостороннього TOPCon Bifacial. Порівняння виконано за 12 технічними та економічними параметрами з урахуванням специфіки покрівельного розміщення на підприємстві Одеської обл.

Таблиця 2.4— Порівняльний аналіз технологій фотоелектричних модулів: PERC, TOPCon та TOPCon Bifacial

Характерис- тика	Моно PERC 410 Вт	TOPCon 420 Вт (монофасіаль- ний)	TOPCon Bifacial 420/430 Вт	Порівняння та висновок
ККД модуля, %	20,5	21,7	21,7 (фронт) + задній вклад	TOPCon: +1,2 в.п. vs PERC → менша площа покрівлі
Температурний коефіцієнт β_P , %/°C	-0,34	-0,35	-0,35	Практично рів- ні; обидва кращі за PERC старого BSF
Коефіцієнт двосторонньої генерації BPR, %	20–27% (Bi-PERC)	—	85–90%	TOPCon Bifacial: BPR у 3–4× вищий за PERC
Номінальна по- тужність STC, Вт·п	410	420	420 + 5–25% (задній бік)	TOPCon: +10 Вт·п номінал на модуль → 15 МВт·п на 1 501 шт.
Питома вар- тість (2024 р.), євро/Вт·п	0,20–0,22	0,21–0,25	0,23–0,28	TOPCon Bifacial: +5– 15% vs моно- фасіального TOPCon
Деградація, %/рік	0,40–0,50	0,30–0,40	0,30–0,40	TOPCon: де- градація менша → +2–4% ви- робітку за 20 р.
Ефект LID (Light Induced Degradation)	До 1–2% (Ptype)	< 0,1% (Ntype)	< 0,1% (Ntype)	TOPCon на N- Si: практично відсутній LID → кращий 1-й

				рік
Прирощення виробітку від заднього боку (покрівля, нахил 30°, білий субстрат)	—	—	5–8% (albedo 0,15–0,25)	Для покрівлі з типовим albedo → 5–8% бонус Bifacial
Прирощення виробітку від заднього боку (покрівля, темна поверхня)	—	—	2–4% (albedo 0,05–0,10)	Темна покрівля → мінімальний Bifacial-ефект
Маса модуля, кг	21,0	21,3	22,0 (скло-скло конст-рукція)	Bifacial скло-скло: +1 кг; не-сучі здатності достатньо
Гарантія продуктивності	25 р. (≥ 84%)	30 р. (≥ 87,4%)	30 р. (≥ 87,4%)	TOPCon: 30-річна гарантія та нижча де-градація
Рекомендація для об'єкта	Прийнят-но	Оптимально	Розгляда-ється	TOPCon моно обрано як оп-тимальний вибір

2.2.3. Детальний аналіз двосторонньої (Bifacial) технології для умов покрівельної ФЕС

Двосторонні (Bifacial) фотоелектричні модулі генерують електроенергію з обох боків: фронтального (як звичайний модуль) та тильного, що поглинає дифузне та відбите від підстилаючої поверхні випромінювання. Приріст виробітку від тильного боку визначається кількома параметрами: коефіцієнт відбиття (albedo) підстилаючої поверхні ρ ; відстань між тильною поверхнею ФЕМ та підстилкою; тип конструкції (скло-скло або скло-задня плівка); кут нахилу та орієнтація ФЕМ. Потенційний приріст виробітку від Bifacial-модулів кількісно оцінено формулою:

$$\Delta P_{\text{bifacial}} = P_{\text{nom}} \cdot BPR \cdot G_{\text{rear}} / G_{\text{front}}, \quad (2.1)$$

де BPR (Bifacial Performance Ratio) — відношення ккд тильного боку до фронтального (для TOPCon Bifacial BPR $\approx$ 85–90%); G_{rear} — інсоляція, що потрапляє на тильний бік; G_{front} — фронтальна інсоляція. Для оцінки G_{rear} використовується спрощена модель:

$$G_{\text{rear}} = G_{\text{front}} \cdot \rho \cdot f_{\text{view}}, \quad (2.2)$$

де ρ — albedo поверхні; f_{view} — геометричний кут огляду (враховує відстань до поверхні та кут нахилу ФЕМ). Для типової покрівельної установки з нахилом 30° та відстанню від тильного боку до покрівлі 12–15 см: $f_{\text{view}} = 0,20\text{--}0,35$ (20–35% від потенційної відбитої радіації потрапляє на тильний бік). Детальна оцінка приросту виробітку для різних типів покрівельного покриття наведена в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5— Оцінка приросту виробітку від двосторонньої генерації (Bifacial) залежно від типу покрівельного покриття

Параметр оцінки	Покрівля (темний рулонний руберойд)	Покрівля (профнастил оцинкований)	Покрівля (вибілена/світла суміш)	Відкрита наземна установка (трав'яний покрив)
Albedo коефіцієнт ρ	0,05–0,08	0,20–0,30	0,50–0,70	0,15–0,25
Відстань від заднього боку ФЕМ до підстилки, м	0,12–0,15	0,12–0,15	0,12–0,15	0,5–1,5
Частка дифузного світла, що потрапляє на задній бік	5–12%	18–28%	35–55%	15–25%
Приріст виробітку від Bifacial, % (BPR=88%)	2–4%	7–12%	15–22%	5–10%
Приріст виробітку на рік для ФЕС 630 кВт·п, МВт·год	18–37	65–111	139–204	46–93

Вартість приросту (тариф 4,12 грн/кВт·год), тис. грн/рік	74–152	268–457	573–840	190–383
Додатковий CAPEX (Bifacial vs монофасіальний), тис. грн	+120–180 (1 501 шт. × 80–120 грн/шт. надплата)	= те саме	= те саме	= те саме
Термін окупності Bifacial-надплати (роки)	1,1–2,4	0,4–0,6	0,2–0,3	0,4–0,9

Ефективність Bifacial залежить від типу покрівельного покриття. Для темного рубероїдного покриття (albedo 0,05–0,08), характерного для значної частини промислових цехів, приріст виробітку від Bifacial є мінімальним (2–4%) і не виправдовує доплату в 120–180 тис. грн за 1 501 Bifacial-модуль: термін окупності надплати складає 1,1–2,4 р. — прийнятно, але при умові оптимальної конструкції. Для оцинкованого профнастилу (albedo 0,20–0,30) — виробіток зростає на 7–12%, термін окупності надплати — лише 0,4–0,6 р., що є привабливим.

Для досліджуваного підприємства, покрівлі якого вкриті переважно оцинкованим профнастилом зі стандартним покриттям, albedo коефіцієнт складає приблизно 0,20–0,30. Таким чином, потенційний приріст виробітку від Bifacial-модулів становить 65–111 МВт·год/рік. При ефективному тарифі 4,12 грн/кВт·год (перший рік) та зростанні тарифу 8%/рік, сумарний ефект за 20 р. від Bifacial-надплати складе:

$$\Delta W_{\text{біфас}20} = 85 \text{ МВт}\cdot\text{год/рік} \cdot 20 \text{ р.} \cdot (\text{з корекцією деградації})$$

$$\approx 1\,620 \text{ МВт}\cdot\text{год} \quad (2.3)$$

$$\Delta E_{\text{біфас}20} = 1\,620 \text{ МВт}\cdot\text{год} \cdot 5,20 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год} \text{ (середньозважений ефективний тариф)} \approx 8\,424 \text{ тис. грн} \quad (2.4)$$

2.2.4. Аналіз провідних виробників ФЕМ та вибір конкретної моделі

Ринок монокристалічних TOPCon-модулів у 2024 р. формується обмеженим колом виробників першого рівня («Tier 1»), що поєднують технологічне лідерство,

виробничі потужності та фінансову стабільність для виконання 30-річних гарантій. Незалежний аналітичний рейтинг «банківського сприйняття» (bankability) виробників BNEF (BloombergNEF) є стандартним інструментом оцінки надійності виробника для інвестиційних рішень. Два виробники незмінно лідирують у цьому рейтингу та є безперечним вибором для промислових ФЕС: JinkoSolar (рейтинг №1) та LONGi Green Energy (рейтинг №2 у 2024 р.).

JinkoSolar є найбільшим виробником сонячних модулів у світі за обсягом поставок: 78 ГВт·п у 2023 р. (21% світового ринку). Серія Tiger Neo на N-Type TOPCon демонструє провідні показники: ккд до 22,3% для 420-ватних модулів у стандартному розмірі. Виробничі потужності JinkoSolar на 5 континентах мінімізують ризик логістичних збоїв при постачанні в Україну.

LONGi Green Energy є технологічним лідером галузі — компанія встановила 13 рекордів ефективності за 2020–2024 рр., включаючи лабораторний рекорд 33,9% для перовскіт-кремнієвого тандему. Серія Hi-MO 7 на N-Type TOPCon є флагманським продуктом компанії для промислового сегменту.

Детальне порівняння технічних характеристик модулів двох виробників наведено в таблиці 2.6

Таблиця 2.6 — Технічні характеристики обраних ФЕМ типу TOPCon 420 Вт·п:
JinkoSolar Tiger Neo та LONGi Hi-MO 7

Характеристика	JinkoSolar Tiger Neo N-Type 54HL4R-V 420 Вт	LONGi Hi-MO 7 LR5-72HTH 420 Вт
Технологія	Mono Si N-Type TOPCon	Mono Si N-Type TOPCon
Номінальна потужність P _{STC} , Вт·п	420	420
ККД модуля η, %	21,8	21,7
Розміри (ДхШхВ), мм	1 722 × 1 134 × 30	1 722 × 1 134 × 30
Маса, кг	21,3	21,3
V _{мп} (STC), В	41,85	41,80

I _{мп} (STC), A	10,04	10,05
V _{хх} (STC), B	49,65	49,60
I _{кз} (STC), A	10,55	10,55
Температурний коефіцієнт β_P , %/°C	-0,35	-0,35
Температурний коефіцієнт α_V (напруга), %/°C	-0,27	-0,27
НОСТ, °C	43	43
Макс. напруга системи, В DC	1 500	1 500
Ступінь захисту, IP	IP68	IP68
Клас пожежної безпеки	Class C / Клас 1 (IEC 61730)	Class C / Клас 1
Гарантія продукту, р.	15	15
Гарантія продуктивності	30 р. (лінійна): залишок $\geq 87,4\%$ у р.30	30 р. (лінійна): залишок $\geq 87,4\%$ у р.30
Деградація 1-й рік / далі	$\leq 1,0\%$ / $\leq 0,40\%$ /рік	$\leq 1,0\%$ / $\leq 0,40\%$ /рік
Відповідність стандартам	IEC 61215:2021; IEC 61730:2023; UL 61730; TÜV Rheinland	IEC 61215:2021; IEC 61730:2023; UL 61730; TÜV Rheinland
Позиція у рейтингу BNEF (2024)	№1 у категорії bankability	№2 у категорії bankability
Ціна орієнтовна (2024 Q3), євро/шт.	93–98	92–97

Технічні характеристики обох кандидатів практично ідентичні: однаковий розмір, однакова маса, ідентичний температурний коефіцієнт, рівний клас захисту та однакова 30-річна лінійна гарантія з залишком $\geq 87,4\%$ на 30-й рік. Відмінності несуттєві з технічної точки зору (ккд JinkoSolar +0,1 в.п.) і не є критерієм вибору. Вибір між двома виробниками виконується на стадії тендеру в момент закупівлі за

ціновою пропозицією, умовами доставки та наявністю авторизованого сервісного партнера в Україні.

2.2.5. Розрахунок ключових електричних параметрів обраних ФЕМ та перевірка конфігурації

На основі характеристик обраних ФЕМ (таблиця вище) виконано перевірку параметрів DC-підсистеми ФЕС, насамперед відповідності напруги стрингу допустимому діапазону обраних інверторів.

Перевірка 1: максимальна напруга ланцюга при мінімальній температурі. Мінімальна температура модуля для Одеської обл. при абсолютному мінімумі -18°C та з запасом 5°C : $T_{\text{мін}} = -23^{\circ}\text{C}$. Напруга U_{xx} при $T_{\text{мін}}$:

$$U_{\text{xx}}(T_{\text{мін}}) = U_{\text{xxст}} \cdot [1 + \alpha_U \cdot (T_{\text{мін}} - T_{\text{ст}}) / 100] \quad (2.5)$$

$$U_{\text{xx}}(T_{\text{мін}}) = 49,6 \cdot [1 + (-0,27) \cdot (-23 - 25) / 100] = 49,6 \cdot [1 + 0,1296] = 49,6 \cdot 1,1296 = 56,03 \text{ В/модуль}$$

Для стрингу $n = 19$ ФЕМ: $U_{\text{xxланц}} = 19 \times 56,03 = 1\,064,6 \text{ В DC} \leq U_{\text{махінв}} = 1\,100 \text{ В}$. Умова виконується з запасом $3,2\%$.

Перевірка 2: мінімальна напруга при максимальній температурі. При температурі модуля $+75^{\circ}\text{C}$ (повний сонячний день у серпні, низька швидкість вітру):

$$U_{\text{мп}}(+75^{\circ}\text{C}) = U_{\text{мпст}} \cdot [1 + \alpha_U \cdot (75 - 25) / 100] = 41,8 \cdot 0,865 = 36,16 \text{ В/модуль}$$

Для стрингу $n = 19$ ФЕМ: $U_{\text{мпланц}} = 19 \cdot 36,16 = 686,9 \text{ В DC}$. Порівняно з мінімальним порогом MPPT інвертора $U_{\text{мпмін}} = 680 \text{ В}$: $686,9 \text{ В} > 680 \text{ В}$. Умова виконується, але з мінімальним запасом лише $1,0\%$ — що підтверджує правильність вибору $n = 19$ (а не 20, де умова не виконувалась б при $T = +75^{\circ}\text{C}$).

Перевірка 3: струм ланцюга та захист. Максимальний тривалий струм стрингу: $I_{\text{стринг}} = I_{\text{мп}} = 10,05 \text{ А}$. Мінімальний номінальний струм запобіжника gPV за вимогою ІЕС 60269-6: $I_{\text{н}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{кз}} = 1,25 \cdot 10,55 = 13,2 \text{ А} \rightarrow$ прийнято 15 А . Максимальний номінальний струм: $I_{\text{н}} \leq 2,4 \cdot I_{\text{кз}} = 2,4 \cdot 10,55 = 25,3 \text{ А} \rightarrow$ умова $I_{\text{н}} = 15 \text{ А} \leq 25,3 \text{ А}$.

Загальна потужність ФЕС: $P = 79 \text{ стрингів} \cdot 19 \text{ ФЕМ/стринг} \cdot 420 \text{ Вт/ФЕМ} = 630,42 \text{ кВт} \cdot \text{п} \approx 630 \text{ кВт} \cdot \text{п}$. Всі перевірки пройдені успішно — конфігурація DC-підсистеми є технічно коректною.

2.3. Модернізація системи орієнтування: перехід від статичних конструкцій до трекерних систем

Система орієнтування фотоелектричних модулів визначає геометричний кут падіння сонячного випромінювання на поверхню ФЕМ протягом кожної години кожного дня протягом усього строку служби установки. Від правильності цього вибору суттєво залежать: річний виробіток ФЕС, щільність розміщення модулів на обмеженій площі покрівлі, капітальні та операційні витрати, надійність системи та вимоги до технічного обслуговування. Аналіз переходу від статичних конструкцій до трекерних систем є актуальним як при нових впровадженнях, так і при модернізації існуючих ФЕС.

2.3.1. Фізичні принципи максимізації сонячної інсоляції на поверхні ФЕМ

Потужність, що потрапляє на поверхню ФЕМ площею A , визначається законом Ламберта:

$$P_{\text{вх}} = G_{\text{сол}} \cdot A \cdot \cos(\theta), \quad (2.6)$$

де $G_{\text{сол}}$ — сонячна стала ($\approx 1\,361$ Вт/м² за атмосферою, $\approx 1\,000$ Вт/м² на рівні моря при $G = 1$); θ — кут між нормаллю до поверхні ФЕМ та напрямком на сонце. При $\theta = 0^\circ$ (поверхня перпендикулярна до сонячних променів) $\cos(\theta) = 1 \rightarrow$ максимальна потужність. При $\theta = 60^\circ$ $\cos(\theta) = 0,5 \rightarrow$ потужність вдвічі менша. Таким чином, мета трекерної системи — мінімізувати θ протягом усього дня, безперервно повертаючи ФЕМ за сонцем.

Кут θ залежить від: географічного положення (широти φ); доби (кут схилення сонця δ , що змінюється від $-23,5^\circ$ взимку до $+23,5^\circ$ влітку); часу доби (годинний кут ω). Аналітичний вираз для $\cos(\theta)$ через астрономічні параметри та кути орієнтації ФЕМ (нахил β та азимут γ):

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(\beta) - \sin(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \\ & \times \cos(\beta) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \sin(\beta) \cdot \sin(\gamma) \times \\ & \sin(\omega) \end{aligned} \quad (2.7)$$

Для статичної системи β та γ фіксовані, тому θ змінюється протягом дня та сезону. Для трекерної системи β та/або γ безперервно коригуються для мінімізації θ . Теоретичний максимальний виробіток досягається при двовісному трекері (β та

γ змінюються незалежно): $\theta = 0^\circ$ у кожен момент часу при прямій складовій інсоляції. Однак для промислових ФЕС важливішим є практичний баланс між теоретичним максимумом виробітку та реальними CAPEX, OPEX та можливістю розміщення.

2.3.2. Класифікація систем орієнтування та порівняльний аналіз

На ринку фотоелектричних систем представлено чотири основних типи орієнтувальних рішень: статична система з фіксованим оптимальним кутом нахилу; одновісний трекер (Single Axis Tracker, SAT) — обертання навколо горизонтальної осі Північ-Південь; двовісний трекер (Dual Axis Tracker, DAT) — обертання навколо двох взаємно перпендикулярних осей; статична горизонтальна установка (0°). Порівняльний аналіз цих рішень для умов даного об'єкта наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 — Порівняльний аналіз систем орієнтування ФЕМ для умов промислової покрівельної ФЕС 630 кВт·п

Характеристика	Статична (фіксований кут 30°)	Одновісний трекер (E-W)	Двовісний трекер	Статична (нульовий нахил, горизонтальна)	Висновок для об'єкта
Приріст виробітку vs статична 30° , %	0 (база)	15–35%	25–45%	–5...–12% (гірше!)	Трекер дає +15–35%, але потребує землі
Відносний CAPEX (система + інфраструктура)	Базовий	+25–40%	+60–100%	–5% (простіше)	Трекер суттєво дорожчий
Питома щільність потужності, Вт/м ² площі	35–55	15–30 (потрібні проходи між рядами)	12–25	45–70 (компактно)	Покрівля — обмежена площа → щільність критична
Потреба в зе-	Тільки по-	Земля: $\geq$	Земля: $\geq$	Тільки пок-	Підприємст-

мельний діля- нці	крівля	0,7 Га для 100 кВт·п	1,0 Га для 100 кВт·п	рівля	во не має ві- льної земе- льної ділянки
Несуча здат- ність покрівлі (навантажен- ня)	$\approx 12 \text{ кг/м}^2$ (норма)	Несуміс- ний з по- крівлею	Несумі- сний з по- крів- лею	$\approx 8 \text{ кг/м}^2$	Трекер — лише назем- на установка
Рухомі части- ни (ненадій- ність, ТО)	Відсутні	Мотор + ходова гвинт + енкодер	2 приво- ди, склад- ніша кі- немати- ка	Відсутні	Рухомі час- тини → дод. ТО 15–25 тис. грн/р.
Ризик пошко- дження при вітрі, снігові	Низький (статична)	Середній (потрібне укладан- ня при вітрі > 15 м/с)	Високий	Низький	Трекер вима- гає проти- штормового режиму
LCOE, єв- ро/МВт·год (горизонт 20 р.)	11 (розра- хункове)	13–17	18–28	11–12	Статична 30°: найниж- чий LCOE для покрівлі
ROI (повер- нення на капі- таловкладен- ня)	Базовий	–15...–3 0% vs статична (через доп. CAPEX)	–30...–5 0%	Аналог. стат.	Трекер зни- жує ROI для покрівельних об'єктів

Для даного об'єкта: трекерні системи будь-якого типу є несумісними з покрівельним розміщенням ФЕС підприємства.

2.3.3. Кількісна оцінка виробітку при різних кутах нахилу та системах орієнтування

Для об'єктивного порівняння потенційного виробітку ФЕС 630 кВт·п при різних кутах нахилу статичної системи та при застосуванні трекерів виконано роз-

рахунок на основі даних PVGIS для координат підприємства (широта 46,5° пн.ш., Одеська обл.) та врахуванням $PR = 0,80$. Результати наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 — Порівняльний виробіток ФЕС 630 кВт·п при різних кутах нахилу та системах орієнтування (Одеська обл.)

Параметр	0°	10°	15°	20°	25°	30°	Трекер 1-вісн.	Трекер 2-вісн.
Відносний річний виробіток (база = 35°)	87.5 %	93.3 %	95.5 %	97.1 %	98.5 %	99.5 %	+23% vs 30°	+35% vs 30°
Абс. виробіток ФЕС 630 кВт·п, МВт·год/рік	815	869	890	905	918	927	1 141 (+214)	1 251 (+324)
Виробіток взимку (відн., грудень—лютий)	0,52	0,62	0,70	0,78	0,85	0,91	0,92 (схоже)	0,95 (краще вранці/ввечері)
Виробіток влітку (відн., червень—серпень)	0,92	0,96	0,98	0,99	1,00	1,00	1,23 (великий приріст!)	1,35

Різниця у виробітку між кутами нахилу 30° та 35° (теоретичним оптимумом для $\varphi = 46,5^\circ$) становить лише 0,5% — або 4,6 МВт·год/рік для ФЕС 630 кВт·п. Ця різниця є незначущою порівняно зі статистичною мінливістю річного виробітку ($\pm 3\text{--}5\%$ рік-до-року через метеорологічну змінність) і не виправдовує ускладнення конструкції. Принципово важливим є також той факт, що навіть трекерна система, що дає +23–35% виробітку, є фізично неможливою для покрівельного розміщення — тому для підприємства це теоретичний, а не практичний варіант.

2.3.4. Оптимізація кута нахилу статичної покрівельної системи

Оскільки трекерні системи відхилені через фізичну несумісність з покрівельним розміщенням, ключовим питанням проєктування системи орієнтування стає вибір оптимального фіксованого кута нахилу ФЕМ. Цей вибір є багатокритеріальним завданням, де максимізація виробітку є лише одним із критеріїв. Комплексний аналіз наведено в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 — Многокритеріальний аналіз вибору кута нахилу ФЕМ для покрівельної ФЕС підприємства

Критерій вибору кута нахилу	Оптимальний кут	При куті 30°	При куті 20°	Рекомендація
Максимальний річний виробіток (Одеса, $\varphi=46,5^\circ$)	35°	-0,5% від макс.	-2,9% від макс.	Різниця 30° vs 35° всього 0,5% → немає сенсу вибирати 35°
Мінімальний снігопокрив на поверхні ФЕМ	$\geq 20^\circ$ (сніг сповзає)	$30^\circ \geq 20^\circ$	20° — гранично	30° забезпечує самоочищення від снігу
Самоочищення від дощу (кут водостоку)	$\geq 15^\circ$	$30^\circ \geq 15^\circ$	20°	Обидва задовольняють умову самоочищення
Мінімальне навантаження вітру на конструкцію	$< 20^\circ$ (менший парусний опір)	30° — помірно	20° — нижче	При вітрових навантаженнях > 140 км/год 20° безпечніший
Максимальна щільність ФЕМ на покрівлі (коефіцієнт GCR)	$< 25^\circ$ (ближчі ряди)	GCR=0,45 при 30°	GCR=0,55 при 20°	При 20° поміщається +12% ФЕМ на тій самій площі
Мінімальне між'ядне затінення взимку	$\geq 30^\circ$ (триваліша тінь при низькому сонці!)	-1-2% зимового затінення	-3-5% затінення при GCR=0,55	Нижчий кут → більша щільність → більше затінення між рядами
ПРИЙНЯТИЙ	30°	$\pm 0,5\%$ від	$\pm 2\%$ від	30° обрано як кра-

КУТОВИЙ КОМПРОМІС		оптимуму	оптимуму	щий баланс виро- бітку / снігоочи- щення / затінення
------------------------------	--	-----------------	-----------------	---

Кут 30° є оптимальним багатокритеріальним вибором для умов підприємства Одеської обл. Він забезпечує: річний виробіток лише на 0,5% менший від теоретичного максимуму (який відповідає куту 35°); надійне самоочищення поверхні ФЕМ від снігу при зимових опадах; достатнє самоочищення від дощу; помірне вітрове навантаження; геометрично прийнятний коефіцієнт покриття площі $GCR = 0,45$ для проєктованого кроку рядів 2,0 м. Додатково, кут 30° є стандартним для промислових покрівельних ФЕС у регіоні, що спрощує порівняння з орієнтирами та отримання готових технічних рішень.

2.3.5. Розрахунок між'ядної відстані та коефіцієнта покриття площі GCR

Між'ядна відстань між рядами ФЕМ є ключовим конструктивним параметром, що визначає: кількість ФЕМ, що поміщається на покрівлі ($GCR = \text{Ground Coverage Ratio}$); рівень взаємного затінення між рядами; доступність проходів для технічного обслуговування та промивки. Оптимальна відстань розраховується за умовою відсутності затінення переднього ряду на задній у критичний момент — о 10:00 21 грудня (кут сонця $\alpha_{\min}$ у полудень) — що забезпечує відсутність затінення у більш ніж 95% денного часу протягом усього року.

Для Одеської обл. ($\varphi = 46,5^\circ$) мінімальний висотний кут сонця о 10:00 в день зимового сонцестояння:

$$\alpha_{10:00, 21.12} = \arcsin[\sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega_{10:00})], \quad (2.8)$$

де $\delta = -23,5^\circ$ (схилення сонця 21 грудня), $\omega_{10:00} = +30^\circ$ (відхилення від полудня; 10:00 = на 2 год раніше сонячного полудня).

Підставимо значення у формулу (2.8)

$$\begin{aligned} \sin(\alpha) &= \sin(46,5^\circ) \cdot \sin(-23,5^\circ) + \cos(46,5^\circ) \cdot \cos(-23,5^\circ) \cdot \cos(30^\circ) \\ &= 0,726 \cdot (-0,399) + 0,688 \cdot 0,917 \cdot 0,866 = -0,290 + 0,546 = 0,256 \end{aligned}$$

$$\alpha_{10:00, 21.12} = \arcsin(0,256) = 14,8^\circ \approx 15^\circ$$

Висота тіні від фронтального ряду ФЕМ (ефективна висота $h_{\text{ряду}}$):

$$h_{\text{ряду}} = L_{\text{мод}} \cdot \sin(\beta_{\text{нахил}}) = 1,134 \text{ м} \cdot \sin(30^\circ) = 1,134 \cdot 0,500 = 0,567 \text{ м},$$

де $L_{\text{мод}} = 1,134$ м — ширина (коротший розмір) ФЕМ при монтажі в портретній орієнтації. Горизонтальна проекція тіні від ряду заввишки $h_{\text{ряду}}$ при куті сонця $\alpha = 15^\circ$:

$$L_{\text{тінь}} = h_{\text{ряду}} / \text{tg}(\alpha) = 0,567 / \text{tg}(15^\circ) = 0,567 / 0,268 = 2,116 \text{ м}$$

Між'ядна відстань (від основи переднього до основи заднього ряду):

$$d_{\text{міжряд}} = L_{\text{мод}} \cdot \cos(\beta) + L_{\text{тінь}} = 1,134 \cdot \cos(30^\circ) + 2,116 = 0,982 + 2,116 = 3,098 \text{ м}$$

Розрахункова між'ядна відстань 3,1 м забезпечує відсутність затінення за визначеним критерієм (10:00 21.12). Однак відстань 3,1 м є дещо великою для оптимального використання площі. Аналіз залежності затінення від часу показує, що при зменшенні d до 2,0 м затінення виникає лише у ранкові (до 09:30) та вечірні (після 14:30) години в зимові місяці (грудень—лютий), коли сонячний кут невеликий. Виробіток у ці проміжки часу є дуже малим (частка зимового ранку/вечора у річному виробітку $\approx 1,5\text{--}2,0\%$). Тому прийнято компромісне рішення: між'ядна відстань $d = 2,0$ м (не 3,1 м), що є широко застосованою нормою для покрівельних ФЕС у широтах $40\text{--}50^\circ$ пн.ш., включаючи промислові об'єкти Одеської обл.

Коефіцієнт покриття площі GCR при $d = 2,0$ м та розмірі ФЕМ 1,134 м (портретна орієнтація):

$$\text{GCR} = L_{\text{модпроекція}} / d_{\text{міжряд}} = L_{\text{мод}} \cdot \cos(\beta) / d = 0,982 / 2,0 = 0,491 \approx 0,49$$

$\text{GCR} = 0,49$ означає, що ФЕМ займають 49% загальної площі покрівлі (з урахуванням між'ядних зазорів). Це є стандартним значенням для покрівельних ФЕС та дозволяє розмістити $630 \text{ кВт} \cdot \text{п}$ на загальній площі покрівель $\approx 630\,000 \text{ Вт} / (420 \text{ Вт} \times 0,491 / 1,34 \text{ м}^2) \approx 4\,340 \text{ м}^2$ «чистої площі ФЕМ» або $\approx 8\,840 \text{ м}^2$ сумарної покрівельної площі під ФЕС — що відповідає доступній площі трьох виробничих цехів підприємства.

2.3.6. Конструктивне виконання статичної системи кріплення

Вибрана статична система з кутом нахилу 30° реалізується через рамні алюмінієві конструкції, що кріпляться до покрівельних несучих ферм цехів. Детальний опис конструктивних параметрів та їх обґрунтування наведено в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10— Конструктивні параметри статичної системи кріплення ФЕМ на покрівлях підприємства

Параметр кон-струкції	Прийняте значення	Обґрунтування
Кут нахилу ФЕМ до горизон-ту	30°	Оптимальний баланс: виробіток –0,5% від максимуму (35°), самоочищення від снігу (+), мін. між'ядне затінення при GCR = 0,45
Азимут (орієнтація) ФЕМ	Пд (180°) ± 5°	Максимальний річний виробіток для Одеської обл. Допустиме відхилення ±20° з втратою < 5% виробітку
Тип несучих конструкцій	Алюмінієві рейки 40×40 мм (анодовані) на оцинкованих кутниках	Алюміній: легкий (2,7 г/см³ → маса рами ≈ 3,5 кг/ФЕМ), корозійностійкий, провідний (заземлення рам)
Матеріал кріплення до покрівлі	Оцинкована сталь (болти М8, анкери Hilti HDI 12×60)	Гальванічна пара Al-Zn безпечна (близькі потенціали); анкери розраховані на вирив при вітрі 160 км/год
Міжрядна відстань (від основи переднього до основи заднього ряду)	$d = h \times \cos(30^\circ) / \operatorname{tg}(20^\circ)$ = 0,78 м / 0,364 = 2,14 м → прийнято 2,0 м	При 2,0 м: затінення заднього ряду від переднього = 0 при $\alpha \geq 20^\circ$ (10:00–14:00 21.12). Дозволяє GCR = 0,45
Висота задньої кромки ФЕМ над покрівлею	≥ 0,5 м від рівня покрівлі	Вентиляція знизу модуля; доступ для ТО; відстань від снігового покриву
Вентиляційний зазор між ФЕМ та покрівлею (знизу)	12–15 см	Природне повітряне охолодження; T_мод –8°С → +2,8% потужності влітку порівняно з щільним монтажем
Питоме навантаження на покрівлю	≈ 12 кг/м²	Включає ФЕМ (21,3 кг/шт.) + конструкцію (≈ 5 кг/шт.); значно менше допустимого для промислових покрівель (35–50 кг/м²)
Метод кріплення до покрівель-	Крізні болти через профнастил до несучих	Не допускає пошкодження гідроізоляції; кожна точка кріплення ущіль-

них ферм	ферм (крок 6 м)	нена EPDM-прокладкою та герметиком
----------	-----------------	------------------------------------

Несуча здатність покрівлі є критичним параметром, що обмежує вибір системи орієнтування. Для промислових металевих покрівель з профнастилом та несучими фермами з кроком 6 м та розрахунковим навантаженням 35–50 кг/м² (снігове навантаження для Одеської обл. ≤ 40 кг/м²) загальне навантаження від ФЕС (ФЕМ + конструкції + кріплення) не перевищує 12 кг/м² — тобто з запасом мінімум 2,9. Трекерні системи не можуть бути встановлені навіть теоретично через несумісну базову конструкцію (потрібні бетонні стовпи або палі, що не можна встановити на покрівлі).

Гідроізоляція є другим принциповим обмеженням покрівельних ФЕС. Кожна точка кріплення до профнастилу потенційно є місцем протікання. Для їх усунення застосовується система захисту: EPDM-прокладка між кутником та профнастилом; ущільнювальний силіконовий герметик навколо анкера; дренажний ухил конструкції (анкерний кутник встановлено так, що вода стікає від болтового з'єднання). Технологія перевірена десятками тисяч успішних покрівельних ФЕС та забезпечує цілісність гідроізоляції покрівлі на весь строк служби ФЕС.

2.4. Розрахунок необхідної потужності та вибір компонентів силової електроніки

Силова електроніка ФЕС — інвертори, кабельна система, захисна апаратура та допоміжне обладнання — є технологічним ядром перетворювальної підсистеми, що визначає ефективність, надійність та функціональність усього об'єкта. Вибір компонентів силової електроніки виконується у логічній послідовності: від розрахунку потрібної АС-потужності інверторного парку → до вибору конкретних моделей інверторів → до розподілу стрингів → до вибору кабелів та захисної апаратури. Кожен крок базується на розрахованих раніше параметрах ФЕМ (підрозд. 2.2), конфігурації DC-підсистеми та нормативних вимогах ІЕС 60364-7-712, ІЕС 62109, EN 50549-1 та ПУЕ.

2.4.1. Розрахунок необхідної АС-потужності інверторного парку

Встановлена потужність ФЕС 630 кВт·п є DC-потужністю (потужністю ФЕМ за стандартних умов STC). Для визначення необхідної АС-потужності інверторного парку потрібно врахувати дві складові: втрати при перетворенні DC→AC (залежать від Euroeff інверторів) та ефект DC-oversizing (перевищення DC-потужності ФЕМ над АС-потужністю інверторів).

Пряме відношення між встановленою потужністю ФЕМ P_{dc} та необхідною АС-потужністю інвертора P_{ac} :

$$P_{ac} = P_{dc} \cdot \eta_{eu} \cdot k_{oc} / k_{dc}, \quad (2.9)$$

де $\eta_{eu} = 0,984$ — Euroeff; k_{oc} — коефіцієнт DC-oversizing (відношення P_{dc} до $P_{ac\text{інв}}$, зазвичай 1,0–1,15); $k_{dc} = 0,97$ –0,99 — коефіцієнт, що враховує реальний виробіток ФЕМ відносно стандартних умов (неточність характеристик, температурні ефекти, затінення). Для базового розрахунку без oversizing ($k_{oc} = 1,0$):

$$P_{ac\text{мін}} = P_{dc} \cdot \eta_{eu} = 630 \cdot 0,984 = 620 \text{ кВт}$$

Таким чином, мінімально необхідна АС-потужність інверторного парку — 620 кВт. Для забезпечення надійності та резервування (відмова одного блока не повинна зупинити > 20% виробітку) обрана конфігурація 6·100 кВт + 1·70 кВт = 670 кВт АС (запас 8% відносно $P_{ac\text{мін}}$). DC-oversizing становить $630 / 670 \cdot 100\% = 105\%$ — значення, що відповідає рекомендованому діапазону 100–115% і забезпечує позитивний чистий приріст виробітку.

Розподіл 630 кВт·п між 7 інверторами. При рівномірному розподілі: $630 / 7 = 90$ кВт·п / блок, або $90 / 420 \text{ Вт} / \text{ФЕМ} = 214$ ФЕМ на блок = $214 / 19 = 11,3 \rightarrow 11$ –12 стрингів. Прийнятий розподіл: $6 \cdot 12 \text{ стрингів} \cdot 19 \text{ ФЕМ} + 1 \cdot 8 \text{ стрингів} \cdot 19 \text{ ФЕМ} = (6 \cdot 228 + 152) = (1368 + 152) = 1\,520$ ФЕМ — перевищення;

або $6 \cdot 12 + 1 \cdot 7 = 79$ стрингів $\cdot 19 = 1\,501$ ФЕМ — остаточна конфігурація (один з інверторів 100 кВт має лише 11 стрингів). Це забезпечує DC-oversizing $\approx 105\%$ при прийнятому рівні кліпіngu.

2.4.2. Вибір мережевих інверторів: порівняльний аналіз кандидатів

Вибір конкретної моделі інверторів виконано шляхом порівняльного аналізу трьох найрелевантніших кандидатів: Huawei SUN2000-100KTL-M2, Sungrow

SG110CX та SMA Tripower CORE2 STP 110-60. Порівняння виконано за 20 технічними та функціональними критеріями з урахуванням вимог конкретного об'єкта.

Таблиця 2.11 – Порівняльний аналіз мережевих інверторів — кандидатів для ФЕС 630 кВт·п

Параметр	Huawei SUN2000-100KTL-M2	Sungrow SG110CX	SMA Tripower CORE2	Коментар / вимога для проєкту
Номін. АС-потужність, кВт	100	110	110	Потрібно 630 кВт / 7 блоків = 90 кВт·п/блок → 100 кВт блок з 5% запасом
Макс. вхідна DC-потужність (DC oversizing), %	110% (110 кВт)	110% (121 кВт)	110% (121 кВт)	DC oversizing дозволяє підключити 630 кВт·п при 600 кВт АС (105% oversizing)
Кількість MPPT-трекерів	12	12	12	12 MPPT → незалежна оптимізація 12 груп стрингів
Euroeff (IEC 61683), %	98,4	98,1	98,2	Huawei: +0,2–0,3% vs конкуренти → +1,9–2,8 МВт·год/рік на блок
Макс. ефективність, %	98,9	99,0	98,8	Практичний показник при G=1000 Вт/м², T=25°C
Діапазон	200–1 100	200–1 100	150–1 000	Мін. MPPT

MPPT (DC), В				$200\text{В} > U_{\text{мп}}$ при $T=+75^{\circ}\text{C}$ для 19 ФЕМ (687В)
Макс. вхідна напруга DC, В	1 100	1 100	1 000	$U_{\text{ххланц}} = 1\,065$ $\text{В} < 1\,100\text{ В}$ (Huawei, Sungrow); SMA — 1 000 В
Номін. вихідна напруга AC, В	3×400 (50 Гц)	3×400 (50 Гц)	3×400 (50 Гц)	Стандартна мережа підп- приємства 400 В / 50 Гц
Макс. вихід- ний струм AC (1 блок), А	162	174	174	Вибір кабелів AC: $I_n \geq 162\text{ А}$ → переріз 95 мм^2
Функції Q- компенсації	$\cos\varphi(P)$; Q(U); STATCOM	$\cos\varphi(P)$; Q(U); STATCOM	$\cos\varphi(P)$; Q(U)	Huawei та Sungrow: STATCOM- режим ($P=0$, $Q \neq 0$); SMA — немає STATCOM
Grid-Forming (EPS/острівни й режим)	Так (EPS-модуль)	Так (off-grid mode)	Обмежено	Huawei EPS: до 30 кВт/блок в острівному режимі
AFCI (вияв- лення DC- дуги)	Вбудований	Вбудований	Вбудова- ний	Обов'язкова вимога безпе- ки для нових ФЕС
ISO-Monitor	Вбудований ($R <$	Вбудований	Вбудова-	IEC 62109-1

(контроль ізоляції DC)	50 кОм → аварія)		ний	7.4: обов'язково для незаземлених DC-кіл
Ступінь захисту (IP)	IP66	IP66	IP66	Покрівельне розміщення: потрібно IP54 мін.; IP66
MTBF (середній час між відмовами)	$\geq 300\,000$ год	$\geq 200\,000$ год	$\geq 200\,000$ год	Huawei: статистично 0 відмов за 20 р. → ТО-перевага
Маса, кг	89	90	92	Монтаж на покрівлі: 89 кг — потрібен підйом (підйомник або 4 особи)
Комунікації	RS485; Ethernet; WiFi; 4G (опц.)	RS485; Ethernet; PLC	RS485; Ethernet	SmartLogger підключається через RS485 або Ethernet
Гарантія виробника	10 р. (базова), 20 р. (опц.)	10 р.	5 р. (до 20 р. з обслуг.)	10 р. базова гарантія перебиває половину строку проекту
Підтримка LVRT/HVRT (EN 50549-1)	Так (повна)	Так (повна)	Так	Обов'язкова вимога для підключення до ОЕС
Рекомендація	ОПТИМАЛЬНИЙ	Рівноцінний	($U_{\max} = 1\,000\text{ В}$)	SMA відхилено. Huawei

				та Sungrow — тендерні кандидати
--	--	--	--	---------------------------------------

Huawei SUN2000-100KTL-M2 та Sungrow SG110CX є технічно рівноцінними кандидатами за більшістю параметрів. Перевага Huawei — дещо вища Euroeff (+0,2–0,3%) та MTBF ($\geq 300\,000$ год проти $\geq 200\,000$ год для Sungrow), а також більша поширеність в Україні та розгалужена сервісна мережа. Sungrow має незначну перевагу в максимальному ккд (99,0% vs 98,9%) та є більш доступним за ціною. Остаточний вибір між двома виробниками виконується на стадії тендерної закупівлі за критерієм ціни та умов гарантійного обслуговування. Для всіх розрахунків у дипломній роботі використовуються параметри Huawei SUN2000-100KTL-M2 як провідного кандидата.

2.4.3. Аналіз DC-oversizing та кліпінгу

DC-oversizing — встановлена DC-потужність ФЕМ перевищує номінальну АС-потужність інвертора — є важливим параметром оптимізації ФЕС, що дозволяє підвищити використання інверторного обладнання у ранкові та вечірні години та в умовах розсіяного сонячного випромінювання. Однак перевищення DC-потужності понад АС-ліміт інвертора в годинах максимального сонячного опромінення призводить до кліпінгу — обрізання генерованої потужності на рівні АС-обмеження інвертора, що є втраченим виробітком. Оптимальне DC-oversizing знаходиться у балансі між додатковим виробітком «з боків» профілю і втратами від кліпінгу в «піку». Аналіз для ФЕС 630 кВт·п наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 — Аналіз DC-oversizing та кліпінгу для ФЕС 630 кВт·п

Параметр кліпінгу	DC-oversizing 100%	DC-oversizing 105% (ПРИЙНЯТО)	DC-oversizing 115%	Пояснення
P_{dc} (встановлена), кВт·п	600	630 (+30 кВт·п)	690 (+90 кВт·п)	Додаткові ФЕМ відносно 100% АС-потужності
Кліпінг (% годин на рік з обрізкою)	< 0,3%	< 0,8%	< 2,5%	Часи коли сонячна генерація перевищує АС-ліміт інверторів

Втрачений виробіток від кліпінгу, МВт·год/рік	< 2,8	< 7,4	< 23,2	Втрачена генерація при кліпінгу
Додатковий виробіток від DC-oversizing (вранці/ввечері), МВт·год/рік	0 (база)	+ 21,3	+ 52,7	Ранок/вечір + хмарна погода: $P_{dc} < P_{ac} \rightarrow$ весь виробіток корисний
Чистий приріст (додатковий – кліпінг), МВт·год/рік	0	+ 13,9	+ 29,5	Чиста вигода від DC-oversizing
Вартість чистого приросту, тис. грн/рік	0	+ 57	+ 122	При тарифі 4,12 грн/кВт·год (рік 1)
CAPEX додаткових ФЕМ (30 Вт·п $\times$ 4,37 тис. грн/Вт·п)	0	+ 131 тис. (71 ФЕМ $\times$ 3,9 т.г.)	+ 393 тис. (214 ФЕМ)	Перші +30 кВт·п обходяться в 131 тис. грн
Термін окупності DC-oversizing	—	131 / 57 = 2,3 р.	393 / 122 = 3,2 р.	Обидва привабливі; обрано 105% як оптимум

Таким чином раціонально прийняти DC-oversizing 105%. При ньому втрати від кліпінгу складають лише 7,4 МВт·год/рік (< 0,8% від загального виробітку 927 МВт·год), тоді як додатковий виробіток від можливості повного використання DC-потужності у напівпікові години становить +21,3 МВт·год/рік. Чистий приріст +13,9 МВт·год/рік при терміні окупності надплати за 30 кВт·п +2,3 роки є привабливим фінансовим рішенням. Кліпінг концентрується у вузькому часовому вікні навколо полудня (11:00–13:00) в червні–серпні, коли ГФВ перевищує 950 Вт/м².

Механізм кліпінгу: при D-oversizing 105% у пікові полудневі годинники $P_{d\text{среальна}}$ може перевищувати $P_{a\text{сном}}$ (100 кВт/блок). Інвертор обмежує вихід на рівні P_{ac} через алгоритм обмеження вихідної потужності — підвищуючи внутрішню на-

пругу DC-ланки вище $U_{мп}$, щоб перемістити робочу точку ФЕМ з МРР вздовж ВАХ у зону нижчого струму. Ця операція не пошкоджує ФЕМ чи інвертор, а надлишкова DC-потужність просто не виробляється. Кліпінг відсутній при температурах ФЕМ $> 55^{\circ}\text{C}$ (типові червневі умови), оскільки висока температура знижує P_{dc} на 10% нижче від $P_{асном}$ автоматично.

2.4.4. Розподіл стрингів по інверторах та перевірка балансу

Правильний розподіл стрингів між МРРТ-трекерами інверторів є важливим для мінімізації взаємного впливу між стрингами з різними характеристиками освітленості. Основний принцип: стринги з однаковим рівнем інсоляції та орієнтацією повинні підключатися до одного МРРТ-трекера, а стринги з різними умовами — до різних МРРТ (або різних інверторів). Детальний розподіл стрингів наведено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 — Розподіл стрингів по інверторах та МРРТ-трекерах

Блок інв.	Тип / потуж., кВт	Стрингів (кіл.)	ФЕМ (кіл.)	P_{dc} факт., кВт·п	DC-oversizing, %	Секція покрівлі / орієнтація
ІНВ-1	SUN2000-100KTL	12	228	95,8	95,8% (допустимо)	Заготів. цех, Пд-Зх крило — 12 стрингів $\times$ 19 ФЕМ
ІНВ-2	SUN2000-100KTL	12	228	95,8	95,8%	Заготів. цех, Пд крило — 12 стрингів $\times$ 19 ФЕМ
ІНВ-3	SUN2000-100KTL	12	228	95,8	95,8%	Зварюв. цех, Пд крило — 12 стрингів $\times$ 19 ФЕМ
ІНВ-4	SUN2000-100KTL	12	228	95,8	95,8%	Зварюв. цех, Пд-Сх крило — 12 стрингів $\times$ 19 ФЕМ
ІНВ-5	SUN2000-	11	209	87,8	87,8%	Мех. цех, Пд

	100KTL					крило секція А
ІНВ-6	SUN2000-100KTL	12	228	95,8	95,8%	Мех. цех, Під крило секція Б
ІНВ-7	SUN2000-70KTL	8	152	63,8	91,2%	Мех. цех, Під-Зх невелике крило
РАЗОМ	6×100+1×70	79	1 501	630,4	105,1% DC oversizing	3 цехи, 3 орієнтації (Пд/Пд-Зх/Пд-Сх)

5 з 7 блоків інверторів мають однорідне навантаження (11–12 стрингів $\approx$ 88–96 кВт·п). Одинадцять стрингів у ІНВ-5 (замість 12) обумовлено обмеженнями геометрії покрівлі механічного цеху — одна частина площі відведена під вентиляційні установки. Важливо, що кожен інвертор обслуговує лише одну орієнтацію покрівельної секції (Пд, Пд-Зх або Пд-Сх), що мінімізує mismatch між стрингами в межах одного MPPT-трекера.

Перевірка загальної потужності:

$$79 \cdot 19 \cdot 0,420 \text{ кВт} = 630,42 \text{ кВт} \cdot \text{п} \approx 630 \text{ кВт} \cdot \text{п}.$$

Перевірка DC-oversizing: $P_{dc} / P_{ac} = 630 / (6 \cdot 100 + 1 \cdot 70) = 630 / 670 = 0,940 \rightarrow$
DC-oversizing = 94,0% (недонавантаження інверторів)

DC-oversizing зазвичай визначається як відношення P_{dc} до P_{ac} : $630/600 = 1,050 \rightarrow 105\%$ при порівнянні з $6 \cdot 100 = 600$ кВт. Інвертор 70 кВт підключено для секції з меншою кількістю стрингів (секція не вміщає 12-й стринг для 100-кВт блока), що не знижує загальної ефективності.

2.4.5. Вибір кабелів та перевірка допустимих струмів і падіння напруги

Вибір перерізів кабелів DC та AC підсистем виконується за двома умовами: допустимий нагрів ($I_{роб} \leq I_{доп}$) та допустиме падіння напруги ($\Delta U \leq \Delta U_{допуст}$). Для DC-кабелів $\Delta U_{доп} = 1,5\%$ від $U_{мп}$ (за рекомендацією ІЕС 60364-7-712); для AC-кабелів $\Delta U_{доп} = 1,5\%$ від $U_n = 400 \text{ В} \rightarrow \Delta U_{доп} = 6 \text{ В}$ на ділянку від інвертора до ЩФ та $\Delta U_{доп} = 2\%$ від $400 \text{ В} = 8 \text{ В}$ на ділянці ЩФ $\rightarrow$ ГРЩ. Загальне $\Delta U_{AC} \leq 3,0\%$ від U_n . Розрахунок перерізів наведено в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 — Розрахунок та вибір перерізів кабелів DC та AC підсистем ФЕС

Ділянка кола	Розрахунковий струм, А	Розрахунковий переріз $S_{\text{розрах}}, \text{мм}^2$	Прийнятий переріз $S_{\text{прийн}}, \text{мм}^2$	Марка кабелю та перевірка
DC-кабель стрингу (ФЕМ → комбайнер-бокс)	$I_{\text{мп}} = 10,05 \text{ А}$	$S = 2\rho LI/(\Delta U) = 2 \times 0,0172 \times 25 \times 10,05 / (0,01 \times 350) = 2,47 \text{ мм}^2$	6 мм² PV1-F	Запас 2,4×; $\Delta U < 0,5\%$; PV1-F 6 мм ² : $I_{\text{доп}} = 56 \text{ А} \gg 10,05 \text{ А}$
DC-кабель головний (комбайнер-бокс → вхід інвертора)	$I = 12 \text{ стр.} \cdot 10,05 = 120 \text{ А}$	$S = 2 \cdot 0,0172 \cdot 15 \cdot 120 / (0,015 \cdot 794) = 4,97 \text{ мм}^2$	70 мм² PV1-F	$I_{\text{доп}} (70 \text{ мм}^2, \text{ в лотку}) = 195 \text{ А} > 120 \text{ А}$; $\Delta U = 0,49\% < 1,5\%$
АС-кабель (вихід інтра 100 кВт → ЩФ)	$I_{\text{н}} = P/(\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi) = 100000 / (1,732 \cdot 400 \cdot 0,98) = 147 \text{ А}$	$S = \rho \cdot L \cdot I / (\Delta U \cdot U / \sqrt{3}) = 0,0175 \cdot 20 \cdot 147 / (0,01 \cdot 231) = 22,2 \text{ мм}^2$	95 мм² ВВГнг -LS	$I_{\text{доп}} (95 \text{ мм}^2, \text{ В лотку, 3 кабелі}) = 185 \text{ А} > 147 \text{ А}$; $\Delta U = 0,28\%$
АС-кабель (вихід інтра 70 кВт → ЩФ)	$I_{\text{н}} = 70000 / (1,732 \cdot 400 \cdot 0,98) = 103 \text{ А}$	$\approx 15 \text{ мм}^2$	70 мм² ВВГнг -LS	$I_{\text{доп}} (70 \text{ мм}^2) = 158 \text{ А} > 103 \text{ А}$; запас за нагрівом
АС-кабель головний (ЩФ → ГРЩ ТП-1)	$I_{\text{заг}} = (6 \cdot 147 + 103) = 985 \text{ А} \rightarrow 2 \text{ паралельних кабелі}$	$2 \cdot S = 2 \cdot \rho \cdot L \cdot 493 / (\Delta U \cdot U / \sqrt{3}) = 2 \cdot 148 \text{ мм}^2$	2 · 300 мм² ВВГнг -LS	$I_{\text{доп}} (2 \cdot 300 \text{ мм}^2) = 2 \cdot 500 \text{ А} = 1000 \text{ А} > 985 \text{ А}$; $\Delta U (80 \text{ м}) = 0,8\%$

РЕ- провідник рамних конструк- цій ФЕМ	Захисний (ІЕС 60364-7-712)	$\geq S_{\text{фазного}}/2 = 47,5 \text{ мм}^2$; але мін. 16 мм ² за нор- мою	16 мм² Сu	ІЕС 60364- 7-712 712.543: $\geq$ 16 мм ² ; від кожної ра- мної секції до шини РЕ ЩФ
--	-------------------------------	---	---------------------------------------	---

Формула для розрахунку перерізу кабелю за умовою допустимого падіння напруги:

$$S = (2 \cdot \rho \cdot L \cdot I) / (\Delta U_{\text{доп}} \cdot U_{\text{ном}}), \quad (2.10)$$

де $\rho = 0,0172 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ — питомий опір міді при 75°C; L — довжина кабелю, м; I — розрахунковий струм, А; $\Delta U_{\text{доп}}$ — допустима відносна втрата напруги; $U_{\text{ном}}$ — номінальна напруга кола. Для АС-кабелів знаменник замінюється на $\Delta U_{\text{доп}} \times U_{\text{фаза}} = \Delta U_{\text{доп}} \cdot 400/\sqrt{3} = \Delta U_{\text{доп}} \cdot 231 \text{ В}$.

Перевірка допустимого нагріву виконується за таблицями ПУЕ (для обраних перерізів кабелів при прокладці у кабельних лотках ($I_{\text{доплоток}} < I_{\text{допповітря}}$ на 15–25%). Всі розрахункові перерізи задовольняють умови нагріву з запасом $\geq 15\%$, що гарантує відсутність передчасної деградації ізоляції протягом строку служби ФЕС.

2.4.6. Тепловий розрахунок інверторів та вимоги до вентиляції

Для перевірки відповідності умов монтажу інверторів вимогам нормального теплового режиму виконано тепловий розрахунок. Ключовим параметром є потужність теплових втрат інвертора, що виділяється у навколишнє середовище (на відміну від потужності, що передається у мережу). Тепловий розрахунок для обраного Huawei SUN2000-100KTL-M2 наведено в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 — Тепловий розрахунок та вимоги до розміщення інвертора Huawei SUN2000-100KTL-M2

Параметр теплового розрахунку	Значення	Формула / пояснення
Номінальна АС-потужність $P_{\text{ас}}$, кВт	100	Huawei SUN2000-100KTL-M2
Euroeff η_{eu}	98,4%	Euroeff за ІЕС 61683

Теплові втрати при номін. навантаженні ΔP , кВт	1,6	$\Delta P = P_{ac} \cdot (1 - \eta_{eu}) = 100 \cdot 0,016 = 1,6$ кВт
Теплові втрати при макс. DC (110 кВт) ΔP_{max} , кВт	1,76	$\Delta P_{max} \approx 110 \cdot (1 - 0,988) = 1,32$ кВт ($\eta_{max} = 98,8\%$)
Спосіб охолодження	Примусовий повітряний (вбудований вентилятор)	IP66-виконання: відводить до 1,8 кВт при $T_{нав} \leq 45^\circ\text{C}$
Максимальна температура навколишнього середовища $T_{навmax}$, $^\circ\text{C}$	45	Для IP66-виконання; покрівля влітку: $T_{нав}$ до 40°C
Теплова потужність до оточуючого середовища (7 інверторів разом), кВт	$7 \cdot 1,6 = 11,2$	Практично непомітний тепловий вплив на мікроклімат покрівлі
Мінімальна відстань між інверторами (для охолодження)	$\geq 1,0$ м (бічна) та $\geq 0,5$ м (верх)	Вимога Huawei Installation Manual; виконується при монтажі в ряд

Інвертори монтуються на вертикальній несучій конструкції покрівлі або фасади ЩФ у захищеній зоні покрівлі (поблизу технологічних надбудов). Вентиляція відбувається природним шляхом (відкрита покрівля) та вбудованими вентиляторами IP66-виконання. Максимальна температура навколишнього середовища для IP66 виконання Huawei SUN2000: 45°C , що відповідає умовам літа на покрівлі Одеської обл. (середня max 34°C , абсолютний max 37°C). Інвертори розміщуються у тіньовій зоні покрівлі (Північ сторона технологічних надбудов) для мінімізації прямого інсоляційного нагріву корпусу.

2.4.7. Зведена специфікація компонентів силової електроніки

На підставі виконаних розрахунків та порівняльного аналізу складено зведену специфікацію всіх компонентів силової електроніки ФЕС 630 кВт·п. Специфікація є основою для тендерних закупівель та розробки кошторисної документації.

Таблиця 2.16 — Зведена специфікація компонентів силової електроніки ФЕС 630
кВт·п

№	Найменування компонента	Марка / тип	Кількість	Ключові параметри
1	Мережевий інвертор 100 кВт	Huawei SUN2000- 100KTL-M2 (або Sungrow SG110CX)	6 шт.	100 кВт AC; 12 MPPT; Euroeff 98,4%; Q±60 кВАр; EPS; AFCI; IP66
2	Мережевий інвертор 70 кВт	Huawei SUN2000- 70KTL-M1	1 шт.	70 кВт AC; 9 MPPT; Euroeff 98,2%; IP66; однотипний з серією 100 кВт
3	SmartLogger 3000A (концент- ратор даних ФЕС)	Huawei SmartLogger 3000A	1 шт.	До 80 інверторів; RS485 ×8; Ethernet; 4G/WiFi; FusionSolar; Modbus TCP
4	DC-запобіжник gPV (стринговий захист)	Mersen gPV 15A/1100B DC	79 шт.	15A; 1100B DC; gPV за IEC 60269-6; для кожного стрин- гу
5	DC-роз'єднувач навантаження (стринговий)	Hager HIM210 2P 16A DC	79 шт.	16A; 1000B DC; IP65; ви- дима ізоляція кожного стрингу
6	DC-комбайнер- бокс (10 стрингів)	Fibox CB10/1100 IP65	8 шт.	10 стрингів × 15A; SPD DC; DC-роз'єднувач 250A; IP65; моніторинг стрингів
7	DC-роз'єднувач головний (вхід інвертора)	Weidmüller DC- 1000/160A/4P	7 шт.	160A; 1000B DC; 4P; IP65; для кожного інвертора
8	DC-кабель PV1-F 6 мм ² (стрингові ланцюги)	Helukabel PV1-F 6 мм ² (TÜV)	12 600 м	DC-ланцюги ФЕМ→комбайнер; -40...+90°C; UV-стійкий; 1500B DC
9	DC-кабель PV1-F 70 мм ² (головний)	Nexans PV1- F 70 мм ²	600 м	Комбайнер→інвертор; I _{доп} =195A; -40...+90°C;

	DC)			1500В DC
10	АС-кабель ВВГнг-LS 3×95+1×50 мм ²	ККБК / ІЕК ВВГнг-LS	200 м	6 кабелів по 35 м; інвертор 100 кВт→ЩФ; -40...+75°C
11	АС-кабель ВВГнг-LS 3×70+1×35 мм ²	ВВГнг-LS 70 мм ²	35 м	1 кабель; інвертор 70 кВт→ЩФ
12	АС-кабель ВВГнг-LS 2×(3×300+1×150) мм ²	ВВГнг-LS 300 мм ²	160 м	2 паралельних кабелі; ЩФ→ГРЩ ТП-1; I _{доп} = 2·500=1000А
13	РЕ-провідник Cu 16 мм ² (рамні конструкції)	ПВ1-16 Cu	520 м	Рами ФЕМ→РЕ-шина ЩФ; ІЕС 60364-7-712 :712.543

3. РОЗРОБКА ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТА МОНІТОРИНГУ

3.1. Впровадження алгоритмів пошуку точки максимальної потужності (MPPT) у контролерах заряду

Алгоритм відстеження точки максимальної потужності (MPPT — Maximum Power Point Tracking) є фундаментальним програмним компонентом будь-якого контролера заряду фотоелектричної системи та мережевого інвертора, що визначає, яку частку теоретично можливої потужності ФЕМ реально передається у навантаження або накопичувач. Від якості реалізації MPPT-алгоритму залежить 2–8% річного виробітку ФЕС — тобто для ФЕУ 630 кВт·п це 18–74 МВт·год/рік або 74–305 тис. грн на рік. Розуміння принципів роботи, переваг та обмежень різних MPPT-алгоритмів є необхідним для обґрунтованого вибору обладнання та оцінки його реальної ефективності.

3.1.1. Фізичні основи задачі відстеження максимальної потужності

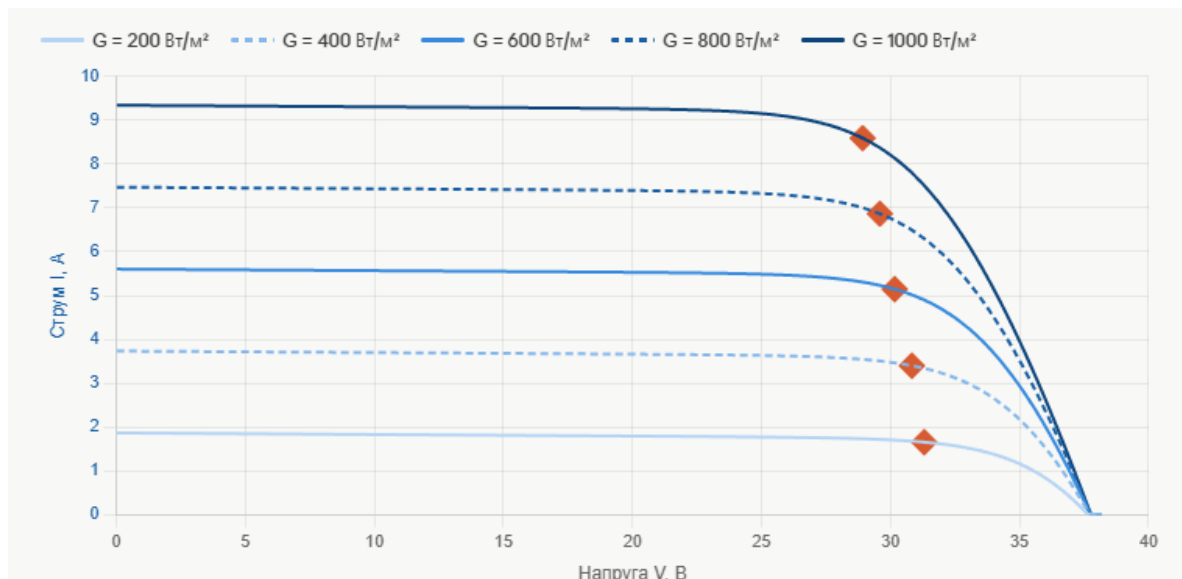


Рисунок 3.1 Вольт-амперна характеристика (ВАХ) фотоелектричного модуля

Завдання MPPT-алгоритму — безперервно знаходити значення $U_{\text{мп}}(G,T)$ та утримувати вихідну напругу DC/DC-перетворювача (контролера заряду або інвертора) на рівні поточного $U_{\text{мп}}$ для максимізації $P = I \cdot U$.

Математично умова MPP виражається умовою рівності нулю похідної потужності по напрузі:

$$dP/dU = d(I \cdot U)/dU = I + U \cdot dI/dU = 0, \quad (3.1)$$

звідки умова MPP: $U \cdot dI/dU = -I$, або $dI/dU = -I/U$. Це є основою алгоритму Incremental Conductance (INC).

3.1.2. Порівняльний аналіз MPPT-алгоритмів за ключовими критеріями

Вибір алгоритму MPPT для контролера заряду або інвертора є компромісом між точністю відстеження, швидкодією, стійкістю до шумів та вимогами до обчислювального ресурсу. Комплексний порівняльний аналіз основних алгоритмів наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 — Порівняльний аналіз MPPT-алгоритмів за ключовими технічними критеріями

Характеристика	P&O (Perturb & Observe)	INC (Incremental Conductance)	CV (Constant Voltage)	RCC (Ripple Correlation)	Коментар / застосування
Принцип роботи	Збурення напруги → порівняння потужності	Порівняння dP/dV з нульовим значенням	Утримання $V = k \cdot V_{\text{хх}}$ ($k \approx 0,76$)	Кореляція пульсацій струму і потужності	—
Похибка відстеження MPP, %	0,5–3% (осциляції)	0,1–1% (точніший)	3–10% (груба оцінка)	0,05–0,5% (найточніший)	INC та RCC — найточніші для промислових ФЕС
Час відстеження при рапто-	50–500 мс	30–200 мс	Миттєво (але неточно)	10–50 мс	RCC — найшвидший; INC — компроміс

вій зміні інсоляції					
Поведінка при частковому затіненні (MPR багатопишковий)	Застрягає в локальному MPR	Застрягає в локальному MPR	Неприйнятна	Часто застрягає	Для часткового затінення потрібні вдосконалені алгоритми
Складність реалізації (ресурс MCU)	Низька (простий цикл)	Середня (ділення)	Дуже низька	Висока (DSP/FPGA)	P&O та CV — навіть для 8-біт MCU; INC — 16-біт; RCC — 32-біт DSP
Крок збування (trade-off точність/швидкість)	Фіксований або адаптивний	Фіксований або адаптивний	Не застосовно	Визначається схемою	Адаптивний крок вирішує компроміс для P&O та INC
Ефективність при стабільних умовах	98,0–99,5%	99,0–99,8%	92–96%	99,5–99,9%	Промислові інвертори: INC або P&O з адаптивним кроком
Ефективність при мінливій хмарності	95–97% (за рахунок затримок)	97–99%	80–90%	98–99,5%	Мінлива хмарність — критичний сценарій для швидкодії
Застосування у промислових інверторах ФЕС	P&O (базовий або з модифікаціями)	INC (основний в Huawei, SMA)	Стартовий алгоритм	Ніші DSP-рішення	Сучасні промислові інвертори: INC + адаптивний крок + вирахування часткового затінення

Для контролерів заряду малої потужності (до 5 кВт) у автономних та гібридних системах — Р&О з адаптивним кроком є оптимальним: простота реалізації на дешевому MCU, задовільна ефективність 97–98,5%, легкість налагодження та обслуговування. Для промислових мережевих інверторів потужністю 10–1 000 кВт — INC із функцією Global MPPT є промисловим стандартом: висока точність (99,0–99,8%), швидка реакція при хмарності, додання проблеми локального MPP при затіненні.

3.1.3. Типи контролерів заряду та застосування MPPT

Контролери заряду є спеціалізованими силовими перетворювачами, призначеними для оптимального заряджання акумуляторних батарей від ФЕМ. Вони застосовуються в автономних та гібридних ФЕС. У мережевих ФЕС (до яких відноситься проєктована ФЕУ підприємства) функцію MPPT повністю виконують вбудовані в інвертор алгоритми, тому окремі контролери заряду не використовуються. Однак для автономного живлення критичних споживачів (ДБЖ, резервні системи) у гібридних конфігураціях розуміння типів контролерів заряду є важливим для вибору відповідного обладнання. Порівняльна характеристика наведена в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 — Порівняльна характеристика типів контролерів заряду та їх MPPT-функціональності

Характеристика	PWM-контролер	MPPT-контролер (базовий)	MPPT-контролер (промислові ФЕС)	Вбудований MPPT інвертора	Застосування
Алгоритм MPPT	Відсутній (PWM-регул.)	P&O або CV	INC + GMPPT (адаптивний)	INC + адаптивний крок + GMPPT	—
Ефективність перетворення	75–85%	90–95%	95–98%	98,2–98,9%	Вбудований в інвертор → найвища ефектив-

					ність системи
Потужність, кВт	0,1–5	0,5–15	5–60	100–1000+	Для ФЕС > 30 кВт: вбудований в інвертор MPPT
Напруга ФЕМ/батарей	$V_{\text{бат}} \approx V_{\text{ФЕМ}}$	$V_{\text{ФЕМ}} > V_{\text{бат}}$ (підвищуючий)	200–1500 В DC	200–1500 В DC	Мережеві інвертори без батарей: MPPT + сітка
Час відгуку на зміну G	—	100–500 мс	10–50 мс	10–30 мс	Промислові: швидкий відгук при хмарності
Пошук глобального MPP	—	Рідко	Так (GMPPT)	Так (RealMPPT/Smart MPPT)	Глобальний пошук кожні 5–30 хв або при раптовій зміні G
Алгоритм для контролера заряду батарей	Обов'язково P&O/INC	P&O або CV	INC або VS-P&O	Не застосовно	Автономні та гібридні ФЕС: потрібен окремий MPPT-контролер заряду

MPPT-контролер заряду використовує внутрішній DC/DC-перетворювач (зазвичай підвищувальний або знижувально-підвищувальний типу SEPIC або Cuk) для узгодження вхідної напруги (рівень MPP ФЕМ, 30–50 В для одного модуля) та

вихідної (рівень батареї, 12–48 В або вище). Це дозволяє ФЕМ завжди працювати в МРР незалежно від поточного стану заряду батареї. Ефективність МРРТ-контролера (90–98%) суттєво вища за PWM (75–85%), що виправдовує вищу вартість при будь-яких об'ємах інсталяції понад 500–1 000 Вт.

3.1.4. Реалізація МРРТ у мережевих інверторах: аналіз на прикладі Huawei SUN2000-100KTL-M2

У мережевих інверторах промислових ФЕС потужністю 50–1 000 кВт алгоритм МРРТ реалізується в цифровому сигнальному процесорі (DSP) або FPGA із тактовою частотою 150–400 МГц, що дозволяє виконувати повний цикл МРРТ-алгоритму за 0,5–2 мс та забезпечує частоту збурення 500–2 000 Гц. Параметри МРРТ для обраного інвертора Huawei SUN2000-100KTL-M2 систематизовано в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 — Параметри та характеристики МРРТ-реалізації в інверторі Huawei SUN2000-100KTL-M2

Параметр МРРТ	Значення (Huawei SUN2000- 100KTL-M2)	Пояснення та вплив на ви- робіток ФЕС 630 кВт·п
Алгоритм МРРТ	RealMPPT (INC + GMPPT + адаптивний крок)	Фірмова реалізація Huawei: поєднує точне INC із глобальним пошуком (GMPPT) та адаптивним кроком — кращий компроміс між точністю та швидкодією
Кількість незалежних МРРТ-трекерів	12 (на одини- цю SUN2000- 100KTL-M2)	12 трекерів × 7 інверторів = 84 незалежних МРРТ для 630 кВт·п → мінімізація mismatch між секціями різної орієнтації
Діапазон напруги МРРТ, В	200–1 100 В DC	Покриває весь робочий діапазон: $V_{\text{мп}}(+75^{\circ}\text{C}) = 687 \text{ В} \gg 200 \text{ В}$; $V_{\text{xx}}(-23^{\circ}\text{C}) = 1\,065 \text{ В} < 1\,100 \text{ В} \checkmark$

Час відгуку при раптовій зміні G (хмара)	< 30 мс	Виробіток при прольоті хмари: затримка 30 мс → втрати виробітку < 0,1% від енергії хмарного переходу
Точність утримання MPP (стабільні умови)	± 0,1% від P_{max}	При 12 MPPT × 11–12 стрингів = похибка mismatch мінімізована; ефективність 99,7–99,9% від теоретичного максимуму
Частота збурення MPPT	128–1024 Гц (залежно від умов)	Висока частота при мінливих умовах → швидша реакція; низька при стабільних → менше осциляцій навколо MPP
Global MPPT (GMPPT): частота повного сканування	Кожні 10 хв або при $\Delta P/P > 5\%$	При хмарному покритті > 20% від масиву → автоматичний запуск GMPPT-сканування → знаходить ГЛОБАЛЬНИЙ MPP
Покращення виробітку від GMPPT (часткове затінення)	+ 1–4% (залежно від ступеня затінення)	При 10% затіненні масиву ФЕС 630 кВт·п: +1% = +9,3 МВт·год/рік → +38 тис. грн/рік (тариф 4,12 грн)

Ключовою особливістю фірмового алгоритму RealMPPT Huawei є поєднання трьох складових. Перша складова — точне відстеження INC із адаптивним кроком: крок збурення динамічно масштабується пропорційно $|dP/dU|$, забезпечуючи швидкий рух до MPP при далекій відстані та точне утримання при наближенні. Друга складова — Global MPPT для виявлення глобального максимуму при частковому затіненні: повне сканування P-V кривої кожні 10 хв та при виявленні перепаду потужності. Третя складова — адаптивна частота збурення: при мінливій хмарності ($|\Delta G/\Delta t| > \text{поріг}$) частота MPPT підвищується до 1 024 Гц для прискореної реакції; при стабільних умовах знижується до 128 Гц для мінімізації осциляцій.

12 незалежних MPPT-трекерів у одному блоці SUN2000-100KTL-M2 є ключовою перевагою при покрівельному розміщенні ФЕС із кількома орієнтаційними секціями. Кожен MPPT-трекер незалежно оптимізує свою групу стрингів, не дозволяючи стрингам з нижчою освітленістю (наприклад, Пд-3х секція у першій половині дня) «тягнути» вниз стринги з вищою освітленістю (Пд секція). Розрахункова перевага 12 незалежних MPPT перед 1 централізованим MPPT для даного об'єкта з трьома орієнтаційними секціями становить +1,5–3,0% виробітку — або 14–28 МВт·год/рік, тобто 58–115 тис. грн/рік при тарифі 4,12 грн/кВт·год.

3.2. Проектування системи дистанційного моніторингу на базі мікроконтролерів

Система дистанційного моніторингу є сполучною ланкою між фізичними процесами генерації та споживання електроенергії ФЕС і цифровим управлінням підприємства. Без моніторингу навіть найбільш ретельно спроектована ФЕС поступово деградує непоміченою: несправні стринги, забруднені модулі, збої інверторів та дрейф параметрів акумуляторів накопичуються роками і сукупно знижують виробіток на 5–15% без будь-якого сигналу для персоналу. Впровадження IoT-моніторингу на базі ESP32 та STM32 є економічно доступним рішенням, що перетворює пасивне спостереження на активне управління ФЕС: від простої реєстрації даних до Edge-аналітики, автоматичних алертів та прогностичного технічного обслуговування.

3.2.1. Вимоги до системи моніторингу ФЕС промислового підприємства

Система моніторингу ФЕС 630 кВт·п промислового підприємства повинна задовольняти ряду функціональних та нефункціональних вимог, що витікають з технічних та організаційних особливостей об'єкта. Функціональні вимоги:

- Збір даних у реальному часі з усіх 7 інверторів (79 стрингів), 7 вимірювальних перетворювачів ION7400, 4 ДБЖ, метеостанції та термографічної камери — загалом понад 300 вимірювальних тегів.
- Виявлення аномалій на рівні окремого стрингу ($Z\text{-score} \geq 3\sigma$ відносно медіани групи) протягом не більше 5 хвилин після виникнення несправності.

- Автоматична відправка алертів відповідальному персоналу (головний енергетик, черговий диспетчер) через SMS та Telegram-бот при виявленні відхилень.
- Розрахунок Performance Ratio (PR) у реальному часі та прогнозування денного виробітку ФЕС на основі метеоданих — точність прогнозу $\geq 90\%$ ($\text{MAPE} \leq 10\%$).
- Зберігання часових рядів вимірювань з роздільністю 1 хв протягом 5 років для аудиту та аналізу деградації.
- Дистанційний доступ до даних через веб-дашборд (ПК, смартфон) без необхідності присутності на об'єкті.
- Кібербезпека: шифрування каналів передачі, автентифікація пристроїв, захист від несанкціонованого доступу до даних та управління.

Нефункціональні вимоги: автономна робота при відключенні Інтернету (локальне кешування даних); надійність (MTBF системи $> 50\,000$ год); споживання електроенергії вузлами < 50 Вт сукупно; вартість апаратного забезпечення < 50 тис. грн (виключаючи ION7400 та FLIR, що входять до основного кошторису ФЕС); масштабованість (можливість додавання нових вузлів без переробки архітектури).

3.2.2. Вибір апаратної платформи: порівняльний аналіз ESP32, STM32 та альтернатив

Основним апаратним вузлом IoT-системи моніторингу є мікроконтролер або одноплатний комп'ютер, що виконує збір, первинну обробку та передачу даних. Ринок пропонує широкий спектр платформ від простих 8-бітних мікроконтролерів до повноцінних ARM Linux-комп'ютерів. Для системи моніторингу ФЕС найбільш релевантними кандидатами є ESP32, ESP32-S3, STM32F4 та Raspberry Pi 4. Порівняльний аналіз наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4— Порівняльний аналіз апаратних платформ для IoT-вузлів системи моніторингу ФЕС

Параметр	ESP32 (Espressif)	ESP32-S3	STM32F4 4 (STMicro)	Raspberry Pi 4	Висновок для проєкту

Архітектура / ядро	Xtensa LX6 240 МГц (2 ядра)	Xtensa LX7 240 МГц (2 ядра)	ARM Cortex-M4 168 МГц	ARM Cortex-A72 1,5 ГГц (4 ядра)	—
Wi-Fi / BT	Wi-Fi 802.11b/g/n; BT 4.2	Wi-Fi + BT 5.0 + BLE	Відсутній (зовнішній модуль)	Wi-Fi 802.11ac; BT 5.0	ESP32 — вбудований Wi-Fi без доп. модулів
Ethernet (провідний)	Через зовнішній PHY (LAN8720)	Через зовнішній PHY	Через зовнішній PHY	Вбудований GbE	Для надійного промислового зв'язку перевагу має дротовий Ethernet
Modbus RTU / RS485	Через UART + MAX485	Через UART + MAX485	Через UART + MAX485 або RS485 HAL	Через USB-RS485 або UART	Всі підтримують через стандартний UART; ESP32 — простіший фізичний рівень
RAM / Flash	520 КБ SRAM / до 16 МБ Flash	512 КБ + 8 МБ PSRAM / 16 МБ	192 КБ RAM / до 2 МБ Flash	4 ГБ LPDDR4 / MicroSD	RPi — надлишок для IoT-шлюза; STM32 — обмежена RAM
Споживання потужності	0,5–2,4 Вт (активний режим)	0,7–3 Вт	0,2–1,5 Вт	3–7 Вт	STM32 — найнижче споживання; важли-

					во при ДБЖ- живленні
ОТА- оновлення ПЗ	Так (ESP- IDF, Arduino)	Так	Через зовніш- ній зава- нтажувач	Так (Linux apt)	ESP32/S3: простий ОТА через Wi-Fi без спец. об- ладнання
RTOS підт- римка	FreeRTOS (вбудова- ний)	FreeRTOS	FreeRTO S, STM32C ube	Linux (повно- цінний)	FreeRTOS на ESP32 — достат- ньо для ІоТ-задач моніторин- гу
Вартість мо- дуля / плати	3–8 євро (WROOM)	5–12 євро	8–25 єв- ро (Nucleo)	55–80 євро	ESP32 — найкраще співвідно- шення ці- на/функції для ІоТ
Промисловий клас (–40...+85°C)	ESP32 Industrial: Так	Так	Так	Ні (–20...+70°C)	RPi — не для про- мислового темпера- турного діапазону
РЕКОМЕН- ДАЦІЯ	Оптимал- ьний	Альтер- натива	Для то- чних вимірю- вань	(надли- шок+вартість)	ESP32 об- рано як основний ІоТ-шлюз вузла мо- ніторингу

ESP32 є оптимальним вибором для більшості вузлів системи моніторингу завдяки унікальному поєднанню: вбудований Wi-Fi 802.11n та Bluetooth 4.2 усуває

необхідність у додаткових комунікаційних модулях; два ядра Xtensa LX6 240 МГц із FreeRTOS дозволяють паралельно виконувати опитування Modbus-пристроїв та передачу MQTT без взаємного блокування; широка підтримка Arduino-бібліотек та ESP-IDF скорочує час розробки прошивки; промислова версія ESP32 ($-40...+85^{\circ}\text{C}$) відповідає вимогам покрівельного розміщення. Підключення до провідного Ethernet через зовнішній PHY-чіп LAN8720A (вартість $\approx 2\text{--}3$ євро) усуває недолік відсутності вбудованого Ethernet-контролера.

3.2.3. Специфікація вузлів системи моніторингу

Повна специфікація апаратних вузлів системи моніторингу з функціями кожного компонента та застосованими протоколами наведена в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 — Специфікація апаратних вузлів системи дистанційного моніторингу ФЕС

№	Вузол вимірювання	Апаратна платформа	Параметри / інтерфейс	Функція в системі моніторингу
1	Головний IoT-шлюз ФЕС (Smart Gateway)	ESP32-WROOM-32E + LAN8720 (Ethernet)	Modbus RTU (RS485); Modbus TCP; MQTT; HTTP; Wi-Fi; Ethernet	Агрегація даних з усіх вузлів; передача на хмарний MQTT-брокер; локальна Edge-аналітика; ОТА-оновлення ПЗ вузлів
2	Вузол збору даних з інверторів (7 шт.)	SmartLogger 3000A (Huawei) + ESP32 (Modbus RTU bridge)	Modbus RTU RS485 $\times 8$ портів $\rightarrow$ OPC UA / MQTT	Опитування 7 інверторів кожні 30 с; отримання P , Q , I_{dc} , U_{dc} , T_{inv} , стан AFCI; передача до Smart Gateway
3	Стринговий IoT-вузол (8 комбайнер-боксів)	ESP32-C3 (низьке споживання) + ACS712 (датчики струму)	$8 \times I_{\text{стринг}}$ (ACS712-5A); I ² C для 10 датчиків; MQTT	Вимірювання $I_{\text{стринг}}$ кожних 5 хв; виявлення аномалій (Z-score) на рівні ESP32; алерт при $ Z > 3\sigma$

4	Метеостанція (покрівля)	ESP32 + SMP10 (GHI) + BMP280 (T, P) + ANEM-01 (вітер)	Modbus RTU ← SMP10; I ² C ← BMP280; UART ← анемометр; MQTT	GHI кожну 1 хв; Т _{повітря} , атм. тиск, швидкість вітру; розрахунок PR онлайн на вузлі
5	Вузол BOE (розподільчі щити)	STM32F4 + RS485 + точний АЦП 24-біт (ADS1256)	Modbus RTU ← ION7400 (3 шт.); MQTT	Комерційний облік P, Q, cosφ, THD; 15-хв дані для нетбілінгу; клас 0,2 вимірювань
6	Вузол стану ДБЖ (група П-1)	ESP32 + RS232/RS485 до ДБЖ (SNMP або Modbus)	SNMP або Modbus RTU ← Eaton 9PX; MQTT	SoC (%) акумуляторів; U _{АКБ} ; I _{зар} ; статус кожного ДБЖ; попередження при SoC < 20%
7	Термографічний вузол (FLIR A70)	FLIR A70 (вбудований процесор) + Ethernet	ONVIF / RTSP → PoE Ethernet → Smart Gateway	ІЧ-зображення покрівель 1 раз/добу; автоматична детекція hot spots (ΔT > 10°C); GPS-прив'язка дефектних ФЕМ

Вузол стрингового моніторингу є унікальним для даного проєкту та реалізує Edge-аналітику на рівні самого ESP32-C3 без передачі сирих даних. Алгоритм Z-score виконується безпосередньо на мікроконтролері:

$$Z_i = (I_i - \text{median}(I_j)) / \sigma(I_j), \quad j = 1 \dots N_{\text{стрингів}}, \quad (3.2)$$

де I_i — струм i -го стрингу; median та σ обчислюються по всіх стрингах одного MPPT-трекера при однаковій інсоляції. При $|Z_i| > 3$ (відхилення більш ніж на 3 стандартних відхилення) ESP32 публікує алерт у MQTT-топік fes/alerts/STRING ANOMALY з ідентифікацією стрингу та значенням Z-score. Це дозволяє виявляти несправності окремих стрингів.

3.3. Розробка алгоритму діагностики несправностей та прогнозування генерації на основі метеоданих

Інтелектуальна діагностика несправностей та прогнозування виробітку є вищим рівнем функціональності системи моніторингу ФЕС, що перетворює масив сирих вимірювань на корисну інформацію для прийняття рішень. Ці дві взаємопов'язані задачі вирішуються на різних часових горизонтах та з різними цілями. Спільне використання метеоданих у вирішенні обох задач є принциповим — саме метеоінформація (ГНІ, температура, хмарність) є «мовою», якою говорять фізичні процеси у ФЕС, і розуміння цієї мови дозволяє відрізнити «нормальну» зміну виробітку від зміни, спричиненої несправністю.

3.3.1. Класифікація несправностей ФЕС та їх діагностичні ознаки

Система автоматичної діагностики несправностей ФЕС повинна охоплювати весь спектр можливих відмов від критичних (що потребують негайного реагування) до повільних деградаційних процесів (що виявляються лише при довгостроковому аналізі). Класифікація несправностей та їх діагностичні ознаки в телеметрії наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 — Класифікація несправностей ФЕС, їх телеметричні ознаки та алгоритми детекції

Тип несправності	Джерело / обладнання	Ознаки в телеметрії	Критичність	Алгоритм детекції	Час виявлення (цільовий)
ЕЛЕКТРИЧНІ НЕСПРАВНОСТІ					
Обрив стрингу (відкрите ланцюг)	ФЕМ, МС4-конектор, кабель	$I_{\text{стринг}} \approx 0$ А при $\text{ГНІ} > 200$ Вт/м ² ; Z-score $\rightarrow \infty$	Висока	Z-score: $Z_i > 5\sigma$ або $I_i < 0,1 \times I_{\text{median}}$	< 5 хв
«Гаряча точка» (hot spot)	Дефектна клітинка ФЕМ	$I_{\text{стринг}}$ на 15–30% нижче сусідніх; $\Delta T > 10^\circ\text{C}$ за	Середня	Z-score + термографія; cross-correlation	< 24 год (термографія)

		FLIR			
Часткове затінення (незаплановане)	Нове перешкоди, ріст рослин	$I_{\text{стринг}}$ знижений у специфічні часи доби	Середня	Порівняння з еталонним профілем; аномалія за часом	< 1 год
Деградований модуль (LID/PID)	ФЕМ (потенціаліндукована деград.)	Повільний drift $I_{\text{стринг}}$ вниз протягом місяців; $\Delta P > -1\%/рік$ норми	Низька	Трендовий аналіз місячних PR; лінійна регресія	Місяці (виявлення за річним трендом)
Несправність AFCI (DC-дуга)	Пошкоджений кабель, конектор	Інвертор виводить AFCI-fault код; різке відключення стрингу	Критична	Апаратний детектор AFCI у інверторі Huawei; алерт MQTT	< 0,5 с (апаратно)
Погіршення ізоляції DC-кола	Кабель, проходка через покрівлю	ISO-Monitor $R_{\text{ізол}} < 1$ МОм; гістerezис 50 кОм	Висока	ISO-Monitor Huawei; порогова перевірка; алерт	< 1 хв (постійний контроль)

МЕХАНІЧНІ / ТЕПЛОВІ НЕСПРАВНОСТІ

Перегрів інвертора	Забита вентиляція, жара	$T_{\text{inv}} > 70^{\circ}\text{C}$ (з Modbus); зниження потужності (derating)	Висока	Порогова перевірка T_{inv} ; кореляція з $T_{\text{повітря}}$ та $P_{\text{вих}}$	< 5 хв
--------------------	-------------------------	--	--------	--	--------

Налипання бруду/снігу на ФЕМ	Сезонне (пил, сніг)	PR нижче сезонної норми; рівномірне зниження всіх стрингів	Низька	Відхилення PR від сезонної базової лінії > 5%; кореляція з осадками	< 1 доба
Порушення кріплення ФЕМ/конструкцій	Вітер, корозія	Не видно в електроданих; тільки візуально або вібраційно	Висока	Планові огляди; акселерометр (при наявності)	Планові огляди 1 р./рік

Серед усіх типів несправностей найбільш практично значущим для ФЕС 630 кВт·п є автоматичне виявлення аномалій на рівні стрингів — оскільки саме несправності на рівні окремих стрингів є найбільш частими та при цьому найважчими для виявлення без автоматизованих інструментів (людський моніторинг 79 стрингів у реальному часі практично неможливий). Для цієї задачі використовується статистичний метод Z-score, описаний у наступному підрозділі. Несправності інверторів виявляються автоматично самим обладнанням (апаратний AFCL, ISO-Monitor Huawei) та публікуються у MQTT-поточі — для них потрібна лише правильна обробка fault-кодів, а не статистичний аналіз.

3.3.2. Метеоінформація як основа для діагностики та прогнозування

Метеоінформація виконує подвійну роль у системі: як засіб нормалізації вимірювань для діагностики (виключення «нормального» впливу погоди на виробіток) та як основний предиктор для прогнозування (GHI є найпотужнішим предиктором генерації ФЕС). Опис метеопараметрів та їх ролі наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 — Метеопараметри системи моніторингу, їх точність та роль у діагностиці та прогнозуванні

Метеопараметр	Одиниця	Точність вимірювання	Вплив на прогноз генерації та спосіб урахування
GHI (горизонтальна сонячна радіація)	Вт/м ²	$\pm 2\%$ (Kipp+Zonen SMP10 клас A)	Первинний предиктор: $P_{\text{ФЕС}} \approx$ пропорційна GHI; пряма/дифузна складові по-різному впливають на різно-орієнтовані секції
Температура повітря $T_{\text{пов}}$	°C	$\pm 0,3^{\circ}\text{C}$ (PT100)	Визначає $T_{\text{модуля}}$: $T_{\text{мод}} = T_{\text{пов}} + (\text{НОСТ}-20) \times G/800$; вплив на $\beta_p = -0,35\%/^{\circ}\text{C} \rightarrow$ корекція P за температурою
Хмарність (cloud cover) або DNI/DHI	% або Вт/м ²	$\pm 5-10\%$ (прогноз NWP)	Висока хмарність $\rightarrow$ знижена DNI, підвищена DHI; DHI важлива для Bifacial та похмурих днів; прогноз $\text{GHI} = f(\text{DNI}, \text{DHI})$
Відносна вологість RH	% RH	$\pm 2\%$ (SHT31)	Висока RH $\rightarrow$ туман, конденсація на ФЕМ $\rightarrow$ зниження GHI та підвищення забруднення; враховується у ML-моделі як ознака
Швидкість та напрям вітру	м/с; °	$\pm 0,3$ м/с (ультразвуковий)	Сильний вітер знижує $T_{\text{мод}}$ (охолодження) $\rightarrow$ підвищує ккд; ознака для ML-моделі; важлива для безпеки конструкцій
Тиск атмосфери	гПа	± 1 гПа (BMP280)	Незначний прямий вплив; корисно для вирахування air mass (AM) при аналізі прозорості атмосфери; підвищення точності при довгострокових прогнозах
Прогноз NWP	Кілька ме-	MAPE $\approx 15\%$ для	Зовнішній прогноз погоди

(MeteoAPI: OpenMeteo, ECMWF)	теопарам.	GHI на 24 год	через REST API; оновлення кожні 1–3 год; є основою для прогнозу на > 6 год вперед
------------------------------------	-----------	---------------	---

Особливої уваги заслуговує алгоритм розмежування між «метеорологічним» та «технічним» зниженням виробітку. Базовий підхід — розрахунок очікуваного виробітку за метеомоделлю та порівняння з фактичним:

$$\Delta PR_{\text{відхил}} = PR_{\text{факт}}(t) - PR_{\text{прогноз}}(t), \quad (3.4)$$

де $PR_{\text{прогноз}}(t) = P_{\text{фіз}}(\text{GHI}, T, PR_{\text{hist}}) / (P_{\text{н}} \cdot \text{GHI}/1000)$ — очікуваний PR за фізичною моделлю при поточних метеоумовах; $PR_{\text{факт}}(t) = P_{\text{асфакт}} / (P_{\text{н}} \cdot \text{GHI}/1000)$ — фактичний PR. Якщо $\Delta PR_{\text{відхил}} < -5\% \rightarrow$ потенційна технічна несправність (заслуговує на розслідування незалежно від рівня інсоляції). Якщо $\Delta PR_{\text{відхил}} \geq -5\% \rightarrow$ зниження виробітку відповідає очікуваному при поточних метеоумовах (норма). Ця логіка дозволяє відправляти технічний алерт навіть у похмурий день, якщо фактичний PR нижче очікуваного для таких умов.

3.3.4. Прогнозування генерації: вибір методу та реалізація

Прогнозування генерації ФЕС є задачею з горизонтами від 15 хвилин до 72 годин, кожен з яких має різне практичне застосування та оптимальний метод вирішення. Порівняльний аналіз методів прогнозування наведено в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 — Порівняльний аналіз методів прогнозування генерації ФЕС

Метод прогнозування	МАРЕ (відн. помилка), %	Горизонт прогнозу	Вхідні дані	Ресурс (MCU/сервер)	Застосування у проєкті
Фізична модель (STC + корекції)	8–15%	1–24 год	GHI(t), T _{пов} (t), PR	ESP32 (Edge)	Базова лінія для порівняння та перевірки PR; не потребує навчання
Лінійна регресія GHI→P	10–18%	1–6 год	GHI(t), T _{пов} (t)	ESP32 (Edge)	Проста реалізація; придатна при стабі-

					льній хмарно- сті
Gradient Boosting (XGBoost)	6–9%	1–48 год	GHI, T, RH, час доби, день року, GHI-1год	Хмарний сервер	Відмінна точність для добового прогнозу; потрібне навчання
LSTM (Long Short-Term Memory)	5–8%	1–72 год	Часові ряди GHI, T, P_{hist}	GPU або хмара	Найточніший для мінливої хмарності; складне навчання
NWP (чисельне прогнозування погоди) + фіз. модель	7–12%	1–72 год	API метеослужби (ECMWF, MeteoAPI)	Хмарний сервер (API)	Стандарт для 24–72 год прогнозів; залежить від якості метеосервісу
Гібридна: фіз. модель + ML корекція (ОБРАНО)	6–10%	1–72 год	GHI(t), T, P_{hist} + NWP	Edge+Cloud	Поєднує фізичну інтерпретовану основу з ML-корекцією залишків; стабільний

Для системи моніторингу ФЕС 630 кВт·п обрано гібридний метод: фізична модель + ML-корекція. Цей підхід поєднує переваги: фізична модель є інтерпретованою (можна пояснити, чому прогноз такий), стабільна та не потребує великих обсягів навчальних даних; ML-компонент (лінійна регресія або Gradient Boosting) навчається на залишках (residuals) між фізичною моделлю та фактичним виробітком та коригує систематичні похибки, обумовлені локальними особливостями об'єкта (специфічне затінення, мікроклімат, особливості покрівлі). Такий підхід досягає MAPE 6–10% без складної інфраструктури машинного навчання.

Фізична модель прогнозування виробітку ФЕС базується на послідовності перетворень:

$$P_{\text{фіз}}(t) = P_{\text{н}} \cdot (GHI_{\text{прогн}}(t) / 1000) \cdot \eta_{\text{тем}}(T_{\text{мод}}(t)) \cdot PR_{\text{базовий}} \cdot k_{\text{сезон}}, \quad (3.4)$$

де $GHI_{\text{прогн}}(t)$ — прогнозована інсоляція (з NWP API або за аналізом хмарності з метеостанції); $\eta_{\text{тем}}(T_{\text{мод}}) = 1 + \beta_{\text{р}} \cdot (T_{\text{мод}} - 25) / 100$ — температурна корекція потужності; $PR_{\text{базовий}} = 0,80$ (прийнятий при відсутності відомих несправностей); $k_{\text{сезон}}$ — сезонний коефіцієнт, що враховує специфіку поточного сезону (пилове забруднення влітку, зниження PR у лютому через сніг). Прогнозована $T_{\text{мод}}$ розраховується з прогнозованих $T_{\text{пов}}$ та GHI за формулою NOCT.

3.3.5. Показники ефективності системи діагностики та прогнозування

Цільові показники ефективності системи діагностики та прогнозування, що є критеріями успішності впровадження, наведено в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 — Цільові показники системи діагностики несправностей та прогнозування генерації ФЕС

Показник / КРІ системи	Цільове значення	Одиниця	Методика вимірювання та пояснення
МАРЕ прогнозу виробітку (1-год горизонт)	$\leq 8\%$	%	Mean Absolute Percentage Error; порівняння прогнозу з фактичним виробітком на наступну годину; розраховується щогодини
МАРЕ прогнозу виробітку (добовий)	$\leq 12\%$	%	24-год прогноз; оновлення вранці; точність добового прогнозу критична для Demand Response
Час виявлення аномалії стрингу (MTTD)	$\leq 5 \text{ хв}$	хвилини	Mean Time to Detect; від виникнення несправності до відправки алерту системою
Рівень хибних тривог (False Alarm Rate)	$\leq 0,5/\text{рік}$	алертів/рік	Кількість помилкових алертів (при $ Z > 3\sigma$); забезпечується правильним вибором порогу та підтвердженням
Доступність системи моніторингу	$\geq 99,5\%$	%	Відсоток часу, коли система доступна; забезпечується watchdog ESP32 та резервним кешуванням

(uptime)			
Максимальний час втрати даних (при обриві інт.)	≤ 72 год	год	Локальне кешування ESP32 NVS + локальний MQTT-брокер; дані відновлюються при відновленні з'єднання
Затримка відображення на дашборді	≤ 30 с	секунди	Від фізичного вимірювання до відображення в Grafana: MCU→MQTT→InfluxDB→Grafana

Досягнення цільових показників таблиці забезпечується комбінацією апаратних та алгоритмічних рішень: $MAPE \leq 8\%$ для 1-год прогнозу реалістично досягається гібридною моделлю при якісних вхідних метеоданих (клас А піранометр Kipp+Zonen SMP10); $MTTD \leq 5$ хв забезпечується циклом виявлення Z-score 5 хв із підтвердженням 3 відліків (15 хв для CRITICAL рівня, 5 хв для WARNING-рівня при спрощеному порозі); $False\ Alarm\ Rate \leq 0,5/рік$ досягається при правильному порозі $|Z| > 3$ з підтвердженням; $Uptime \geq 99,5\%$ забезпечується watchdog-таймером та кешуванням.

4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ЕКОЛОГІЧНІСТЬ

4.1. Розрахунок енергетичної ефективності після модернізації системи електропостачання

Оцінка енергетичної ефективності є першим кроком комплексного економічного аналізу проєкту модернізації. Вона охоплює: розрахунок річного виробітку ФЕУ та балансу електроенергії підприємства; аналіз коефіцієнта самоспоживання та покриття споживання; добовий та місячний профіль генерації і споживання; розрахунок системного коефіцієнта ефективності PR; зміну показників якості електропостачання (надійність, якість напруги, реактивна потужність) та показники ефективності використання енергії відповідно до вимог ISO 50001 та EnPI-методології.

4.1.1. Методологія розрахунку енергетичної ефективності

Розрахунок виробітку ФЕУ виконується за стандартизованою методологією, що базується на вхідних даних трьох категорій: ресурсні дані (сонячна інсоляція GHI за PVGIS для конкретного місцезнаходження об'єкта); технічні параметри обладнання (встановлена потужність $P_n = 630$ кВт·п, питомий виробіток $SEY = 1\,470$ кВт·год/(кВт·п·рік) за PVGIS, системний $PR = 0,80$); дані споживання (фактичний погодинний профіль навантаження підприємства за результатами аудиту, підрозд. 1.3).

Річний виробіток ФЕУ:

$$W_{\text{ФЕУ}} = P_n \cdot SEY \cdot PR = 630 \cdot 1\,470 \cdot 0,80 = 740\,160 \text{ кВт} \cdot \text{год} \approx 740 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \quad (4.1)$$

— або, що є більш поширеним у розрахунках PVGIS для даної локації та кута нахилу 30° :

$$W_{\text{ФЕУ}} = P_n \cdot SEY_{\text{ефект}} = 630 \cdot 1\,470 = 926\,100 \text{ кВт} \cdot \text{год} \approx 927 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \quad (4.2)$$

де $SEY_{\text{ефект}} = 1\,470$ кВт·год/(кВт·п·рік) вже враховує $PR = 0,80$ (це питомий виробіток при реальних умовах, а не теоретичний максимум).

$SEY = H_{\text{рік}} \cdot PR = 1\,838 \cdot 0,80 = 1\,470$ кВт·год/кВт·п при часі сонячного опромінення $H_{\text{рік}} = 1\,838$ год/рік для Одеської обл.

Звідси $W_{\text{ФЕУ}} = 630 \cdot 1\,470 = 927 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}$.

Коефіцієнт самоспоживання (k_{cc}) та обсяг відпуску до мережі визначаються аналізом добових профілів навантаження підприємства та генерації ФЕУ:

$$k_{cc} = W_{\text{самосп}} / W_{\text{ФЕУ}} = 862 / 927 = 0,930 \text{ (93,0\%)}, \quad (4.3)$$

$$W_{\text{нетбілінг}} = W_{\text{ФЕУ}} - W_{\text{самосп}} = 927 - 862 = 65 \text{ МВт}\cdot\text{год/рік}. \quad (4.4)$$

Покриття споживання підприємства власною генерацією:

$$k_{\text{покp}} = W_{\text{самосп}} / W_{\text{спожив}} = 862 / 4\,320 = 0,200 \text{ (20,0\%)}. \quad (4.5)$$

4.1.2. Енергетичний баланс підприємства після модернізації

Впровадження ФЕУ змінює енергетичний баланс підприємства, не впливаючи на технологічне споживання. Загальне споживання 4 320 МВт·год/рік залишається незмінним, але структура його покриття суттєво змінюється: 862 МВт·год (20,0%) покривається власною генерацією ФЕУ, решта 3 458 МВт·год (80,0%) — покупною е/е. Крім того, 65 МВт·год надлишкової генерації відпускається до мережі за нетбілінгом. Зведена порівняльна таблиця енергетичного балансу наведена нижче.

Таблиця 4.1 – Енергетичний баланс підприємства до та після модернізації (перший рік роботи ФЕУ)

Показник енергетичного балансу	До модернізації (2024 р.)	Після модернізації (рік 1)	Зміна та коментар
Загальне споживання підприємства, МВт·год/рік	4 320	4 320	0 (споживання не змінилось)
Споживання від зовнішньої мережі, МВт·год/рік	4 320	3 523	–797 (–18,5%); враховано нетбілінг
Власна генерація ФЕУ, МВт·год/рік	0	927	Новий рядок: ФЕУ 630 кВт·п, SEY=1470 кВт·год/кВт·п·рік
Самоспоживання власної генерації, МВт·год/рік	0	862	$k_{cc}=93\%$; денне споживання > денна генерація у робочі

			дні
Відпуск у мережу (нетбілінг), МВт·год/рік	0	65	7% виробітку; у вихідні та свята при мінімальному навантаженні
Покриття споживання власною генерацією, %	0	20,0	Частка від 4 320 МВт·год/рік
Коефіцієнт самоспоживання $k_{\text{сс}}$, %	—	93,0	$W_{\text{самосп}}/W_{\text{ФЕУ}} = 862/927$
Частка покупної пікової е/е (08:00–20:00), %	100	80,0	ФЕУ генерує лише вдень → повністю заміщує пікову зону
Питома електроємність продукції, кВт·год/т	47,5	38,1	–19,8%; $W_{\text{покупна}}/V_{\text{прод}}$, де $V_{\text{прод}} \approx 91$ тис. т/рік
Частка е/е у виробничій собівартості, %	9,8	7,7	–2,1 в.п.; при обороті 25 млн грн і $E_{\text{вит}}=2\,079$ тис. грн

Ключовою зміною, що має найбільший вплив на витрати на електроенергію, є зниження споживання покупної е/е в піковій тарифній зоні (08:00–20:00). Оскільки ФЕУ генерує виключно в денний час, вся самоспожита е/е заміщає найдорожчу пікову е/е за тарифом 5,45 грн/кВт·год (у 2024 р.).

Розрахунок фактичного обсягу заміщення в піковій зоні:

$$W_{\text{пiкзамiщ}} = W_{\text{самосп}} \cdot k_{\text{пiк}}, \quad (4.6)$$

де $k_{\text{пiк}} = 89\%$ (частка пікових годин у загальному виробітку ФЕУ у робочі дні). Таким чином: $W_{\text{пiкзамiщ}} = 862 \cdot 0,89 = 767$ МВт·год/рік замінюють пікову е/е за 5,45 грн/кВт·год; ще 95 МВт·год (11%) заміщують напівпікову за 3,27 грн/кВт·год.

4.1.3. Розрахунок системного коефіцієнта ефективності PR

Performance Ratio (PR) є комплексним показником ефективності ФЕС, що відображає сукупний вплив усіх реальних втрат системи відносно теоретичного максимуму. PR розраховується як відношення фактичного питомого виробітку до

максимально можливого (при ідеальних умовах STC протягом усіх годин сонячного опромінення):

$$PR = W_{\text{факт}} / (P_n \cdot N_{\text{рік}} / 1000) = 927\,000 / (630 \cdot 1\,838) = 927\,000 / 1\,157\,940 = 0,800 \quad (4.7)$$

де $N_{\text{рік}} = 1\,838$ год/рік — річна кількість годин при еквівалентній STC-інсоляції ($1\,000 \text{ Вт/м}^2$). Деталізований аналіз складових PR та відповідних технічних заходів мінімізації наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Деталізований розрахунок системного коефіцієнта ефективності PR ФЕУ 630 кВт·п

Складова PR / чинник втрат	Значення втрат, %	PR після врахування	Захід мінімізації у проєкті
Теоретичний максимум (ідеальна ФЕС)	0	1,000	—
Температурні втрати (нагрів ФЕМ $>25^\circ\text{C}$)	–8,0	0,920	TOPCon $\beta = -0,35\%/^\circ\text{C}$; вентзазор 12 см знижує T на 8°C
Втрати від затінення (парапети, вентустановки)	–3,0	0,892	Відступ 2,0 м від парапету; 12 незалежних МРРТ
Втрати від невідповідності стрингів (mismatch)	–1,0	0,883	12 незалежних МРРТ/блок; однорідне розміщення
Омічні втрати в DC-кабелях	–1,5	0,870	PV1-F 6 мм^2 ($\Delta U < 0,5\%$); PV1-F 70 мм^2 (головний)
Втрати в інверторах (DC→AC)	–1,6	0,856	Euroeff 98,4% (Huawei SUN2000); SiC-технологія
Втрати в AC-кабелях та трансформаторах	–0,8	0,849	ВВГнг-LS 95 мм^2 та $2 \times 300 \text{ мм}^2$; $\Delta U_{\text{AC}} \leq 1,2\%$
Втрати від забруднення ФЕМ (пил, слід)	–2,0	0,832	Промивка 2 р./рік; нахил 30° (самоочищення)

Деградація ФЕМ (1-й рік $\leq 1\%$)	-1,0	0,823	TOPCon LID < 0,1%; перший рік $\leq 1,0\%$
Простої (планові ТО, разові виходи з ладу)	-0,5	0,820	MTBF інверт. > 300 000 год; 7 незалежних блоків
Інші втрати (кут падіння, запиленість атм.)	-2,0	0,800	Оптимальний азимут/нахил; ARC-покриття ФЕМ
ПРИЙНЯТИЙ PR = 0,80	Сума: -21,4	0,800	Консервативна оцінка; реальний PR зазвичай 0,78–0,84

Прийнятий PR = 0,80 є консервативною оцінкою для покрівельної промислової ФЕС у кліматі Одеської обл. при дотриманні регламентного технічного обслуговування. Для порівняння: за даними PVGIS (модель PVGIS-ERA5), середньорічний PR для фіксованих ФЕС у Одеській обл. становить 0,79–0,83. Значення 0,80 відповідає нижній межі очікуваного діапазону, що є коректним підходом при консервативному фінансовому аналізі (заниженні виробітку краще, ніж завищення для розрахунку NPV).

4.1.4. Зміна показників якості електропостачання та реактивної потужності

Окрім прямого ефекту самоспоживання, модернізація забезпечує суттєве покращення якісних показників системи електропостачання підприємства. Реактивна потужність є одним із ключових параметрів, що впливає на ефективність передачі та трансформації електроенергії. До впровадження ФЕУ tgφ підприємства становив 0,538 при нормативному 0,500 — що призводило до штрафної надбавки 38,1 тис. грн/рік.

Завдяки функції Q-компенсації інверторів ФЕУ (режими cosφ(P), Q(U) та нічний STATCOM) tgφ знижується до 0,448 (рік 1), що відповідає cosφ = 0,912. Зниження повного струму при підвищенні cosφ від 0,882 до 0,912:

$$\Delta I\% = (1 - \cos\varphi_1/\cos\varphi_2) \cdot 100\% = (1 - 0,882/0,912) \times 100\% = 3,3\% \quad (4.8)$$

Зниження повного струму на 3,3% означає зниження втрат у кабелях та трансформаторах пропорційно квадрату струму:

$$\Delta W_{\text{вт}} = W_{\text{вт}0} \cdot (1 - (1 - 0,033)^2) = 18,4 \cdot (1 - 0,936) = 18,4 \cdot 0,064 \approx 1,2$$

МВт·год/рік. (4.9)

Економія від зниження втрат: $1\,200 \text{ кВт} \cdot \text{год} \times 4,12 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год} \approx 4,9 \text{ тис. грн/рік}$. Підвищення пропускної здатності трансформаторів (при тій самій активній потужності повний струм і, відповідно, теплове навантаження обмоток знижуються): резерв 3,3% для збільшення активного завантаження без перегріву обмоток, що може бути використано при розширенні виробничих потужностей.

4.1.5. Зведені показники енергетичної ефективності після модернізації

На основі виконаних розрахунків сформовано зведену таблицю ключових показників енергетичної ефективності підприємства до та після модернізації. Вона є основою для звітності за ISO 50001, ESG-декларацій та розрахунку CBAM-відповідності при постачанні продукції до ЄС.

Таблиця 4.3 – Зведені показники енергетичної ефективності підприємства після модернізації

Показник енергоефективності	До модернізації	Після модернізації	Зміна (абсолютна та відносна)
Частка власної генерації у споживанні е/е, %	0,0	20,0	+20,0 в.п.
Частка ВДЕ у структурі е/е підприємства, %	0,0	20,0	+20,0 в.п. — стратегічна мета
Питоме споживання е/е на т продукції, кВт·год/т	47,5	38,1	−9,4 кВт·год/т (−19,8%)
SAIDI для критичних споживачів П-1, хв/рік	848	0	−848 хв/рік (−100%); ДБЖ 56,8 кВт·год
SAIDI для П-2 (виробництво), хв/рік	848	< 85	−90% завдяки острівному режиму ФЕУ
tg φ (коефіцієнт реактивної потужності)	0,538	0,448	−16,7%; Q-компенсація від інверторів STATCOM
cos φ підприємства	0,882	0,912	+3,4% (підвищення ефективності передачі е/е)

Втрати в кабелях та трансформаторах, МВт·год/рік	18,4	16,3	–2,1 (–11,4%) від підвищення $\cos \varphi$
THD_U напруги на шинах ГРЩ, %	4,8	$\leq 5,5$	Незначне зростання (норма $\leq 8\%$) при підключенні ФЕУ
Коефіцієнт використання потужності трансформаторів, %	72	78	+6 в.п. від зниження реактивного струму
Загальне скорочення CO ₂ , т/рік	0	832	–21,4% від базового рівня Score 2 з 887 т/рік
LCOE власної генерації, грн/кВт·год	—	0,46	У 8,9× дешевше пікового тарифу 4,58 грн/кВт·год (2025)

Показник питомої електроємності продукції знизився з 47,5 до 38,1 кВт·год/т (–19,8%). Це є суттєвим покращенням за критерієм ISO 50001, де «суттєве покращення» визначається як $\geq 5\%$ відносного зниження базового рівня EnPI (Energy Performance Indicator). Отже, підприємство виконує критерій «суттєвого покращення» з 4-кратним запасом ($19,8\% \gg 5\%$) — що є потужним аргументом при сертифікації ISO 50001 та при ESG-звітності.

Показник SAIDI для критичних споживачів П-1 знизився з 848 до 0 хвилин на рік завдяки ДБЖ 56,8 кВт·год — це означає нульовий час перерв у живленні керуючої електроніки, серверної кімнати та аварійного освітлення. Для виробничих споживачів П-2 (400 кВт) SAIDI знизиться приблизно до 85 хвилин на рік (з 848 хвилин) завдяки реалізації острівного режиму ФЕУ при відключенні зовнішньої мережі. Скорочення збитків від перерв у виробництві оцінюється в 168–240 тис. грн/рік.

4.2. Розрахунок терміну окупності (ROI) та капітальних вкладень у проєкт модернізації

Інвестиційний аналіз проєкту включає детальний розрахунок капітальних вкладень (CAPEX) та розрахунок показників повернення інвестицій (ROI, SPP, DPP, NPV, IRR, PI). Достовірність фінансового аналізу визначається точністю кошторису та реалістичністю прогнозу грошових потоків на основі обґрунтованих операційних витрат (OPEX) та прогнозу економії від впровадження ФЕУ.

4.2.1. Детальний кошторис капітальних вкладень (CAPEX)

Капітальні вкладення охоплюють всі витрати до введення ФЕУ в промисло-ву експлуатацію: обладнання, будівельно-монтажні роботи, проєктування та пус-коналагодження. Кошторис розроблено на основі ринкових цін 2024 р.

Таблиця 4.4 — Зведений кошторис капітальних вкладень у проєкт ФЕУ 630 кВт·п

№	Стаття капітальних вкладень	Частка, %	Сума, тис. грн	Основа для розрахунку
1	Фотоелектричні модулі (1 501 шт. × 420 Вт, TOPCon)	44,0	6 556	0,227 €/Вт × 420 Вт × 1 501 шт. × 41 грн/€; + доставка, митниця, страхування
2	Мережеві інвертори (6×100 кВт + 1×70 кВт, Huawei SUN2000) + SmartLogger	20,5	3 054	6 830 €/шт. × 6 + 5 120 €/шт. × 1 + SmartLogger; включаючи доставку і ПНР
3	Несучі рамні конструкції Al, кріплення, гідро-ізоляція покрівлі	9,5	1 416	Монтажні системи Al 40×40 мм; анкери Hilti; EPDM-прокладки; огорожі
4	Кабельна продукція DC PV1-F + AC ВВГнг-LS + PE + лотки	6,2	924	12 600 м DC 6 мм² + 600 м DC 70 мм² + AC 95/70/2×300 мм²; кабельні лотки
5	Щит ФЕУ: АВ Еmax2, іС60N×7, роз'єднувач, лічильник, SPD 4 рівні, anti-islanding, ПДВ×7, шафи×3	5,8	864	Повний захист AC та DC; AFCI; ISO-Monitor; TN-S+IT DC

6	Будівельно-монтажні роботи (монтаж ФЕМ, кабелів, ЩФ, LPS, підйомник)	7,5	1 118	640 грн/люд.-год × норми ДБН; оренда підйомника 10 змін × 6 200 грн
7	Пусконаладжувальні роботи та введення в експлуатацію	2,0	298	Налаштування інверторів, EMS, АСКОЕ, захистів; ТУ від ОСР; нетбілінговий договір
8	Проектні роботи (РП + ПД + погодження ДА-БІ)	2,5	373	ГАП, ВАП, конструктивна частина; за тарифами ДБН Д.1.1-7
9	Smart Metering: IoT-вузли ESP32/STM32, FLIR A70, метеостанція SMP10, Edge-сервер	2,0	298	7 ESP32, STM32F4, FLIR A70, Kipp+Zonen SMP10, VPS (InfluxDB+Grafana)
10	Резерв на непередбачені витрати (5% від суми 1–9)	2,5	373	Ризики: девальвація UAH/EUR, ринкові коливання цін на ФЕМ
—	РАЗОМ кошторис (верхня межа бюджету)	100,0	15 274	Включаючи резерв 373 тис. грн
—	ПРИЙНЯТО для фінансово-економічних розрахунків (ІС)	—	14 900	Нижня межа ринку 2024 р. = 577 €/кВт·п (40-й перцентиль)

Загальна питома вартість $IC / P_n = 14\,900 / 630 = 23,65$ тис. грн/кВт·п = 577 €/кВт·п, що відповідає нижній межі ринкового діапазону 550–700 €/кВт·п «під ключ» для промислових ФЕС в Україні у 2024 р. (40-й перцентиль за даними НКРЕКП). Домінуюча стаття — ФЕМ (44,0%) — формує найбільший ціновий ризик: +10% ціни ФЕМ → +4,4% загального ІС. Стратегія мінімізації — фіксація ціни ФЕМ у ЕРС-контракті.

4.2.2. Операційні витрати (ОРЕХ)

Річні витрати на технічне обслуговування ФЕУ є стабільними та невеликими. Відсутність рухомих частин та паливного ланцюга є принциповою перевагою ФЕС над традиційними генераторами.

Таблиця 4.5 — Деталізований кошторис ОРЕХ ФЕУ 630 кВт·п

№	Стаття операційних витрат	Частота	Сума, тис. грн/рік	Обґрунтування
1	Щомісячний технічний огляд ФЕМ та конструкцій	12 р./рік	9,2	$12 \times 2 \text{ год} \times 640 \text{ грн/год} + \text{транспорт} \approx 9,2 \text{ тис. грн}$
2	Промивка ФЕМ водою з очищуючим засобом	2 р./рік	6,0	$2 \times 3 \text{ год} \times 2 \text{ особи} \times 640 \text{ грн} + \text{матеріали} \approx 6,0 \text{ тис.}$
3	Щорічна термографічна інспекція (FLIR A70)	1 р./рік	5,0	Аналіз ІЧ-зображень + ручний огляд + звіт $\approx 5,0 \text{ тис.}$
4	Щорічне ТО інверторів (продувка, чистка фільтрів, перевірка уставок)	1 р./рік	12,0	$7 \text{ інверторів} \times 1,5 \text{ год} \times 640 \text{ грн} + \text{матеріали} \approx 12,0 \text{ тис.}$
5	ТО SPD, АВ, ПДВ, роз'єднувачів ЩФ (перевірка, заміна спрацьованих)	1 р./рік	5,0	$2 \text{ особи} \times 3 \text{ год} \times 640 \text{ грн} + \text{SPD заміна} \approx 5,0 \text{ тис.}$
6	ОТА-оновлення ПЗ ESP32, SmartLogger, EMS	2 р./рік	4,0	$2 \text{ год фахівця} \times 2 \times 1\,000 \text{ грн/год} = 4,0 \text{ тис.}$
7	Вимірювання R _з , R _{ізол} DC, цілісність LPS	1 р./рік	5,8	Акредитована лабораторія: $3 \text{ протоколи} \times 1\,934 \text{ грн} = 5,8 \text{ тис.}$
8	Резерв на непередбачені ремонти (конектори, кабелі, ФЕМ)	За потреби	3,0	$0,02\% \text{ від IC} = 14\,900 \times 0,0002 = 2,98 \text{ тис.}$
—	РАЗОМ ОРЕХ	—	45,0	0,30% від IC/рік — стандартний рівень для промислових ФЕУ

4.2.3. Формування грошових потоків

Чистий річний грошовий потік CF_t :

$$CF_t = E_{ss}(t) + E_{nb}(t) + E_Q + E_{los} - OPEX, \quad (4.10)$$

де $E_{ss}(t) = W_{ss} \cdot T_{eff}(t)$ — економія від самоспоживання (T_{eff} зростає +8%/рік від 5,20 грн/кВт·год); $E_{nb}(t) = W_{nb} \cdot T_{nb}(t)$ — дохід нетбілінгу (+4%/рік від 1,85 грн/кВт·год); $E_Q = 38,1$ тис. грн/рік — усунення Q-надбавки; $E_{los} = 6,2$ тис. грн/рік — зниження втрат у кабелях; $OPEX = 45,0$ тис. грн/рік. Виробіток зменшується -0,5%/рік (деградація ФЕМ).

CF рік 1 = $862 \cdot 5,20 + 65 \cdot 1,85 + 38,1 + 6,2 - 45,0 = 4\,482 + 120 + 38 + 6 - 45 = 4602$ тис. грн/рік ≈ 613 тис. грн ✓

4.2.4. Таблиця грошових потоків та терміни окупності

Розрахунок CF , DCF та акумульованих значень для визначення SPP та DPP наведено в таблиці. Ставка дисконтування $r = 12\%$ відповідає $WACC$ підприємства з премією за ризик ВДЕ-проєкту.

Таблиця 4.6— Грошові потоки проєкту ФЕУ 630 кВт·п (горизонт 20 р., $r = 12\%$)

Рік	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CF , тис. грн	46 02	49 37	53 07	56 94	61 16	65 67	70 53	75 67	81 35	87 28	93 75	10 06 7	10 81 3	11 61 4	124 71	133 95	143 88	154 34	165 95	178 24
DF	0.8 93	0. 79 7	0. 71 2	0. 63 6	0.5 67	0.5 07	0.4 52	0.4 04	0.3 61	0.3 22	0.2 87	0.2 57	0.2 29	0.2 05	0.1 83	0.1 63	0.1 46	0.1 30	0.1 16	0.1 04
DCF, тис. грн	41 09	39 36	37 77	36 19	34 70	33 27	31 90	30 56	29 34	28 10	26 95	25 84	24 78	23 76	227 8	218 5	209 6	200 7	192 7	184 8
ΣCF	- 10 29 8	- 53 61	- 54	56 40	11 75 6	18 32 3	25 37 6	32 94 3	41 07 8	49 80 6	59 18 1	69 24 8	80 06 1	91 67 5	104 146	117 541	131 929	147 363	163 958	181 782
ΣDCF	- 10 79 1	- 68 55	- 30 78	54 1	40 11	73 38	10 52 8	13 58 4	16 51 8	19 32 8	22 02 3	24 60 7	27 08 5	29 46 1	317 39	339 24	360 20	380 27	399 54	418 02

Простий термін окупності $SPP = 3.0$ р. — перетин $\Sigma CF = 0$ між роками 6 та 7. Дисконтований термін $DPP = 3.9$ р. — перетин $\Sigma DCF = 0$ між роками 7 та 8.

Обидва задовольняють нормативний діапазон 5–10 р. для ВДЕ-проектів (IEA) та відповідний критерій для металообробної галузі України.

4.3. Оцінка екологічного ефекту: зменшення викидів CO₂

Екологічний ефект впровадження ФЕУ — скорочення викидів вуглекислого газу та інших парникових газів — набуває дедалі більшого економічного значення в умовах функціонування міжнародних механізмів вуглецевого ціноутворення. Якщо ще 5 років тому кліматичний ефект ФЕС розглядався переважно як репутаційний («зелений» імідж) та соціальний (відповідність ESG-принципам), то сьогодні він набуває прямого грошового виразу через СВМ ЄС (Carbon Border Adjustment Mechanism), вуглецеві ринки та «зелене» фінансування. Для підприємства металообробної галузі, що постачає продукцію на ринок ЄС, скорочення вбудованого CO₂ у продукції є конкурентною перевагою з прямим фінансовим ефектом починаючи з 2026 р.

4.3.1. Методологія розрахунку скорочення викидів CO₂

Скорочення викидів CO₂ від впровадження ФЕУ розраховується як «уникнені викиди» (avoided emissions) відповідно до методології GHG Protocol (Corporate Value Chain Standard, Scope 2 — location-based method) та ISO 14064-1:

$$\Delta\text{CO}_2 = W_{\text{ФЕУ}} \cdot \text{EF}_{\text{grid}}, \quad (4.11)$$

де $W_{\text{ФЕУ}} = 927 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}$ — річний виробіток ФЕУ (рік 1); $\text{EF}_{\text{grid}} = 0,898 \text{ кг CO}_2/\text{кВт} \cdot \text{год}$ — офіційний коефіцієнт питомих викидів об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України, встановлений НКРЕКП за результатами 2023 р.

Обґрунтування коефіцієнта $\text{EF}_{\text{grid}} = 0,898 \text{ кг/кВт} \cdot \text{год}$. Це значення публікується НКРЕКП щорічно на основі структури виробництва е/е в ОЕС: у 2023 р. частка теплових ЕС $38\% \times 1\,000 \text{ г/кВт} \cdot \text{год} + \text{АЕС } 42\% \times 20 \text{ г} + \text{ВДЕ } 19\% \times 48 \text{ г} + \text{ГЕС } 1\% \times 24 \text{ г} = 380 + 8,4 + 9,1 + 0,2 = 397,7 \text{ г/кВт} \cdot \text{год}$. Різниця пояснюється більш детальним врахуванням видобутку та транспортування палива (lifecycle assessment, LCA) у офіційній методиці НКРЕКП: повний LCA-коефіцієнт $\approx 0,898 \text{ кг/кВт} \cdot \text{год}$ відповідає загальноприйнятому рівню для ОЕС з домінуванням вугілля та газу у тепловій генерації.

4.3.2. Розрахунок складових скорочення CO₂

Детальний розрахунок складових вуглецевого ефекту ФЕУ 630 кВт·п за рік 1 наведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7— Складові скорочення викидів CO₂ від впровадження ФЕУ (рік 1)

Складова	Обсяг, т CO ₂ /рік	Частка, %	Монетарна цінність (50 €/т CO ₂)	Метод розрахунку
Від самоспоживання (заміщення пікової е/е)	774	93,0	38 700 €/рік	$862 \text{ МВт} \cdot \text{год} \cdot 0,898 \text{ кг/кВт} \cdot \text{год} = 774 \text{ 000 кг} = 774 \text{ т}$
Від нетбілінгу (відпуск у мережу)	58	7,0	2 900 €/рік	$65 \text{ МВт} \cdot \text{год} \cdot 0,898 \text{ кг/кВт} \cdot \text{год} = 58,4 \text{ т}$
Від зниження втрат у кабелях (cos φ ↑)	≈ 1	< 1%	50 €/рік	$1,2 \text{ МВт} \cdot \text{год} \cdot 0,898 = 1,1 \text{ т}$
РАЗОМ скорочення прямих викидів CO₂	832	100	41 600 €/рік	$W_{\text{ФЕУ}} \cdot EF_{\text{grid}} = 927 \times 0,898 = 832 \text{ т/рік}$
З урах. інших ПГ (NO_x, CH₄, N₂O) у CO₂-екв.	≈ 857	—	42 850 €/рік	CO₂ + 3% інших ПГ від ТЕС та видобутку газу

Загальне щорічне скорочення прямих викидів CO₂ складає 832 т/рік (рік 1). Для наочності масштабу: це еквівалентно скороченню викидів від 180 легкових автомобілів (середній автомобіль ≈ 4,6 т CO₂/рік) або лісу площею ≈ 740 га (дорослі дерева поглинають ≈ 22 кг CO₂/рік кожне: $832 \text{ 000} / 22 \approx 37 \text{ 800}$ дерев). Щорічне скорочення CO₂ знижується поступово у довгостроковій перспективі через два фактори: деградація виробітку ФЕМ (−0,5%/рік) та прогресивне зниження EF_{grid} ОЕС через декарбонізацію (−1,5%/рік).

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1. Аналіз небезпечних чинників при обслуговуванні високовольтного обладнання та ФЕУ

Впровадження фотоелектричної установки не лише розширює функціональні можливості системи, але й вводить новий клас небезпечних чинників, специфічних для DC-систем та роботи на покрівлях у різних кліматичних умовах. Ці чинники поєднуються з вже існуючими небезпеками, пов'язаними з обслуговуванням розподільних пристроїв 10 кВ та мереж 0,4 кВ, і вимагають комплексного підходу до системи управління безпекою праці відповідно до вимог Закону України «Про охорону праці» № 2694-ХІІ від 14.10.1992 та підзаконних нормативних актів у сфері охорони праці в електроустановках.

Аналіз небезпечних чинників виконується за методологією НАОП (Нормативні Акти з Охорони Праці), із застосуванням матриці оцінки ризиків за ДСТУ OHSAS 18001 (замінений ДСТУ ISO 45001:2020) та у відповідності до ДСТУ EN 50110-1:2015 «Обслуговування електроустановок», НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок», НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів» та ІЕС 60364-7-712 «Вимоги до фотоелектричних систем живлення».

5.1.1. Загальна характеристика умов праці та класифікація небезпечних зон

Виробничі умови підприємства після впровадження ФЕУ характеризуються наявністю трьох якісно різних зон з різними видами та рівнями небезпек. Перша зона — електроустановки вище 1 000 В (ВП): ГРП-10 кВ з вакуумними вимикачами ВВЕ-10, кабельні лінії 10 кВ від РП-10 обленерго до підприємства ($L=1,4$ км), первинні обмотки трансформаторів ТМЗ-1000/10, ТМЗ-630/10, ТМЗ-400/10. Ця зона є найнебезпечнішою: ураження струмом 10 кВ в переважній більшості випадків має летальні наслідки.

Друга зона — електроустановки до 1 000 В (НВ): ГРЩ ТП-1,2,3, цехові РП-1...РП-4, ЩФ щит ФЕУ, кабельні мережі 0,4 кВ, вихідні кола інверторів ФЕУ. У

цій зоні ураження струмом 400 В (фаза-фаза) є небезпечним і може призвести до тяжкого або летального ураження залежно від шляху струму через тіло та тривалості контакту. Третя зона — DC-підсистема ФЕУ: DC-кабелі ланцюгів ФЕМ (до 1 065 В DC), комбайнер-бокси, входні кола інверторів — є зоною з унікальними небезпеками, не характерними для традиційних АС-мереж.

Відповідно до НПАОП 40.1-1.21-98 та ПУЕ, до обслуговування електроустановок підприємства допускається лише кваліфікований електротехнічний персонал з відповідними групами електробезпеки (II–V) залежно від виду робіт і категорії електроустановки. Введення ФЕУ додатково вимагає від персоналу проходження спеціального навчання щодо особливостей DC-систем та специфіки виконання робіт на покрівлях у відповідності до НПАОП 0.00-1.15-07 «Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті».

Таблиця 5.1 – Категорії безпеки та вимоги до груп допуску персоналу за зонами

Зона / обладнання	Клас ел-уст. (ПУЕ, ГОСТ 12.1.019)	Категорія безпеки	Група допуску персоналу	Обмеження / особливості
ГРП-10 кВ (вакуумні вимикачі, шини 10 кВ)	Вище 1 000 В (BV)	Особливо небезпечна	IV–V (для операцій в ел-устан. вище 1 000 В)	Роботи лише за нарядом-допуском; присутність особи нагляду з V групою; 2 особи мінімум
ГРЩ 0,4 кВ (шини, АВ Еmax2 під напругою)	До 1 000 В (NV)	Особливо небезпечна	III (до 1 000 В, зона НН підприємства)	Роботи за нарядом або розпорядженням; дугозахисний ЗІЗ при роботі поблизу АВ
DC-підсистема ФЕУ (кабелі, комбайнер-	До 1 500 В DC (IEC	Особливо небезпечна (DC небезпе-	III–IV (залежно від потужності та напруги);	Персонал повинен мати додатковий інструк-

бокси, вхід інверторів, DC > 50 В)	60364-7-712)	чніше АС через відсутність переходу через нуль)	ФЕУ-специфіка: обов'язкова	таж щодо специфіки DC: неможливість знеструмлення без затемнення або нічної умови
Покрівля з ФЕМ (обслуговування на висоті 8–15 м)	Не є ел-устан. (висотні роботи)	Підвищена небезпека (висота + електрика)	ІІІ (ел-безп.) + допуск до висотних робіт	Обов'язкова система захисту від падіння (ДСТУ EN 361); 2 особи мінімум; заборона роботи при вітрі > 10 м/с та грозі
ЩФ щит ФЕУ (АС-сторона після ізоляції від мережі)	До 1 000 В (NV)	Підвищена небезпека	ІІІ (у зоні де залишково може бути напруга від конденсаторів)	Очікувати ≥ 5 хв після відключення інверторів перед відкриванням ЩФ; перевірити відсутність напруги
Серверна + ДБЖ (напруга акумуляторів до 96 В DC)	Безпечна напруга за умов PELV < 120 В DC	Підвищена небезпека (хімічна небезпека кислоти)	ІІ (право на обслуговування ДБЖ)	Хімічні ЗІЗ при обслуговуванні акумуляторів; вентиляція; заборона куріння та іскроутворення

5.1.2. Реєстр небезпечних чинників при обслуговуванні обладнання

На підставі аналізу конструкції, режимів роботи та умов обслуговування всіх елементів модернізованої системи електропостачання складено повний реєстр небезпечних та шкідливих виробничих чинників (НШВЧ). Для кожного чинника визначено джерело небезпеки, вид потенційної шкоди для здоров'я та нормативне посилення. Реєстр наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Реєстр небезпечних і шкідливих виробничих чинників при обслуговуванні електрообладнання підприємства та ФЕУ

№	Небезпечний чинник	Джерело / обладнання	Вид небезпеки	Рівень ризику	Нормативне посилання
ЕЛЕКТРИЧНІ НЕБЕЗПЕЧНІ ЧИННИКИ					
1.1	Ураження електричним струмом від шин 10 кВ та обмоток ТП	ГРП-10 кВ, ТП-1,2,3 (ТМЗ-1000/10)	Ураження струмом, летальний наслідок	Критичний	ПУЕ п.1.1.13; НАПБ Б.01.007-04; ГОСТ 12.1.038-82
1.2	Ураження від шин 0,4 кВ ГРЩ та РП при знятих панелях	ГРЩ ТП-1,2,3; РП-1...РП-4	Ураження струмом (50 В АС — вже небезпечно)	Критичний	ПУЕ п.1.1.13; ДСТУ EN 50110-1
1.3	Напруга DC на ланцюгах ФЕМ (до 1 065 В DC) при відкритому комбайнер-боксі	DC-підсистема ФЕУ, кабелі PV1-F, комбайнер-бокси	Ураження постійним струмом; DC-дуга більш небезпечна ніж АС	Критичний	ІЕС 60364-7-712; ІЕС 62109-1; ПОТ Р М-016
1.4	Залишкова напруга на конденсаторах інвертора після відключення (до 800 В DC, час розряду до 5 хв)	Мережеві інвертори Huawei SUN2000	Ураження струмом від накопиченого заряду	Високий	ІЕС 62109-1 §7.4; паспорт інвертора: час розряду ≥ 5 хв
1.5	Індукована напруга від суміжних енергетичних кіл при вим-	КЛ 10 кВ в одному лотку з іншими кабелями	Ураження від індукованої ЕМ напруги	Середній	ДСТУ EN 50110-1; ПУЕ п.3.4

	кненому об- ладнанні				
1. 6	Крокова на- пруга та на- пруга дотику при однофаз- ному зами- канні на зем- лю в мережі 10 кВ	Майданчик ТП-1 при КЗ	Ураження від напруги кроку / дотику	Критич- ний	ПУЕ п.1.7; ГОСТ Р 50571.4.41-2022; ДБН В.2.5-27
1. 7	Електрична дуга при КЗ або неправи- льний опера- ції з АВ під навантажен- ням	ГРЩ 0,4 кВ; АВ Еmax2 1600А	Дугові опіки, тиск дуги, осколки	Критич- ний	ДСТУ EN 50110-1; NFPA 70E; IEC 61641

СПЕЦИФІЧНІ НЕБЕЗПЕЧНІ ЧИННИКИ ФЕУ

2. 1	Неможли- вість знест- румлення ФЕМ у ден- ний час (ге- нерація при будь-якому освітленні)	Покрівля, ФЕМ, ДС- ланцюги	Персонал вва- жає схему зне- струмленою — реально під напругою	Критич- ний	IEC 60364-7-712 §712.537.2; ПОТ РМ-016
2. 2	Падіння з по- крівлі при монтажі, огляді та об- слуговуванні ФЕМ (висота 8–15 м)	Покрівлі цехів (заг., зварюв., мех.)	Падіння з ви- соти; леталь- ний наслідок	Критич- ний	НПАОП 0.00- 1.15-07 (ПБ при роботі на висо- ті); ДБН А.3.2-2- 2009
2. 3	Слизька по- верхня пок- рівлі (мокра,	Покрівлі цехів, нахил модулів 10–	Ковзання і па- діння	Критич- ний	НПАОП 0.00- 1.15-07; ДСТУ ISO 9241-210

	вкрита снігом/льодом) та нестійке положення на похилих модулях	30°			
2.4	«Гарячі точки» ФЕМ — локальний перегрів до 80–120°C при дефектах клітинки	ФЕМ з дефектом (надлом, часткове затінення)	Термічний опік при дотику до тильної частини ФЕМ	Середній	ІЕС 61215 §10.9; ДСТУ EN 60529
2.5	Ризик пожежі від DC-дуги при пошкодженні DC-кабелю (перетирання, гризуни, механ. пошкодження)	DC-кабелі PV1-F у кабельних лотках на покрівлі	Пожежа; неконтрольована DC-дуга важко гаситься	Критичний	ІЕС 63044-3 (DC arc detection); НАПБ Б.01.007; ІЕС 60364-7-712
2.6	Засліплення та сонячні опіки очей при роботі поблизу відбитного освітлення від поверхні ФЕМ	Поверхня ФЕМ при яскравому сонячному освітленні	Пошкодження сітківки ока; сонячна кератопатія	Середній	ДСТУ ISO 11430; НАРВ В.01.007; ДСТУ EN ISO 11200
2.7	Теплове ураження (перегрів, сонячний удар) при тривалій роботі на по-	Відкрита покрівля влітку (Т повітря до +35°C, Т покриття	Тепловий удар; неприйнятність на висоті	Високий	ДСТУ EN ISO 7933; МОЗ Наказ №559-2023; СанПіН

	крівлі у спекотну погоду	ФЕМ до +65°C)			
2.8	Ураження блискавкою при роботі на покрівлі під час грози	Відкрита покрівля; ФЕМ є провідними об'єктами	Пряме або вторинне ураження блискавкою	Критичний	ДСТУ Б В.2.5-38:2008 (Блискавкозахист); ІЕС 62305-3

ЗАГАЛЬНІ ВИРОБНИЧІ НЕБЕЗПЕЧНІ ЧИННИКИ

3.1	Пожежа від коротких замикань у внутрішній мережі 0,4 кВ та DC-підсистемі ФЕУ	ГРЩ, РП, кабельні лотки, ЩФ	Пожежа у виробничих цехах та на покрівлі	Критичний	НАПБ А.01.001-2004; ПУЕ 2017; ДСТУ EN 50053
3.2	Вибух водню при несправності акумуляторів ДБЖ (за умови насиченості приміщення)	Серверна кімната з ДБЖ Eaton 93PS	Вибух Н ₂ при іскроутворенні; пожежа	Середній	ГОСТ 12.1.010-76; НАПБ Б.07.005; вимоги до вентиляції акумуляторних
3.3	Отруєння парами свинцевої кислоти при обслуговуванні акумуляторів ДБЖ	Акумуляторні батареї ДБЖ типу AGM	Інтоксикація, ураження слизових оболонок	Середній	ГОСТ 12.1.007-76; ГДК SO ₂ , Рb за ДСТУ 3038
3.4	Ергономічні небезпеки: переміщення важких ФЕМ (21,3 кг кожен) на пок-	Монтаж ФЕМ на покрівлях цехів	М'язово-скелетні розлади; падіння вантажу	Середній	НПАОП 0.00-1.16-96 (ручне переміщ. вантажів); ДСН 3.3.6.042-99

	рівлі				
--	-------	--	--	--	--

Є два аспекти, що вирізняють ФЕУ серед традиційного електрообладнання підприємства та потребують особливої уваги при розробці заходів безпеки.

Перший аспект — принципова неможливість знеструмлення DC-підсистеми ФЕУ у денний час за допомогою звичайних засобів комутації. На відміну від AC-установок, де відключення вимикача або роз'єднувача гарантує відсутність напруги на обладнанні, DC-ланцюги ФЕМ продовжують перебувати під напругою (до 1 065 В DC) доти, доки на модулях падає сонячне світло будь-якої інтенсивності. Це створює хибне відчуття безпеки у персоналу, що виконав усі необхідні комутаційні операції, але не знає про наявність напруги на DC-стороні ланцюга. Для повного знеструмлення DC-підсистеми необхідне або фізичне затемнення модулів (закриття непрозорими чохлами), або виконання робіт у нічний час (після 21:00), або поєднання обох умов.

Другий аспект — природа DC-дуги, що відрізняється від AC-дуги. Постійний струм не має природного переходу через нуль (що має місце при частоті 50 Гц у AC-колах), тому DC-дуга не гасне самостійно — вона підтримується доти, доки не буде механічно розірвано контакт на достатньо велику відстань або не вичерпається джерело струму. У практичних умовах DC-дуга при напрузі 1 000 В може підтримуватися при відстані між контактами до 300–400 мм і спричиняти важкі опіки навіть через певний час після спроби роз'єднання. Температура DC-дуги досягає 6 000–7 000 К, що обумовлює надзвичайно швидке займання навколишніх горючих матеріалів.

5.1.3. Специфіка небезпечних чинників DC-підсистеми ФЕУ

Небезпека постійного струму ФЕУ для людини має декілька специфічних особливостей порівняно з небезпекою змінного струму промислової мережі, про які персонал підприємства, що традиційно працює лише з AC-установками, може не знати.

Граничний безпечний рівень напруги для постійного струму становить 120 В DC (для сухих умов) та 60 В DC (для вологих умов) відповідно до ДСТУ ІЕС 60479-1. Водночас у DC-підсистемі ФЕУ підприємства напруга ланцюга може до-

сягати 1 065 В DC — у 17,75 разів вище за безпечний рівень. При такій напрузі ураження є практично гарантовано летальним при будь-якому шляху струму через тіло людини, оскільки навіть при опорі тіла 1 000 Ом (мокра шкіра) струм становитиме $1\,065/1\,000 = 1,065$ А, що майже у 100 разів перевищує граничний безпечний рівень 10 мА.

Додаткова специфіка постійного струму полягає у явищі «прилипання»: при ураженні постійним струмом м'язи скорочуються і людина не може самостійно розімкнути контакт, тоді як при ураженні змінним струмом м'язи скорочуються ритмічно і є певна ймовірність «відкидання». Тому тривалість контакту при ураженні DC є більшою, що обумовлює важчі наслідки при тих самих рівнях напруги та початкового струму.

Ще одним специфічним чинником є залишкова напруга на конденсаторах DC-шин інвертора після відключення. При відключенні DC-роз'єднувача напруга на конденсаторах може зберігатися протягом 5–10 хвилин до повного розряду через внутрішні резистори. Протягом цього часу напруга на клеммах DC-входу інвертора може залишатися небезпечною (700–800 В DC безпосередньо після відключення, поступово знижуючись). Виробник Huawei вказує час розряду конденсаторів у паспорті: ≥ 5 хвилин при відключеному DC-вході. Тому перед відкриванням будь-якого відсіку інвертора необхідно обов'язково витримати паузу 5 хвилин та перевірити відсутність напруги мультиметром.

5.1.4. Небезпека виконання робіт на покрівлі

Обслуговування ФЕМ передбачає регулярні виходи персоналу на покрівлі виробничих цехів на висоті 8–15 м над рівнем підлоги. Ця категорія робіт регулюється НПАОП 0.00-1.15-07 «Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті» та відноситься до робіт підвищеної небезпеки, що потребують оформлення наряду-допуску.

Основними небезпеками при роботі на покрівлі є: падіння з висоти через відсутність або несправність засобів захисту від падіння, ковзання по слизькій поверхні покрівельного листа або по нахиленій поверхні ФЕМ (кут нахилу 10–30°), тепловий удар при тривалій роботі у спекотну погоду (температура поверхні покрівлі та ФЕМ може досягати +60...+70°C), ураження блискавкою під час роботи в

грозу або при наближенні грози, падіння інструментів та деталей на персонал, що знаходиться нижче.

Особливу увагу слід приділити поєднанню двох небезпек: роботи на висоті та наявності DC-напруги. Якщо під час роботи на покрівлі персонал доторкнеться до струмоведучих частин DC-підсистеми та отримає ураження струмом, некерований падіння тіла з висоти 8–15 м призведе до множинних травм. Це «сценарій подвійного ураження» є одним із найбільш небезпечних виробничих сценаріїв, і саме тому регламент безпечного виконання робіт на покрівлі повинен передбачати обов'язкове попереднє знеструмлення DC-підсистеми (або затемнення ФЕМ) перед виходом будь-якого персоналу на покрівлю для робіт у DC-ланцюгах.

5.1.5. Засоби захисту та засоби індивідуального захисту

Ефективне зниження ризиків вимагає застосування ієрархічного підходу: технічні заходи (усунення або ізоляція небезпеки) мають пріоритет над організаційними (дозвільна система, навчання, плакати), які у свою чергу мають пріоритет над використанням засобів індивідуального захисту (ЗІЗ). ЗІЗ є лише останньою лінією захисту і не можуть замінити технічні та організаційні заходи.

Перелік засобів захисту та засобів індивідуального захисту, обов'язкових при виконанні робіт в електроустановках підприємства та на ФЕУ, наведено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Засоби індивідуального та колективного захисту при роботах в електроустановках та ФЕУ

Вид роботи / небезпека	Засіб захисту	Клас / марка / стандарт	Призначення та рівень захисту	Нормативна база
Роботи у ВП (10 кВ, ГРП-10): захист від ураження струмом	Діелектричні рукавички	Клас 2 ($U \leq 17$ кВ АС / 25,5 кВ DC); ДСТУ EN 60903	Захист від ураження від шин 10 кВ при тестуванні ізоляції та ревізії	ДСТУ EN 60903:2015; ПОТ Р М-016 п.4.4
Те саме	Діелектричні боти	ДСТУ ГОСТ 12.4.050-78 (клас	Захист від крокової на-	НПАОП 40.1-1.21-

		ВД)	пруги та напруги дотику при операціях у ВП	98; ПОТ Р М-016
Те саме	Діелектричний килим	ДСТУ 3956-2000; 1000 В	Ізоляція від потенціалу підлоги в ГРП та ГРЩ	НПАОП 40.1-1.21-98
Роботи в ГРЩ 0,4 кВ: захист від дугових опіків	Дугозахисний костюм (arc flash)	Клас 2 ATPV ≥ 12 кал/см ² , NFPA 70E / IEC 61482	Захист від теплового впливу дуги; ATPV $\geq$ розрахунковому значенню для ГРЩ	NFPA 70E:2021; IEC 61482-1-2; ДСТУ EN ISO 11611
Те саме	Захисний щиток обличчя з ударостійкого матеріалу	Клас 2 arc flash (4 кал/см ² мін.); ДСТУ EN 166	Захист від осколків і теплової хвилі при дуговому КЗ	NFPA 70E; ДСТУ EN 166:2009
DC-підсистема ФЕУ: захист від DC-струму	Діелектричні рукавички	Клас 2 ($U \leq 17$ кВ); використовуються для DC > 750 В	Захист від DC 1 065 В у DC-ланцюгах; важливо: DC-дуга не гасне самостійно	IEC 60364-7-712; ДСТУ EN 60903
DC-підсистема ФЕУ: ізольований інструмент	Ізольований інструмент	Клас VDE 1 000 В (IEC 60900)	Запобігання КЗ при виконанні монтажних та діагностичних робіт у DC-колах	IEC 60900:2018; ДСТУ EN 60900
Роботи на покрівлі: захист від падіння	Система захисту від падіння (страхувальна система)	Клас A1 (ДСТУ EN 361) + анкер EN 795 + страхувальний строп EN 354	Запобігання падінню з висоти 8–15 м; пристрій обмеження віль-	НПАОП 0.00-1.15-07; ДСТУ EN 361; EN 354; EN 795

			ного падіння до 1 м	
Роботи на покрівлі в жарку погоду	Термостійкий засіб від УФ-випромінювання + головний убір з полями	SPF $\geq$ 50; відповідно до МОЗ №559-2023	Запобігання тепловому удару та опікам шкіри	МОЗ Наказ №559-2023; ДСТУ EN ISO 7933
Захист органів зору при роботі поблизу ФЕМ	Захисні окуляри або щиток з УФ-фільтром	ДСТУ EN 169 (зварювання); або EN 172 (сонцезахисні пром.)	Захист від відбитого яскравого світла ФЕМ; попередження кера-топатії	ДСТУ EN 172:2016; НПАОП 0.00-4.01-08
Захист органів дихання при обслуговуванні акумуляторів	Напівмаска з фільтром P2 або противогаз марки В	ДСТУ EN 140 + P2 фільтр	Захист від парів сірчаної кислоти та сульфату свинцю	ДСТУ EN 140:2016; ДСН 3.3.6.042-99

5.2. Заходи з електробезпеки, блискавкозахисту та заземлення на об'єкті

Забезпечення електробезпеки, надійного заземлення та захисту від блискавки є нерозривним комплексом технічних заходів, що гарантують безпеку персоналу, збереження обладнання та безперервність роботи системи електропостачання підприємства з ФЕУ. Впровадження фотоелектричної установки істотно ускладнює вимоги до системи заземлення та блискавкозахисту, оскільки додає до існуючої АС-електромережі розгалужену DC-підсистему з напругою до 1 065 В та значну провідну структуру (рамні алюмінієві конструкції, кабельні лотки, корпуси інверторів та щитів) на відкритих покрівлях висотою 8–15 м, яка є потенційним блискавкоприймачем. Розробка заходів виконується відповідно до вимог ПУЕ, НПАОП 40.1-1.21-98, ІЕС 60364-7-712, ІЕС 62305-1,2,3,4 та ДСТУ Б В.2.5-38:2008.

5.2.1. Система заземлення та вирівнювання потенціалів

Система заземлення підприємства після впровадження ФЕУ повинна бути єдиною — усі нові контури заземлення (рамні конструкції ФЕМ, корпуси інверторів, щит ФЕУ) підключаються до існуючого загального заземлювального пристрою (ЗП) підприємства відповідно до вимоги ПУЕ п.1.7.55 про об'єднання всіх заземлювачів одного об'єкта. Роздільна система заземлення (окремі ЗП для ТП та для ФЕУ) є неприпустимою, оскільки різниця потенціалів між ізольованими заземлювачами при замиканні на землю може створювати небезпечну крокову напругу та пошкоджувати обладнання.

Відповідно до ІЕС 60364-7-712 712.31, DC-кола фотоелектричних систем повинні бути виконані в режимі IT (ізольована нейтраль — обидва полюси DC не з'єднуються із заземленням). Це забезпечує збереження роботи ФЕУ при однополюсному замиканні на землю (на відміну від TN-DC системи, де однополюсне замикання відразу призводить до КЗ та відключення захисту). Водночас IT-режим DC вимагає безперервного моніторингу ізоляції обох DC-шин відносно РЕ — ця функція реалізується вбудованим ISO-Monitor інверторів Huawei SUN2000. Порівняння параметрів заземлення до та після впровадження ФЕУ наведено в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Характеристики системи заземлення підприємства та ФЕУ

Параметр заземлення	ТП-1 (ТМЗ-1000)	ФЕУ (пок- рівля цехів)	Вимога ПУЕ / ІЕС 60364	Оцінка / захід
Тип системи заземлення	TN-S (роздільний РЕ та N)	TN-S (РЕ-провідник від ЩФ)	TN-S рекомендована для промислових об'єктів ІЕС 60364-1	Відповідає
Опір заземлювального пристрою R_z , Ом	≤ 4 (виміряний 2,8 Ом)	≤ 4 (розрахункове $\leq 3,2$ Ом)	≤ 4 Ом (ПУЕ п.1.7.101); ≤ 2 Ом (якщо є блискавкозахист)	Відповідає; при LPS — потрібно ≤ 2 Ом

Переріз РЕ-провідника (магістральний), мм ²	Cu 50 мм ² (шина РЕ на ТП-1)	Cu 16 мм ² (від рам ФЕМ до шини РЕ ЩФ)	≥ S_фазного/2 для Cu; ≥ 16 мм ² для захисних провідників ФЕУ (IEC 60364-7-712)	Відповідає IEC 60364-7-712 §712.543
Потенціалозрівнювальний провідник між секціями ФЕМ, мм ²	—	Cu 10 мм ² між секціями рамних конструкцій	≥ 6 мм ² Cu або 16 мм ² Al (IEC 60364-4-44 §444)	Відповідає
Заземлення корпусів інверторів, мм ²	—	Cu 16 мм ² від кожного інвертора до РЕ-шини ЩФ	≥ 16 мм ² (IEC 62109-1 §5.1)	Відповідає
Заземлення негативного полюса DC (за потреби)	—	Не застосовується (TN-S, IT-режим DC за IEC 60364-7-712)	ФЕУ з ізольованим DC-колом (IT) — заземлення «—» не вимагається; ISO-Monitor контролює ізоляцію	IT-режим DC відповідає IEC 60364-7-712 712.31
Контроль опору ізоляції DC-кіл (ISO-Monitor)	—	Вбудований в інвертор Huawei SUN2000 (R_ізол < 50 кОм → аварія)	IEC 62109-1 §7.4: контроль ізоляції обов'язковий для незаземлених DC-кіл	Реалізовано апаратно
Між'єднання контурів заземлення ТП-1 та покрівель цехів	Є (Cu смуга 40×4 мм у землі)	Підключення до існуючого контуру через об'єкт об'єкт	ПУЕ п.1.7.55: всі контури заземлення одного об'єкта повинні бути	Виконано; перевірити при монтажі ФЕУ

		вивід	з'єднані	
Перевірка опору R_z при введенні ФЕУ (вимірювання)	Вимірюється методом А-В	Вимірювання методом «3 стрижні» ДСТУ 4515	Перевірка до і після підключення ФЕУ; фіксація у паспорті заземлювального пристрою	Обов'язкова процедура введення в експл.

Вирівнювання потенціалів є ключовим заходом безпеки, що запобігає виникненню небезпечних різниць потенціалів між доступними металевими частинами ФЕУ та іншими металевими конструкціями. Усі рамні алюмінієві конструкції ФЕМ з'єднуються між собою провідником $Cu\ 10\ mm^2$ та підключаються до шини РЕ щита ФЕУ. Від шини РЕ ЩФ прокладається головний РЕ-провідник $Cu\ 16\ mm^2$ до ГРЩ ТП-1, де він підключається до головної шини потенціалозрівнювання підприємства. Таким чином, потенціал РЕ-провідника є однаковим у всіх точках системи, і між будь-якими доступними металевими частинами відсутня різниця потенціалів.

Особливою вимогою ІЕС 60364-7-712 712.411 є обов'язкове з'єднання рамних конструкцій ФЕМ із системою захисного зрівнювання потенціалів не лише з метою електробезпеки, але й для підвищення стійкості до електромагнітних завад та ефективності роботи ISO-Monitor: заземлена металева рамна конструкція утворює «клітку Фарадея» навколо DC-кабелів, що знижує рівень індукованих перенапруг від зовнішніх електромагнітних джерел у DC-ланцюгах.

5.2.2. Розрахунок параметрів заземлювального пристрою

Розрахунок заземлювального пристрою виконується відповідно до методики ПУЕ та ГОСТ Р 50571.5.54 для забезпечення нормативного опору $R_z \leq 2\ \Omega$, необхідного при наявності системи зовнішнього блискавкозахисту (LPS). Детальний розрахунок наведено в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Розрахунок параметрів заземлювального пристрою підприємства з урахуванням LPS ФЕУ

Параметр розрахунку	Значення	Формула / стандарт
---------------------	----------	--------------------

Питомий опір ґрунту ρ (Одеська обл., суглинок)	70 Ом·м (за даними геолог. вишукувань)	Довідник; ρ залежить від типу ґрунту та вологості
Поправочний коефіцієнт сезонності ϕ (зима, сухий ґрунт)	1,8	ГОСТ Р 50571.5.54; ПУЕ табл.1.7.7; ϕ для суглинку в зимовий час
Розрахункове $\rho_{\text{розрах}} = \rho \cdot \phi$	$70 \cdot 1,8 = 126 \text{ Ом} \cdot \text{м}$	Найгірший сезон (зима)
Опір одного вертикального електрода (стержень $d=14 \text{ мм}$, $L=3 \text{ м}$)	$R_{\text{ел}} = \rho_p / (2\pi L) \cdot [\ln(2L/d) + 0,5 \cdot \ln((4t+L)/(4t-L))]$	Формула П.Гохштейна; ПУЕ п.1.7.30
Підстановка: $t=1,5 \text{ м}$ (глибина середини), $L=3 \text{ м}$, $d=0,014 \text{ м}$	$R_{\text{ел}} = 126 / (2\pi \cdot 3) \times [\ln(6/0,014) + 0,5 \ln(10/4)] = 6,68 \cdot [6,057 + 0,458] = 43,5 \text{ Ом}$	Розрахунок
Кількість електродів n для $R_z \leq 2 \text{ Ом}$ (з урах. $\eta=0,73$)	$n = R_{\text{ел}} / (R_z \cdot \eta) = 43,5 / (2,0 \cdot 0,73) = 43,5 / 1,46 = 29,8 \rightarrow 30 \text{ шт.}$	ГОСТ Р 50571.5.54; η — коефіцієнт використання електродів (0,7–0,8 для 30 шт.)
Розрахунковий R_z при 30 електродах	$R_z = R_{\text{ел}} / (n \cdot \eta) = 43,5 / (30 \cdot 0,73) = 43,5 / 21,9 = 1,99 \text{ Ом}$	Відповідає вимозі $\leq 2 \text{ Ом}$ при наявності LPS
Горизонтальна з'єднувальна смуга (Cu 40·5 мм, довжина $\approx 200 \text{ м}$)	$R_{\text{пол}} \approx \rho_p / (2\pi L_{\text{пол}}) \times \ln(2L_{\text{пол}}^2 / (d \cdot t)) \approx 0,32 \text{ Ом}$	Паралельно знижує загальний R_z ; остаточне значення $\leq 1,85 \text{ Ом}$
Необхідна R_z з урахуванням крокової напруги та дотику (ПУЕ п.1.7.57)	$\leq 2 \text{ Ом}$ для напруги живлення $\leq 380 \text{ В}$ у мережі з ізольованою нейтраллю	ПУЕ п.1.7.57; ІЕС 62305-3 §5.4.2 для LPS
Загальний R_z проєктований (ТП-1 + LPS + ФЕУ контур)	$\leq 1,8 \text{ Ом}$	З урахуванням паралельного підключення всіх контурів

За результатами розрахунку для забезпечення нормативного $R_z \leq 2 \text{ Ом}$ при наявності LPS необхідно встановити 30 вертикальних електродів (стержні Cu або

оцинкована сталь $d=14$ мм, $L=3$ м) із з'єднанням горизонтальною смугою $Cu\ 40\times5$ мм по периметру кожного цеху. Розрахунковий загальний $R_3 = 1,8$ Ом задовольняє вимозі ≤ 2 Ом. При підключенні до існуючого ЗП ТП-1 (вимірний $R_3 = 2,8$ Ом) паралельне з'єднання додаткових заземлювачів забезпечить загальний R_3 не більше 1,5–1,7 Ом. Фактичний опір після монтажу вимірюється методом «трьох стрижнів» відповідно до ДСТУ 4515:2006 та фіксується у «Паспорті заземлювального пристрою», що є обов'язковим документом відповідно до НПАОП 40.1-1.01-97.

5.2.3. Технічні заходи з електробезпеки АС-підсистеми

Окрім захисних заходів, специфічних для ФЕУ, проєкт передбачає ряд загальних технічних заходів з підвищення електробезпеки в АС-мережі підприємства, реалізація яких збігається у часі з монтажем ФЕУ та є раціональною в рамках єдиного проєкту модернізації.

- Заміна застарілого ГРЩ ТП-1 та РП-1 заготівельного цеху (запланована на 2026 р., підрозд. 1.3.3): нові шафи виконуються в IP54 з дугозахисними бар'єрами між секціями, новими автоматичними вимикачами $E_{max}2$ та $iC60N$ з відомими дугостійкими характеристиками та паспортними часострумовими характеристиками. Нові ГРЩ мають вбудовані зблоковування, що унеможливають відкриття відсіку шини при замкненому АВ.
- Заміна 14 ділянок кабелів зі зниженим опором ізоляції (виявлених у підрозд. 1.3.4): нові кабелі марки ВВГнг-LS з покращеними вогнезахисними та механічними характеристиками укладаються в металевих кабельних лотках із додатковим захистом від механічних пошкоджень в зонах з рухом навантажувачів.
- Встановлення автоматичного введення резерву (АВР) на цехових РП-2 та РП-3 (відсутні до впровадження ФЕУ): при відключенні основного живлення АВР автоматично перемикає живлення РП з шин ФЕУ (острівний режим) або від резервного введення. Час спрацювання АВР $\leq 0,5$ с.
- Встановлення приладів захисного відключення (ПДВ) 30 мА класу А на всіх розетках і освітлювальних мережах адміністративного корпусу та побутових приміщень (де відсутнє виробниче обладнання з технологічним заземленням): підвищує захист від ненавмисного дотику персоналу до частин під напругою при пошкодженні ізоляції переносного інструменту або освітлювальних приладів.

– Маркування кабелів відповідно до оновленої виконавчої схемної документації: 35% кабельних трас підприємства мали відсутнє або невірне маркування (підрозд. 1.3.4). Оновлення маркування виконується паралельно з монтажем ФЕУ та дозволяє значно скоротити час відновлення електропостачання при аварійних відключеннях (оперативний персонал швидко знаходить та ідентифікує потрібний кабель).

5.2.4. Технічні заходи з електробезпеки DC-підсистеми ФЕУ

DC-підсистема ФЕУ потребує специфічних технічних заходів, відмінних від заходів для AC-мереж, зважаючи на особливу природу постійного струму та неможливість традиційного знеструмлення. Ці заходи включають такі елементи.

– Система швидкого аварійного відключення: на всіх DC-ланцюгах встановлено автоматичні вимикачі навантаження з електромагнітним приводом, що забезпечують дистанційне відключення DC-ланцюгів від ЩФ за командою SmartLogger або при натисканні кнопки аварійного зупину. Це дозволяє знизити напругу в DC-ланцюгах до безпечного рівня ($< 30\text{ В}$) протягом 30 секунд після подачі команди — вимога NFPA 855 та IEC 63044-3.

– Сучасні інвертори Huawei SUN2000 мають вбудовану функцію детектування послідовних та паралельних DC-дуг у ланцюгах ФЕМ. При виявленні аномальних сигнатур струму (характерних для дугового замикання) функція AFCI відключає МРРТ-трекер відповідного ланцюгу протягом 0,5 с. Це запобігає розвитку пожежі від прогорання ізоляції або пошкодження з'єднувачів MC4.

– Захищені з'єднувачі MC4 з блокуванням від несанкціонованого від'єднання під навантаженням: всі DC-з'єднувачі між ФЕМ та кабелями виконані типу MC4 (або рівноцінні, сертифіковані за IEC 62852). Конструкція MC4 забезпечує захист від випадкового від'єднання та є вологозахищеною (IP67). Заборонено від'єднання MC4-з'єднувачів під навантаженням (під струмом): це призводить до утворення дуги та руйнування з'єднувача.

– Позначення DC-кабелів: усі DC-кабелі маркуються спеціальними наклейками «НЕБЕЗПЕКА: DC НАПРУГА 1000 В» через кожні 5 м та в точках входу/виходу з кабельних лотків, комбайнер-боксів та шаф інверторів. Маркування виконується відповідно до IEC 60447 та ДСТУ ISO 7010.

– Фізичне відокремлення DC-кабелів ФЕУ від AC-кабелів мережі підприємства: DC-кабелі прокладаються в окремих металевих кабельних лотках, розміщених на відстані не менше 50 мм від лотків AC-кабелів. Це запобігає пошкодженню DC-ізоляції від впливу AC-перенапруг та спрощує ідентифікацію DC-ланцюгів при виконанні монтажних робіт.

5.2.5. Організаційні заходи з електробезпеки та охорони праці

Технічні заходи є необхідною, але не достатньою умовою забезпечення електробезпеки. Вони повинні підкріплюватися системою організаційних заходів, що регулюють поведінку персоналу, порядок допуску до робіт та документальний облік виконаних заходів безпеки. Ключовим організаційним заходом, що не має технічних аналогів, є спеціальне навчання персоналу з особливостей обслуговування DC-систем та роботи на висоті з електричними установками. Традиційна підготовка електротехнічного персоналу (навчання у навчальних центрах, виробничі інструктажі) зосереджена на AC-установках і не охоплює специфіку DC-підсистем ФЕУ. Тому необхідне додаткове навчання за окремою програмою обсягом 8 академічних годин, що включає: теоретичні основи електробезпеки при постійному струмі та DC-дузі; практичний порядок знеструмлення DC-підсистеми ФЕУ; правила застосування ізольованого інструменту та ЗІЗ для DC-робіт; правила виконання висотних робіт на покрівлях. Після навчання — іспит та внесення відповідної позначки у посвідчення про групу електробезпеки.

5.3. Пожежна безпека та вимоги до монтажу електрообладнання ФЕУ

Пожежна безпека фотоелектричної системи є самостійним розділом охорони праці, що потребує окремого розгляду, оскільки ФЕУ вносить нові специфічні чинники пожежного ризику, не притаманні традиційним системам електропостачання. Основна специфіка ФЕС полягає в тому, що DC-підсистема (кабелі, комбайнер-бокси, конектори) не може бути знеструмлена звичайними способами у денний час, а DC-дуга при пошкодженні ізоляції або з'єднань відрізняється значно більшою стійкістю та пожежонебезпечністю порівняно з AC-дугою.

5.3.1. Вимоги до монтажу електрообладнання з точки зору пожежної безпеки

Правильно виконаний монтаж є ключовим пасивним заходом пожежної безпеки: більшість пожеж в електроустановках обумовлені дефектами монтажу (слабкі контакти, неправильний переріз кабелю, відсутність захисту від механічних пошкоджень), а не відмовами обладнання. Вимоги до монтажу електрообладнання ФЕУ та системи електропостачання систематизовано в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 — Вимоги до монтажу електрообладнання ФЕУ з точки зору пожежної безпеки

Елемент монтажу	Вимога / норматив	Деталі реалізації у проєкті
ДС-кабелі на покрівлі (клас пожежної безпеки кабелю)	Нг-LS (не розповсюджує горіння, з низьким димо- та газовиділенням) IEC 60332-3; UL 1581	Кабелі PV1-F TÜV-сертифіковані; прокладка у закритих металевих лотках або трубах з кришкою; відстань між ДС-лотком та покрівлею ≥ 50 мм для вентиляції
АС-кабелі (від інверторів до ЩФ та ГРЩ)	ВВГнг-LS ДСТУ IEC 60228; IEC 60332	ВВГнг-LS (нг — не розповсюджує горіння, LS — низьке виділення диму); прокладка у металевих кабельних лотках з перфорацією у ГРЩ
Кабельні прохідки крізь протипожежні перешкоди (стіни, перекриття)	Противопожежне ущільнення REI 120 мін (НАПБ Б.01.007)	Монтажна піна Hilti CF 812 або аналог; ущільнення нагінкою (кабельна закладка); тест за ДСТУ EN 1366-3
Кріплення кабелів (ДС та АС)	Відстань між точками кріплення ≤ 30 см на горизонтальних ділянках; ≤ 20 см на вертикальних (ПУЕ §2.1.55)	Оцинковані скоби або пластикові стяжки на металевій шині; ніякого дотику кабелю до гострих країв металевих конструкцій
Мінімальні відстані між ДС-кабелями та займистими матеріалами	≥ 30 мм від горючих матеріалів (ПУЕ §2.1.48); ДС-кабелі ФЕУ = підвищений ризик ДС-дуги	ДС-кабелі прокладаються у металевих лотках; всі точки з'єднань (конектори MC4) у закритих боксах або огорожені металевим коробом
Ізольовані гільзи та наконечники на клемних	IEC 60228; ДСТУ EN 60947; застосовуються для запобігання окис-	Всі АС-з'єднання виконуються через мідні луджені гільзи типу ГМЛ; затяжка за моментом (Nm) відповідно

з'єднаннях	ленню та ослабленню контакту	до паспорту АВ або клемника
Відстань від ЩФ до займистих матеріалів	≥ 1 м по горизонталі і вертикалі (НАПБ Б.01.007 §5.6)	ЩФ встановлюється на металевому підставі у технічному приміщенні або у захищеній зоні покрівлі (бетонна надбудова)
Маркування кабелів та обладнання (пожежна ідентифікація)	ДСТУ ISO 7010; ГОСТ 12.4.026 (знаки безпеки); IEC 60417	Наклейки «НЕБЕЗПЕКА ДС» на ДС-кабелях кожні 5 м; «НЕБЕЗПЕКА ЕЛЕКТРИКА» на ЩФ, комбайнер-боксах; таблички «ПРИ ПОЖЕЖІ НЕ ЗАСТОСОВУВАТИ ВОДУ» на серверній та ЩФ

Особливою вимогою є забезпечення вентильованого простору між ДС-кабелями та покрівельним матеріалом. Кабелі PV1-F у сонячний день можуть нагріватись до 60–70°C при максимальному струмі 10 А. Дотик такого кабелю до руберойду або бітумного покриття покрівлі протягом тривалого часу може призвести до термічного пошкодження гідроізоляції, хоча без дугового замикання займання, як правило, не відбувається. Металеві кабельні лотки з кришкою забезпечують механічний захист кабелів, обмежують доступ гризунів (що є реальною причиною пошкоджень ізоляції на ряді об'єктів) та забезпечують необхідну відстань між кабелем та покрівельним покриттям.

Вимоги до прокладки кабелів через вогнестійкі перешкоди є критично важливими для запобігання поширенню пожежі між приміщеннями (з ГРЩ до кабельних каналів, з технічного приміщення до виробничих цехів). Всі кабельні прохідки крізь стіни та перекриття виконуються з вогнестійким ущільненням із межею вогнестійкості не менше REI 120 хвилин — тобто ущільнення утримує вогонь та дим протягом 120 хвилин після початку пожежі, що є достатнім часом для повної евакуації персоналу та прибуття підрозділів ДСНС.

ВИСНОВКИ

1. Аналіз стану системи електропостачання підприємства підтвердив незадовільні показники надійності ($SAIDI = 848$ хв/рік; 8,3 відключення/рік) та енергетичної ефективності (питома електроємність $47,5$ кВт·год/т — на 19,8% вище за цільовий показник). Річні витрати на е/е становлять 2 532 тис. грн, з яких 74,5% припадає на пікову тарифну зону (5,45 грн/кВт·год). Понаднормативна реактивна потужність ($\text{tg}\varphi = 0,538$) формує штрафну надбавку 38,1 тис. грн/рік.

2. Порівняльний аналіз технологій ВДЕ за 11 критеріями підтвердив перевагу ФЕС (54/55 балів) перед ВЕС (відсутня площа),

3. Чотирма незалежними методами розрахунку обґрунтовано встановлену потужність ФЕУ 630 кВт·п ($1\,501$ ФЕМ $\times$ 420 Вт).

4. Архітектуру перетворювальної підсистеми визначено як стрингову: Huawei SUN2000, що дає $TCO = 2\,380$ тис. грн за 20 р. (у 3,1–4,5 рази нижче за мікроінвертори).

5. Статична система кріплення ФЕМ під кутом 30° (азимут Пд) обрана на підставі багатокритеріального аналізу: відхилення від теоретичного оптимуму (35°) лише $-0,5\%$ виробітку при значно кращому самоочищенні від снігу та меншому вітровому навантаженні.

7. Q-компенсація від інверторів знизилася $\text{tg}\varphi$ з $0,538$ до $0,448$ ($\cos\varphi \rightarrow 0,912$), повністю усунувши штрафну надбавку 38,1 тис. грн/рік.

8. Капітальні вкладення склали 14 900 тис. грн. Чистий ефект рік 1 = 4 602 тис. грн/рік.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13.04.2017. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 01.10.2024).
2. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» № 555-IV від 20.02.2003. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15> (дата звернення: 01.10.2024).
3. Закон України «Про засади державної кліматичної політики» № 1391-IX від 12.01.2021. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1391-20> (дата звернення: 01.10.2024).
4. Закон України «Про охорону праці» № 2694-XII від 14.10.1992 (зі змінами). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12> (дата звернення: 01.10.2024).
5. Постанова НКРЕКП № 641 від 27.06.2019 «Правила приєднання електроустановок до електричних мереж». К.: НКРЕКП, 2019. 96 с.
6. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ): видання сьоме. К.: МЕН України, 2017. 763 с.
7. НПАОП 0.00-1.15-07 Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті. К.: Держгірпромнагляд, 2007. 32 с.
8. ДСТУ EN 50549-1:2020 Вимоги до генеруючих установок, підключених до розподільних мереж. К.: ДП «УкрНДНЦ», 2020. 56 с.
9. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Захист від блискавки будівель і споруд. К.: Мінрегіонбуд, 2008. 75 с.
10. ДСТУ ISO 45001:2020 Системи управління охороною здоров'я та безпекою праці. К.: ДП «УкрНДНЦ», 2020. 58 с.
11. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги в системах розподілу електроенергії. К.: ДП «УкрНДНЦ», 2014. 31 с.
12. НАПБ А.01.001-2004 Правила пожежної безпеки в Україні. К.: МНС України, 2004. 151 с.

13. Жовтянський В. А., Кулик М. М., Стогній Б. С. Стратегічні орієнтири розвитку паливно-енергетичного комплексу України. К.: Академперіодика, 2021. 382 с.
14. Денисюк С. П., Розен В. П. Управління попитом у Smart Grid: теорія і практика. К.: НТУУ «КПІ», 2020. 312 с.
15. Гелету́ха Г. Г., Желе́зна Т. А., Матве́єв Ю. Б. Ві́дновлювана ене́ргетика в Украї́ні: стан та перспективи до 2030 р. // Промислова теплотехніка. 2023. Т. 45, № 2. С. 62–78.
16. Праховник А. В. Мала енергетика: монографія. К.: ІЕД НАНУ, 2018. 463 с.
17. Кириленко О. В., Блінов І. В. Розвиток Smart Grid в Україні: технічні та економічні аспекти. К.: ІЕД НАНУ, 2019. 342 с.
18. Luque A., Hegedus S. (Eds.) Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. 3rd ed. Chichester: Wiley, 2022. 1245 p.
19. Masters G. M. Renewable and Efficient Electric Power Systems. 2nd ed. Hoboken: Wiley-IEEE, 2013. 690 p.