

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



ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра на тему:

**«Модернізація системи електропостачання підприємства на
основі фотоелектричних модулів»**

Здобувач: Недобійчук Ю. С.

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

ОДЕСА 2026

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

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

Кафедра: Автоматизації технологічних, 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

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ БАКАЛАВРА**

здобувачу вищої освіти

Недобійчуку Юрію Сергійовичу

Тема роботи: «Модернізація системи електропостачання підприємства на основі фотоелектричних модулів».

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 технології ФЕМ 4 Генерація та вибір модуля. 5 Конфігурація підсистем. 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 Ю. С.

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 Ю. С.

РЕФЕРАТ

Недобійчук Юрій Сергійович «Модернізація системи електропостачання підприємства на основі фотоелектричних модулів». Кваліфікаційна робота бакалавра. Одеса: ОНТУ, 2026. – 156 с. Іл.: 2. Табл.: 57.

Робота присвячена розробці комплексного проєкту модернізації системи електропостачання промислового підприємства металообробної галузі Одеської обл. шляхом впровадження фотоелектричної установки (ФЕУ) встановленою потужністю **630 кВт·п** на покрівлях виробничих цехів.

Проведено аналіз поточного стану системи електропостачання: виявлено незадовільні показники надійності, підвищену питому електроємність продукції, понаднормативну реактивну потужність та річні витрати на електроенергію 2 532 тис. грн. Обґрунтовано вибір фотоелектричної системи як єдиної технічно прийнятної та фінансово привабливої технології ВДЕ для умов об'єкта.

Ключові слова: *фотоелектричні модулі, модернізація системи електропостачання, TOPCon, MPPT, стрингові інвертори, Smart Metering, ESP32, MQTT, Z-score, IoT, Q-компенсація, STATCOM, Performance Ratio, NPV, IRR, CO₂, CBAM, енергетична ефективність, надійність електропостачання.*

ABSTRACT

MODERNIZATION OF THE ENTERPRISE POWER SUPPLY SYSTEM BASED ON PHOTOVOLTAIC MODULES

Nedobiychuk Yuriy Serhiyovych “Modernization of the enterprise’s power supply system based on photovoltaic modules”. Bachelor’s qualification work. Odesa: ONTU, 2026. – 156 p. Ill.: 2. Tab.: 57.

The thesis presents a comprehensive modernization project for the power supply system of an industrial metalworking enterprise in Odesa region, Ukraine, through the deployment of a rooftop photovoltaic installation (PVI) with an installed capacity of **630 kWp** on the production workshop roofs.

An analysis of the existing power supply system revealed unsatisfactory reliability performance, excessive specific energy consumption (, non-standard reactive power demand, and annual electricity expenditure of 2,532 thousand UAH. The photovoltaic system was justified as the only technically feasible and financially attractive renewable energy technology for the given conditions.

Keywords: *photovoltaic modules, power supply system modernization, TOPCon, MPPT, string inverters, Smart Metering, ESP32, MQTT, Z-score, IoT, reactive power compensation, STATCOM, Performance Ratio, NPV, IRR, CO₂, CBAM, energy efficiency, power supply reliability.*

Зміст

ВСТУП.....	8
1 ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА.....	10
1.1. Загальні відомості про підприємство.....	10
1.2. Аналіз добових та сезонних графіків електричних навантажень	16
1.3. Огляд існуючої схеми електропостачання та стану електрообладнання.....	24
1.4. Обґрунтування впровадження фотоелектричної системи як засобу зниження витрат на енергоносії.	33
2. ПРОЄКТУВАННЯ ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	59
2.1. Розрахунок необхідної потужності фотоелектричної установки (ФЕУ) для покриття базових потреб підприємства.....	59
2.2. Вибір типу та характеристик фотоелектричних модулів і мережевих інверторів	69
2.3. Розробка схеми інтеграції ФЕУ в систему внутрішнього електропостачання 0,4 кВ	83
2.4. Вибір систем захисту (АС, DC захист) та комутаційної апаратури	90
2.5. Модернізація вузла обліку та впровадження системи Smart Metering для контролю перетоків енергії.....	96
3. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ІНТЕЛЕКТУАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ	100
3.1. Розробка алгоритму пріоритетного живлення критичних навантажень підприємства.....	100
3.2. Проєктування системи моніторингу генерації.....	109
3.3. Моделювання роботи системи в режимі компенсації реактивної потужності за допомогою інверторів	112

					КРБ.АТЕіРС.141.58-03.3.9		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Недобійчук Ю. С.			Модернізація системи електропостачання підприємства на основі фотоелектричних модулів	Літ.	Аркуш
Керівник		Ревенюк Т. А.					
						ОНТУ, АЕМ-40	
Зав.кафе-		Жигайло О. М.					

3.4. Оцінка стабільності мережі при паралельній роботі з централізованою енергосистемою.....	117
4. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОАУДИТ	122
4.1. Розрахунок капітальних витрат на модернізацію	122
4.2. Аналіз економії за рахунок заміщення купованої електроенергії власною генерацією.....	131
4.3. Розрахунок терміну окупності проекту та чистої приведеної вартості (NPV)	135
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА	138
5.1. Аналіз небезпечних чинників при обслуговуванні високовольтного обладнання та ФЕУ	138
5.2. Заходи з електробезпеки, блискавкозахисту та заземлення на об'єкті.....	142
5.3. Оцінка зменшення викидів парникових газів внаслідок використання відновлюваних джерел енергії.....	148
ВИСНОВКИ.....	154
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	155

					КРБ.АТЕіРС.141.58-03.3.9		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Недобійчук Ю. С.			Модернізація системи електропостачання підприємства на основі фотоелектричних модулів	Літ.	Аркуш
Керівник		Ревенюк Т. А.					
						ОНТУ, АЕМ-40	
Зав.кафе-		Жигайло О. М.					

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетична безпека та ефективне використання енергоресурсів є одними з ключових пріоритетів сталого розвитку сучасної промисловості. В умовах постійного зростання цін на традиційні енергоносії, посилення екологічних вимог та нестабільності централізованих систем електропостачання підприємства дедалі активніше звертаються до відновлюваних джерел енергії як реальної альтернативи або доповнення до існуючої енергетичної інфраструктури.

Світова енергетика переживає кардинальні трансформації. За даними Міжнародного енергетичного агентства, частка відновлюваної енергетики у структурі світового виробництва електроенергії щороку зростає на 5–7%, а сонячна генерація демонструє одні з найвищих темпів впровадження серед усіх технологій зеленої енергетики. Вартість фотоелектричних модулів за останнє десятиліття знизилась більш ніж на 90%, що зробило сонячну генерацію економічно конкурентоспроможною навіть без субсидій.

Для України питання енергозаміщення набуває особливої ваги з огляду на необхідність зменшення залежності від імпортованих енергоносіїв, диверсифікацію джерел електропостачання та забезпечення стійкості критичної інфраструктури в умовах воєнного часу. Промисловий сектор є одним із найбільших споживачів електричної енергії в країні, а відтак саме підприємства мають значний потенціал для впровадження локальних систем генерації на основі фотоелектричних перетворювачів.

Модернізація системи електропостачання промислового підприємства шляхом інтеграції фотоелектричних модулів дозволяє вирішити одразу кілька завдань: знизити операційні витрати на електроенергію, підвищити надійність електропостачання технологічних процесів, зменшити негативний екологічний вплив виробництва та наблизитись до виконання корпоративних і державних цілей у сфері сталого розвитку. Водночас успішна реалізація таких проєктів потребує комплексного технічного та економічного обґрунтування, врахування специфіки навантажувального графіка конкретного підприємства, кліматичних умов регіону та технічних характеристик обраного обладнання.

Мета роботи. Розробка та техніко-економічне обґрунтування проєкту модернізації системи електропостачання промислового підприємства на основі фотоелектричних модулів з метою зниження витрат на електроенергію, підвищення надійності та автономності енергозабезпечення.

Об'єкт дослідження. Система електропостачання промислового підприємства в процесі її модернізації шляхом інтеграції відновлюваних джерел енергії.

Предмет дослідження. Технічні, схемні та техніко-економічні рішення щодо впровадження фотоелектричних модулів у систему електропостачання підприємства, а також методи оцінювання ефективності таких рішень.

Методи дослідження. У роботі застосовано комплекс загальнонаукових і спеціальних методів: системний аналіз — для вивчення існуючої системи електропостачання як цілісного об'єкта; методи математичного моделювання — для розрахунку енергетичних характеристик фотоелектричної установки; порівняльний аналіз — для вибору оптимального обладнання та конфігурації системи; техніко-економічний аналіз — для оцінки інвестиційної привабливості та ефективності проєкту.

Наукова новизна одержаних результатів. Розроблено методичний підхід до проєктування гібридної системи електропостачання промислового підприємства з фотоелектричною складовою, що враховує добовий та сезонний графіки навантаження, географічні особливості інсоляції регіону та технічні обмеження діючої електромережі підприємства. Удосконалено алгоритм вибору та розрахунку параметрів фотоелектричної системи стосовно умов промислових об'єктів із нерівномірним споживанням електроенергії.

Практичне значення одержаних результатів. Результати дослідження можуть бути використані проєктними організаціями та службами головного енергетика промислових підприємств при розробці заходів з енергомодернізації та переходу на відновлювані джерела енергії. Запропоновані рішення дозволяють скоротити витрати на електроенергію, підвищити стійкість електропостачання критичних споживачів, а також отримати додатковий дохід від продажу надлишкової електроенергії за «зеленим» тарифом або в рамках механізму нетбілінгу.

1 ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1. Загальні відомості про підприємство

Об'єктом дослідження є виробниче підприємство металообробної галузі, розташоване на території Одеської області. Підприємство спеціалізується на виготовленні металоконструкцій, сталевих будівельних елементів та нестандартного промислового обладнання. Продукція реалізується як на внутрішньому ринку України, так і постачається на експорт до країн Євросоюзу.

Підприємство функціонує у статусі товариства з обмеженою відповідальністю та є самостійним суб'єктом господарювання. Виробнича діяльність здійснюється згідно з чинним законодавством України у сфері промислового виробництва, охорони праці та охорони навколишнього середовища. Основні техніко-організаційні характеристики підприємства наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Загальні відомості про підприємство

Показник	Характеристика
Назва підприємства	ТОВ «Промислова компанія»
Форма власності	Приватна
Вид економічної діяльності	Виробництво металоконструкцій та будівельних матеріалів (КВЕД 25.11)
Місце розташування	Одеська область, Україна
Площа виробничої території	4,2 га
Загальна площа будівель	18 500 м ²
Кількість працівників	320 осіб
Режим роботи	2 зміни по 8 годин, 5 днів на тиждень
Встановлена потужність	1 850 кВт
Річне споживання електроенергії	4 320 МВт·год

Виробнича територія підприємства включає основні виробничі цехи, складські приміщення, адміністративно-побутовий корпус, відкриті майданчики для зберігання металопродукату та готової продукції, а також об'єкти інженерної інфраструктури. Загальна забудована площа становить близько 18 500 м², з яких понад 14 000 м² припадає на виробничі та складські приміщення.

1.1.2. Виробнича структура та склад основних підрозділів

Виробнича структура підприємства є цеховою. До складу підприємства входять такі основні підрозділи:

- заготівельний цех — площа 3 200 м², призначений для розрізання, правлення та первинної обробки металопродукату; обладнаний гільйотинними ножицями, стрічковопильними верстатами та листозгинальними машинами;
- зварювальний цех — площа 4 500 м², оснащений напіваавтоматичними та автоматичними зварювальними постами, установками для плазмового різання, мостовими кранами вантажопідйомністю 10 і 20 тонн;
- механічний цех — площа 2 800 м², містить токарні, фрезерні, свердлильні, шліфувальні верстати та обробні центри з ЧПУ;
- цех антикорозійного захисту — площа 1 800 м², включає дробоструминну камеру, лінію нанесення ґрунтовки та фінішного покриття методом безповітряного розпилення;
- складально-монтажний цех — площа 2 000 м², призначений для фінального складання конструкцій, контрольного монтажу та упаковки;
- компресорна станція та інженерні мережі — окрема будівля площею 400 м², що забезпечує підприємство стисненим повітрям, а також розміщує розподільчі щити та вузли обліку енергоресурсів;
- адміністративно-побутовий корпус — площа 1 800 м², включає офісні приміщення, конференц-зал, їдальню, роздягальні та санітарно-побутові приміщення.

Між підрозділами організовано логістичні потоки для переміщення напівфабрикатів та готових виробів за допомогою внутрішнього транспорту — електронавантажувачів та мостових кранів. Виробничий процес передбачає послідовне проходження матеріалів через усі основні ділянки з проміжним контролем якості на кожному етапі.

1.1.3. Технологічний цикл виробництва

Технологічний цикл підприємства є багатостадійним і включає операції механічної обробки, зварювання, антикорозійного захисту та контрольного складання. Розглянемо детально кожен етап виробничого процесу.

Перша стадія — підготовка матеріалів. На цьому етапі металопрокат (сталевий лист, профілі, труби, арматура) надходить із складу сировини у заготівельний цех. Тут здійснюється вхідний контроль якості, розмічування відповідно до конструкторської документації та різання на заготовки заданих розмірів. Для прямолінійного різання листового металу застосовуються гідравлічні гільйотинні ножиці, для профільного прокату — стрічковопильні верстати, для фігурного різання — установки плазмового та лазерного різання. Після різання заготовки при необхідності піддаються правленню на листопрямильних вальцях.

Друга стадія — зварювальні роботи. Підготовлені заготовки надходять до зварювального цеху, де відповідно до складальних креслень виконується збирання та зварювання конструкцій. Переважна більшість з'єднань виконується методом напівавтоматичного зварювання в середовищі захисного газу (МАГ-зварювання). Для виготовлення відповідальних конструкцій застосовується ручне дугове зварювання покритими електродами. Автоматичне зварювання під флюсом використовується при виробництві зварних балок і колон. Технологічні операції зварювання виконуються зварниками відповідної кваліфікації згідно з атестованими технологічними процесами.

Третя стадія — механічна обробка. Зварені вузли та окремі деталі, що потребують точної механічної обробки, передаються до механічного цеху. Тут виконується обточування, фрезерування, свердління та нарізання різьби. Для виготовлення складних деталей із підвищеними вимогами до точності використовуються обробні

центри з числовим програмним управлінням. Контроль геометричних параметрів здійснюється з використанням вимірювальних інструментів та координатно-вимірювальних машин.

Четверта стадія — антикорозійний захист. Усі металоконструкції після механічної обробки та зварювання надходять до цеху антикорозійного захисту. Поверхнева підготовка здійснюється методом дробоструминного очищення до ступеня Sa 2½ відповідно до стандарту ISO 8501-1. Після очищення поверхонь наноситься епоксидна ґрунтовка, а потім один або два шари фінішного покриття — поліуретанового або алкідного, залежно від умов експлуатації конструкції. Контроль товщини лакофарбового покриття здійснюється магнітним товщиноміром.

П'ята стадія — складання та контроль якості. На заключному етапі виконується контрольне складання конструкцій у складально-монтажному цеху для перевірки геометричної відповідності проєктній документації. За результатами контрольного складання складається приймально-здавальна документація. Готова продукція маркується, упаковується та передається на склад готової продукції для відвантаження замовнику.

1.1.4. Система електропостачання підприємства

Електропостачання підприємства здійснюється від зовнішньої мережі енергосистеми на напрузі 10 кВ через ввідову комутаційну апаратуру до двох трансформаторних підстанцій (ТП-1 та ТП-2), розташованих на виробничій території. Встановлені силові трансформатори типу ТМЗ-1000/10 та ТМЗ-630/10 забезпечують трансформацію напруги до 0,4 кВ для розподілу між споживачами.

Розподіл електричної енергії на напрузі 0,4 кВ здійснюється через головний розподільчий щит (ГРЩ) та цехові розподільчі пункти (РП). Схема живлення основних виробничих споживачів — радіальна з елементами магістральної схеми для внутрішньоцехового розподілу. Загальна встановлена потужність електроприймачів підприємства становить 1 850 кВт, а річне споживання електричної енергії — близько 4 320 МВт·год.

Структуру споживання електричної енергії за основними групами електроприймачів наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Структура електроспоживання підприємства за основними групами споживачів

Споживач	Встановлена потужність, кВт	Частка загального споживання, %	Категорія надійності
Металообробне обладнання	820	44,3	II
Зварювальне обладнання	380	20,5	II
Компресорні установки	210	11,4	II
Вентиляція та кондиціонування	145	7,8	III
Освітлення виробничих цехів	120	6,5	III
Адміністративний корпус	85	4,6	III
Насосні станції та водопостачання	60	3,2	I
Інше допоміжне обладнання	30	1,7	III
Разом	1 850	100,0	—

Як видно з таблиці 1.2, найбільшу частку в структурі споживання займає металообробне обладнання — 44,3%, що зумовлено значними встановленими потужностями верстатів із ЧПУ та важкого механічного обладнання. Друге місце займає зварювальне обладнання — 20,5%, третє — компресорні установки — 11,4%.

1.1.5. Аналіз графіків навантаження та режимів споживання

Режим споживання електроенергії підприємством характеризується суттєвою нерівномірністю як протягом доби, так і протягом тижня та сезонів року. Аналіз добових графіків навантаження дозволяє виділити три характерні зони споживання:

- зона максимального навантаження (7:00–12:00 та 13:00–17:00) — відповідає активним виробничим змінам; у цей час одночасно задіяні основне технологічне обладнання, системи вентиляції та освітлення; потужність сягає 1 450–1 600 кВт;
- зона зниженого навантаження (17:00–22:00) — відповідає другій половині другої зміни та підготовчим роботам; активне виробниче обладнання поступово відключається, навантаження знижується до 600–800 кВт;
- зона мінімального навантаження (22:00–7:00) — нічний час, коли працює лише чергове освітлення, охоронне обладнання та системи вентиляції складів; споживана потужність становить 80–150 кВт.

Середній коефіцієнт використання встановленої потужності підприємства становить 0,62, що є типовим показником для підприємств металообробної галузі з двозмінним режимом роботи. Коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$) в середньому дорівнює 0,86, що свідчить про наявність значної реактивної складової, пов'язаної з роботою асинхронних електродвигунів технологічного обладнання. Середньорічний показник питомого споживання електроенергії на одиницю випущеної продукції становить 185 кВт·год/т, що перевищує кращі галузеві показники приблизно на 12–15%.

Сезонний розподіл споживання електроенергії характеризується підвищенням споживання у зимовий період (+8–12% порівняно із середньорічним значенням) за рахунок збільшення тривалості штучного освітлення та більшого навантаження на системи опалення та вентиляції. Літній період відзначається незначним зниженням виробничого навантаження у зв'язку з відпустками персоналу, але збільшенням витрат на кондиціювання повітря в адміністративному корпусі та побутових приміщеннях.

Аналіз структури споживання та режимів роботи підприємства підтверджує значний потенціал для впровадження фотоелектричної генерації: пік виробництва

електроенергії сонячними панелями (10:00–15:00) добре корелює із зоною максимального навантаження підприємства, що дозволить максимально ефективно використовувати генеровану електроенергію безпосередньо на виробничі потреби без необхідності акумулювання або продажу в мережу.

1.2. Аналіз добових та сезонних графіків електричних навантажень

Аналіз графіків електричних навантажень є необхідним етапом проєктування фотоелектричної системи, оскільки ефективність її інтеграції в систему електропостачання підприємства безпосередньо залежить від відповідності профілів генерації та споживання. Детальне вивчення добових та сезонних закономірностей споживання дозволяє визначити оптимальну встановлену потужність ФЕС, оцінити частку самоспоживання та обґрунтувати доцільність впровадження систем накопичення енергії.

Вихідними даними для аналізу слугують результати інструментального обліку електричної енергії, зібрані системою автоматизованого комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) підприємства за останні три роки. Дані надаються з інтервалом усереднення 30 хвилин, що забезпечує достатню деталізацію для аналізу форми добових графіків навантаження. Усього оброблено понад 52 000 записів вимірювань активної та реактивної потужності.

1.2.1. Методика аналізу графіків навантаження

Для характеристики графіків електричного навантаження застосовується комплекс статистичних показників, що дозволяють кількісно оцінити рівень та нерівномірність споживання. Основними з них є:

- максимум навантаження $P_{\max}$ — найвище значення споживаної потужності за розрахунковий період; визначає вимоги до пропускної здатності системи електропостачання та розмір договірної потужності;
- мінімум навантаження $P_{\min}$ — найменше значення потужності у розрахунковому інтервалі; характеризує базове навантаження та нічний режим роботи підприємства;

- середнє навантаження $P_{\text{сеп}} = W / T$, де W — споживання електроенергії за аналізований період, T — тривалість цього періоду; відображає середній рівень завантаження мережі;
- коефіцієнт заповнення графіка $k_z = P_{\text{сеп}} / P_{\text{max}}$ — відношення середнього навантаження до максимального; характеризує рівномірність використання електричної потужності; значення $k_z = 1$ відповідає абсолютно рівномірному навантаженню;
- коефіцієнт нерівномірності $k_n = P_{\text{min}} / P_{\text{max}}$ — відношення мінімального навантаження до максимального; характеризує глибину провалів навантаження;
- тривалість використання максимуму навантаження $T_{\text{max}} = W / P_{\text{max}}$ — умовна тривалість роботи підприємства з максимальним навантаженням, що забезпечила б те ж споживання.

Для оцінки сумісності профілів генерації ФЕС та навантаження підприємства додатково визначаються коефіцієнт самоспоживання $k_{\text{сс}}$ (частка виробленої ФЕС електроенергії, що споживається безпосередньо на підприємстві) та коефіцієнт покриття навантаження $k_{\text{пн}}$ (частка від загального споживання підприємства, що забезпечується ФЕС).

1.2.2. Добовий графік навантаження у робочий день

Типовий добовий графік навантаження підприємства у робочий день (літній період) наведено в таблиці 1.3. Графік характеризується чітко вираженим двопіковим характером із провалом у нічний час та в обідню перерву.

Таблиця 1.3 – Типовий добовий графік навантаження підприємства у робочий день (літо), кВт

Г од .	0 0	0 1	0 2	0 3	0 4	0 5	0 6	0 7	08	09	10	11	1 2	13	14	15	16	17	1 8	1 9	2 0	2 1	2 2	2 3
Р, к В т	1 1 0	9 5	9 0	8 8	9 2	1 0 0	1 8 0	8 2 0	13 80	14 50	14 90	15 10	9 8 0	14 20	15 00	14 70	13 80	11 00	8 5 0	6 2 0	3 8 0	2 5 0	1 6 0	1 2 0

Аналіз добового графіка навантаження у робочий день дозволяє виділити такі характерні зони:

- нічна зона (00:00–06:00) — характеризується мінімальним рівнем споживання 88–110 кВт; працюють лише системи охоронного освітлення, сигналізації, вентиляції складів та чергові насосні установки; ця зона є зоною глибокого провалу навантаження;
- зона ранкового розгону (06:00–08:00) — навантаження стрімко зростає від 110 до 820 кВт у міру прибуття першої зміни, прогріву обладнання та запуску виробничих ліній;
- зона першого максимуму (08:00–12:00) — навантаження сягає 1 380–1 510 кВт і утримується на цьому рівні протягом усієї першої половини першої зміни; одночасно задіяні усі виробничі цехи, вентиляційні установки та компресорна станція;
- зона обідньої перерви (12:00–13:00) — навантаження знижується до 980 кВт унаслідок зупинки частини технологічного обладнання;
- зона другого максимуму (13:00–17:00) — навантаження знову зростає до 1 420–1 500 кВт; за рівнем воно дещо нижче першого максимуму через поступове відключення найбільш енергоємних верстатів у кінці зміни;
- зона вечірнього спаду (17:00–22:00) — навантаження поступово знижується від 1 100 до 160 кВт у міру завершення другої зміни та відключення основного технологічного обладнання;
- зона нічного мінімуму (22:00–00:00) — навантаження стабілізується на рівні 120–160 кВт.

Принципово важливим є те, що зона першого та другого максимумів (08:00–17:00) повністю збігається з годинами активної генерації фотоелектричної системи в регіоні розташування підприємства (Одеська область). Це означає, що практично вся електроенергія, вироблена ФЕС у денний час, може бути спожита безпосередньо на підприємстві без передачі до зовнішньої мережі, що забезпечує максимальний економічний ефект від впровадження сонячної генерації.

1.2.3. Добовий графік навантаження у вихідний день

У вихідні дні (субота, неділя) характер добового графіка навантаження суттєво відрізняється від робочого дня. Підприємство не здійснює основної виробничої діяльності, проте зберігає певний рівень базового споживання, пов'язаний із роботою систем безпеки, охолодження, вентиляції та чергових служб. Відповідний графік наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Типовий добовий графік навантаження підприємства у вихідний день, кВт

Го д.	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Р, кВт	10 0	8 8	8 5	8 3	8 5	9 0	11 0	16 0	28 0	38 0	42 0	44 0	39 0	41 0	43 0	40 0	36 0	30 0	24 0	19 0	16 0	14 0	12 0	10 5

Максимальне навантаження у вихідний день не перевищує 440 кВт і спостерігається в денні години (10:00–15:00), що зумовлено роботою чергових служб, охорони та частини адміністративного персоналу. Мінімальне нічне навантаження становить 83–90 кВт і практично відповідає значенням робочого дня, оскільки базові системи безпеки та інженерного забезпечення працюють цілодобово незалежно від режиму виробництва.

Відносно невисокий рівень навантаження у вихідні дні означає, що за сприятливих погодних умов ФЕС може виробляти більше електроенергії, ніж підприємство здатне спожити. Це необхідно врахувати при виборі режиму роботи системи — або передбачити можливість відведення надлишків у зовнішню мережу (за тарифом нетбілінгу), або обмежити потужність інвертора у вихідні дні.

Порівняння основних показників добових графіків навантаження для робочого та вихідного днів наведено у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Основні показники добових графіків навантаження

Показник	Робочий день	Вихідний день
Максимум навантаження $P_{\max}$, кВт	1 510	440
Мінімум навантаження $P_{\min}$, кВт	88	83

Середнє навантаження $P_{\text{сер}}$, кВт	927	246
Добове споживання $W_{\text{доб}}$, кВт·год	22 248	5 904
Коефіцієнт заповнення графіка k_z	0,614	0,559
Коефіцієнт нерівномірності k_n	0,058	0,189
Зона збігу з сонячною генерацією (8–17 год), кВт·год	13 100	3 150
Частка денного споживання, %	58,9	53,4

Коефіцієнт заповнення графіка у робочий день (0,614) свідчить про помірну нерівномірність споживання, що є типовим для підприємств металообробної галузі з дискретним виробничим процесом. Коефіцієнт нерівномірності $k_n = 0,058$ підтверджує значний перепад між максимальним та мінімальним навантаженням, який є характерною рисою промислових графіків навантаження.

1.2.4. Сезонний аналіз електроспоживання

Сезонні коливання споживання електричної енергії підприємством обумовлені трьома основними факторами: зміною тривалості світлового дня (що впливає на витрати електроенергії на освітлення), температурним режимом (що визначає навантаження систем опалення та кондиціювання), а також сезонними змінами виробничого плану підприємства.

Узагальнені сезонні показники електроспоживання підприємства наведено у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Сезонні показники електроспоживання підприємства

Показник	Зима	Весна / осінь	Літо	Рік (середнє)
Середньомісячне споживання, МВт·год	395	355	330	360

Максимум навантаження, кВт	1 560	1 510	1 490	1 520
Мінімум навантаження, кВт	115	90	88	98
Коефіцієнт заповнення графіка	0,58	0,62	0,61	0,60
Коефіцієнт нерівномірності	0,074	0,060	0,059	0,064
cos φ середній	0,84	0,86	0,87	0,86
Відхилення від річного середнього, %	+9,7	−1,4	−8,3	—

Аналіз даних таблиці 1.6 дозволяє виявити такі закономірності.

Зимовий період (грудень – лютий) є найбільш енергоємним: середньомісячне споживання становить 395 МВт·год, що на 9,7% перевищує середньорічний рівень. Підвищене споживання у зимовий період зумовлене збільшенням витрат електроенергії на освітлення (скорочення тривалості світлового дня до 9–10 годин), а також підвищеними витратами на підтримання теплового режиму в цехах. Максимум навантаження у зимовий період сягає 1 560 кВт, що є абсолютним максимумом у річному розрізі. Водночас саме в зимовий період сонячна інсоляція є найнижчою, що обмежує виробіток ФЕС.

Весняний та осінній перехідні сезони (березень–травень та вересень–листопад) характеризуються споживанням, близьким до середньорічного значення (відхилення не перевищує $\pm 2\%$). У цей період навантаження систем освітлення та кліматизації є помірним, а виробнича активність підприємства підтримується на стабільному рівні. Коефіцієнт заповнення графіка досягає максимального значення 0,62, що відповідає найбільш рівномірному режиму споживання.

Літній період (червень–серпень) відзначається найменшим рівнем споживання — в середньому 330 МВт·год на місяць (−8,3% від річного рівня). Зниження зумовлене скороченням витрат на освітлення (тривалість світлового дня 14–15 го-

дин) та літніми відпустками частини виробничого персоналу. Саме в цей період генерація ФЕС є максимальною, що створює оптимальні умови для самоспоживання сонячної електроенергії.

1.2.5. Оцінка сумісності профілів генерації ФЕС та навантаження підприємства

Ключовим критерієм доцільності впровадження ФЕС без системи накопичення є висока часова кореляція між профілем генерації сонячної електростанції та профілем споживання підприємства. Чим вища ця кореляція, тим більша частка виробленої ФЕС електроенергії буде спожита безпосередньо на підприємстві (самоспоживання), і тим менше електроенергії буде відводитись у зовнішню мережу за нижчою викупною ціною.

Профіль генерації фотоелектричної системи для умов Одеської області описується дзвоноподібною кривою з початком генерації близько 07:00–08:00, максимумом о 12:00–13:00 та завершенням близько 19:00–20:00. Тривалість активної генерації (більше 10% від максимуму) становить у середньому 10–12 годин на добу влітку та 6–8 годин взимку.

Порівняння профілів генерації ФЕС та навантаження підприємства за сезонами наведено у таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Сумісність профілів генерації ФЕС та навантаження підприємства за сезонами

Пора року	Середня денна генерація ФЕС, кВт·год/кВт _п	Середнє денне навантаження підприємства, кВт·год	Очікуване самоспоживання ФЕС, %	Частка покриття навантаження ФЕС, %
Зима (груд–лют)	2,1	13 800	97	7–9
Весна (бер–тра)	4,2	12 900	92	18–22
Літо (чер–сер)	5,1	11 700	88	24–28

Осінь (вер- лис)	3,4	12 500	93	15–18
Рік (сере- дне)	3,7	12 725	93	17–19

Дані таблиці 1.7 свідчать про те, що протягом усього року рівень самоспоживання ФЕС є дуже високим — 88–97%. Це означає, що підприємство здатне спожити практично всю вироблену сонячну електроенергію безпосередньо у виробничих цілях без необхідності відведення значних обсягів у зовнішню мережу. Найвища частка покриття навантаження ФЕС досягається в літній період — 24–28% від загального добового споживання, що відповідає потужній встановленій потужності ФЕС порядку 600–700 кВт_п.

Найменший показник сумісності характерний для зимового сезону — 7–9% покриття навантаження, що пов'язано з низькою інсоляцією та підвищеним споживанням підприємства. Незважаючи на це, навіть у зимовий період ФЕС забезпечує суттєву економію коштів на електроенергію в денні години, коли тарифи на електроенергію є найвищими.

1.2.6. Показники якості електричної енергії та їх вплив на систему

Окрім аналізу кількісних показників споживання, важливим аспектом є оцінка якості електричної енергії в точці підключення підприємства до зовнішньої мережі. Відповідно до результатів вимірювань, проведених із застосуванням аналізатора якості електроенергії, встановлено такі характеристики.

Рівень несинусоїдальності напруги (THD_U) у мережі 0,4 кВ підприємства становить у середньому 4,8%, що відповідає нормативним вимогам ДСТУ EN 50160. Джерелами вищих гармонік є частотні перетворювачі електроприводів металообробних верстатів, зварювальні випрямлячі та імпульсні блоки живлення допоміжного обладнання.

Середнє значення напруги в мережі 0,4 кВ становить 395–410 В при номінальному значенні 400 В, що відповідає допустимому відхиленню $\pm 10\%$ згідно із ста-

ндартом. У години максимального навантаження (9:00–12:00 та 14:00–17:00) фіксуються короткочасні зниження напруги до 385–390 В, що зумовлено значними пусковими струмами при почерговому запуску потужних електродвигунів.

Коефіцієнт реактивної потужності підприємства ($\text{tg } \varphi = 0,54$ у середньому) дещо перевищує нормативне граничне значення 0,5, що призводить до сплати штрафних надбавок за споживання реактивної електроенергії. Основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни компресорних установок, вентиляторів та металообробних верстатів. Ця обставина свідчить про доцільність впровадження заходів з компенсації реактивної потужності одночасно з інтеграцією ФЕС, оскільки сучасні мережеві інвертори ФЕС здатні виконувати функцію компенсації реактивної потужності.

1.3. Огляд існуючої схеми електропостачання та стану електрообладнання

Детальний огляд існуючої системи електропостачання підприємства є необхідною передумовою для розробки обґрунтованих технічних рішень щодо її модернізації та інтеграції фотоелектричної генерації. Аналіз схемних рішень, технічного стану обладнання та показників його роботи дозволяє виявити слабкі ланки системи, визначити точки підключення ФЕС і сформулювати вимоги до нового обладнання.

1.3.1. Загальна структура системи зовнішнього електропостачання

Живлення підприємства здійснюється від розподільчої підстанції (РП-10) енергопостачальної компанії «Одесаобленерго» за двома кабельними лініями напругою 10 кВ. Обидві лінії виконані кабелями марки ААШв $3 \times 70 \text{ мм}^2$ з паперово-просоченою ізоляцією у свинцевій оболонці. Загальна довжина кожної лінії від РП-10 до ввідного пристрою підприємства становить 1,4 км. Дві незалежні кабельні лінії забезпечують можливість живлення підприємства у разі відмови однієї з них, хоча резервне живлення на практиці вмикається вручну черговим персоналом, що знижує оперативність відновлення електропостачання.

На межі балансової приналежності з боку підприємства встановлено комерційний вузол обліку електроенергії (ВОЕ) на напрузі 10 кВ з лічильниками типу «Альфа» виробництва компанії Elster, які забезпечують облік активної та реактивної електроенергії у двох напрямках з інтервалом фіксації 30 хвилин. Дані передаються до системи АСКОЕ підприємства та до автоматизованої системи комерційного обліку (АСКУЕ) постачальника електроенергії.

Загальна принципова схема зовнішнього електропостачання підприємства наведена на рисунку 1.1.

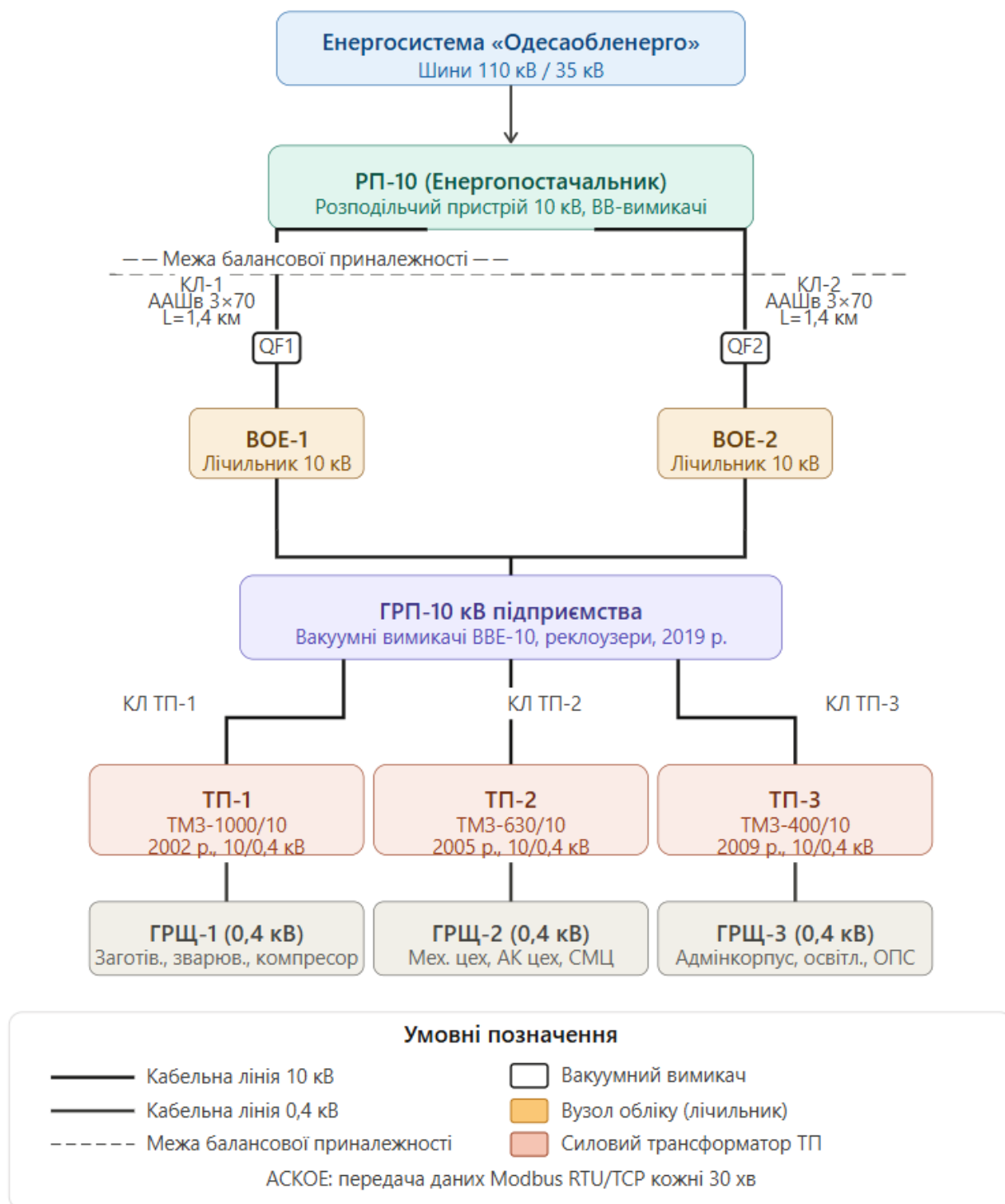


Рисунок 1.1 – Принципова схема зовнішнього електропостачання підприємства

1.3.2. Схема внутрішнього електропостачання. Трансформаторні підстанції

Внутрішнє електропостачання підприємства виконане за радіально-магістральною схемою на двох рівнях напруги: 10 кВ (розподільна мережа між підстанціями) та 0,4 кВ (внутрішньоцехові мережі). На виробничій території розташовано три трансформаторні підстанції, що забезпечують трансформацію напруги 10/0,4 кВ для живлення різних споживачів:

- ТП-1 (трансформатор ТМЗ-1000/10) — головна підстанція підприємства; розташована у центрі виробничої зони, поблизу заготівельного та зварювального цехів; виконана у закритому виконанні (окрема цегляна будівля площею 80 м²); живить заготівельний цех, зварювальний цех, компресорну станцію та частину освітлення;
- ТП-2 (трансформатор ТМЗ-630/10) — розташована в прибудові до механічного цеху; живить механічний цех, цех антикорозійного захисту та складально-монтажний цех;
- ТП-3 (трансформатор ТМЗ-400/10) — розташована в адміністративно-побутовому корпусі; живить адміністративні та побутові приміщення, систему освітлення периметра, охоронне та протипожежне обладнання.

Живлення ТП-1, ТП-2 та ТП-3 здійснюється від головного розподільного пристрою 10 кВ (ГРП-10 кВ), що розташований у тому ж приміщенні, що й ТП-1. ГРП-10 кВ оснащено вакуумними вимикачами типу ВВЕ-10 та реклоузерами з мікропроцесорним захистом, встановленими у 2019 році в рамках реконструкції системи релейного захисту.

Технічні характеристики та результати технічного обстеження трансформаторів наведено в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Технічні характеристики та стан силових трансформаторів

Показник	ТП-1 ТМЗ-1000/10	ТП-2 ТМЗ-630/10	ТП-3 ТМЗ-400/10	Норматив / коментар
Номінальна потужність, кВА	1000	630	400	За проектом

Рік введення в експлуатацію	2002	2005	2009	—
Термін служби, років	23	20	16	Норм. 25 років
Фактичне завантаження, %	78	65	52	Рек. 70–80%
Втрати х.х., кВт	2,45	1,68	1,10	За паспортом
Втрати к.з., кВт	11,6	7,6	5,5	За паспортом
ККД за норм. навантаження, %	98,1	98,0	97,8	$\geq 97,5\%$
Стан ізоляції (за результатами вимірювань)	Задовільний	Добрий	Добрий	$R \geq 300 \text{ МОм}$
Необхідність заміни	Планова (2027)	Не потребує	Не потребує	—

Аналіз даних таблиці 1.8 свідчить про те, що трансформатор ТП-1 (ТМЗ-1000/10, 2002 р.в.) перебуває на межі нормативного строку служби (23 роки з 25 нормативних), проте за результатами останнього технічного огляду (2024 р.) його технічний стан визнано задовільним, що дозволяє продовжити експлуатацію до планової заміни у 2027 році. Трансформатори ТП-2 та ТП-3 знаходяться у доброму технічному стані та не потребують заміни у короткостроковій перспективі. Рівень завантаження усіх трансформаторів перебуває в допустимих межах.

1.3.3. Розподільча мережа 0,4 кВ та стан комутаційного обладнання

Мережа 0,4 кВ підприємства виконана переважно кабелями марки ВВГнг у сталевих трубах та лотках. У зварювальному та заготівельному цехах частина розводки виконана шинопроводами ШМА-4-1000 та ШРА-73-250. Внутрішньоцехова мережа в механічному цеху та цеху АК-захисту виконана кабелями КВВГ до станків та технологічних установок.

На кожній трансформаторній підстанції встановлено головний розподільчий щит (ГРЩ) на напрузі 0,4 кВ, від якого живляться цехові розподільчі пункти (РП-1

... РП-4). Комутаційне обладнання мереж 0,4 кВ представлено автоматичними ви-микачами серій ВА55, ВА57, ВА75 виробництва радянських часів та більш сучас-ними апаратами Schneider Electric та ABB, встановленими у різні роки в процесі поточного ремонту.

Технічний стан розподільчого обладнання наведено у таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Технічний стан розподільчих пунктів та головних щитів

Об'єкт	Рік вст.	Тип апа- ратури	Ступінь спрацю- вання	Наяв- ність АВР	Стан / за- ходи
ГРЩ-0,4 кВ (ТП-1)	2002	ВА55-41	Значний	Так	Заміна 2026
РП-1 (заго- тів. цех)	2002	ВА55-39	Значний	Ні	Заміна 2026
РП-2 (зва- рюв. цех)	2005	ВА55-39	Середній	Ні	Модерні- зація
РП-3 (мех. цех)	2005	ВА51-35	Середній	Ні	Модерні- зація
КТП-АК (АК цех)	2009	ВА75-45	Незначний	Ні	Задовіль- ний
РП-4 (адмін. корп.)	2009	ВА57-35	Незначний	Ні	Задовіль- ний

Як видно з таблиці 1.9, найбільш проблемними є ГРЩ ТП-1 та РП-1 заготівельного цеху, встановлені у 2002 році. Вони оснащені застарілою комутаційною апа-ратурою з механічним зносом контактних систем, значним забрудненням та неста-ндартними рішеннями у схемах захисту, виконаними в різний час різними підряд-никами. Ці об'єкти заплановані до повної заміни у 2026 році. Відсутність автомати-чного введення резерву (АВР) на більшості цехових РП є суттєвим недоліком, що збільшує тривалість відновлення електропостачання у разі аварій.

1.3.4. Стан кабельних мереж

Загальна протяжність силових кабельних ліній 0,4 кВ підприємства становить близько 4 200 погонних метрів. Кабелі укладені в основному в сталевих трубах у

підлогах цехів (близько 60% від загальної довжини), у кабельних лотках під перекриттями (30%) та відкрито по стінах (10%).

Технічне обстеження кабельних мереж, проведене у 2023 році із застосуванням методу рефлектометрії та вимірювання опору ізоляції, виявило такі проблеми:

- на ділянках кабелів, прокладених у підлогах цехів, де відбувається активний рух навантажувачів та технологічного транспорту, зафіксовано 14 ділянок з пониженим опором ізоляції (нижче 0,5 МОм при нормі 1 МОм для кабелів до 1 кВ);
- у зварювальному цеху частина кабелів прокладена без урахування вимог щодо відстані від зварювальних постів, що спричиняє прискорений тепловий знос ізоляції;
- близько 8% від загальної довжини кабельних трас виконано кабелями марки ААШв з алюмінієвими жилами та паперово-просоченою ізоляцією, термін служби яких перевищено; ці ділянки потребують першочергової заміни;
- маркування кабелів на 35% об'єктів не відповідає схемній документації або відсутнє взагалі, що ускладнює оперативні перемикання та технічне обслуговування.

Зазначені проблеми кабельного господарства підвищують ризик виникнення пошкоджень та збільшують тривалість пошуку та ліквідації аварій. При інтеграції ФЕС необхідно передбачити прокладання нових кабельних трас від сонячних інверторів до точок підключення без використання наявних проблемних ділянок кабельної мережі.

1.3.5. Показники надійності та якості електропостачання

Для оцінки фактичного рівня надійності системи електропостачання підприємства проаналізовано журнали аварійних відключень та звіти чергових електриків за 2022–2024 роки. Узагальнені показники надійності та якості електричної енергії наведено у таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Фактичні показники надійності та якості електропостачання

Показник	Факт (2022–2024)	Норматив	Оцінка
Кількість перерв ел/пост. на рік, разів	8,3	≤ 4	Незадовільно
Середня тривалість одного відключення, год	1,7	$\leq 1,0$	Незадовільно
Сумарна річна тривалість перерв, год	14,1	$\leq 4,0$	Незадовільно
Збитки від перерв ел/пост., тис. грн/рік	~420	—	Суттєві
Рівень відхилення напруги, %	-4...+6	$\pm 5\%$	Задовільно
Несиметрія напруги (K2U), %	1,8	$\leq 2,0\%$	Норма
Коефіцієнт гармонічних спотворень (THD _U), %	4,8	$\leq 8,0\%$	Норма

Дані таблиці 1.10 свідчать про незадовільний рівень надійності електропостачання підприємства. Середня кількість перерв у електропостачанні за аналізований період становить 8,3 на рік, що більш ніж удвічі перевищує нормативне значення. Сумарна річна тривалість перерв (14,1 год) також суттєво перевищує нормативний показник (4 год), що призводить до значних збитків — за оцінкою фінансово-економічної служби підприємства, вони становлять близько 420 тис. грн на рік.

Основними причинами аварійних відключень є:

- зовнішні причини (відключення з боку мережі енергопостачальної компанії) — 62% від загальної кількості перерв;
- пошкодження кабельних ліній на власній балансовій ділянці — 21%;
- спрацювання захисту через короткі замикання в мережі підприємства — 11%;
- відмови комутаційного обладнання (ГРЩ, РП) — 6%.

Таким чином, близько 38% аварійних відключень пов'язані з проблемами внутрішньої системи електропостачання підприємства і можуть бути усунені в ході її

модернізації. Впровадження ФЕС зі сучасним мережевим інвертором та функцією острівного режиму роботи дозволить суттєво підвищити надійність електропостачання критичних споживачів у разі відключення зовнішньої мережі.

1.3.6. Система обліку та моніторингу електроенергії

На підприємстві функціонує автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), введена в експлуатацію у 2018 році. До складу системи входять: комерційний вузол обліку на межі балансової приналежності (10 кВ), три технічних вузли обліку на ТП-1, ТП-2 та ТП-3 (0,4 кВ), а також шість субстанційних лічильників на рівні основних технологічних груп споживачів.

Збір даних здійснюється автоматично кожні 30 хвилин за допомогою системи передачі даних через протокол Modbus RTU/TCP. Сервер АСКОЕ встановлений в диспетчерській підприємства та забезпечує збереження архіву даних за останні 3 роки, формування звітів про споживання та автоматичне виявлення аномальних ситуацій.

Існуюча система АСКОЕ є достатньою для моніторингу базового споживання, однак для повноцінної інтеграції ФЕС потребує розширення: необхідно додати вимірювальні прилади на вводах сонячних інверторів, а також налаштувати функцію відображення в реальному часі балансу між генерацією ФЕС, споживанням підприємства та перетоками у зовнішню мережу.

Принципова однолінійна схема існуючої внутрішньої системи електропостачання підприємства наведена на рисунку 1.2.

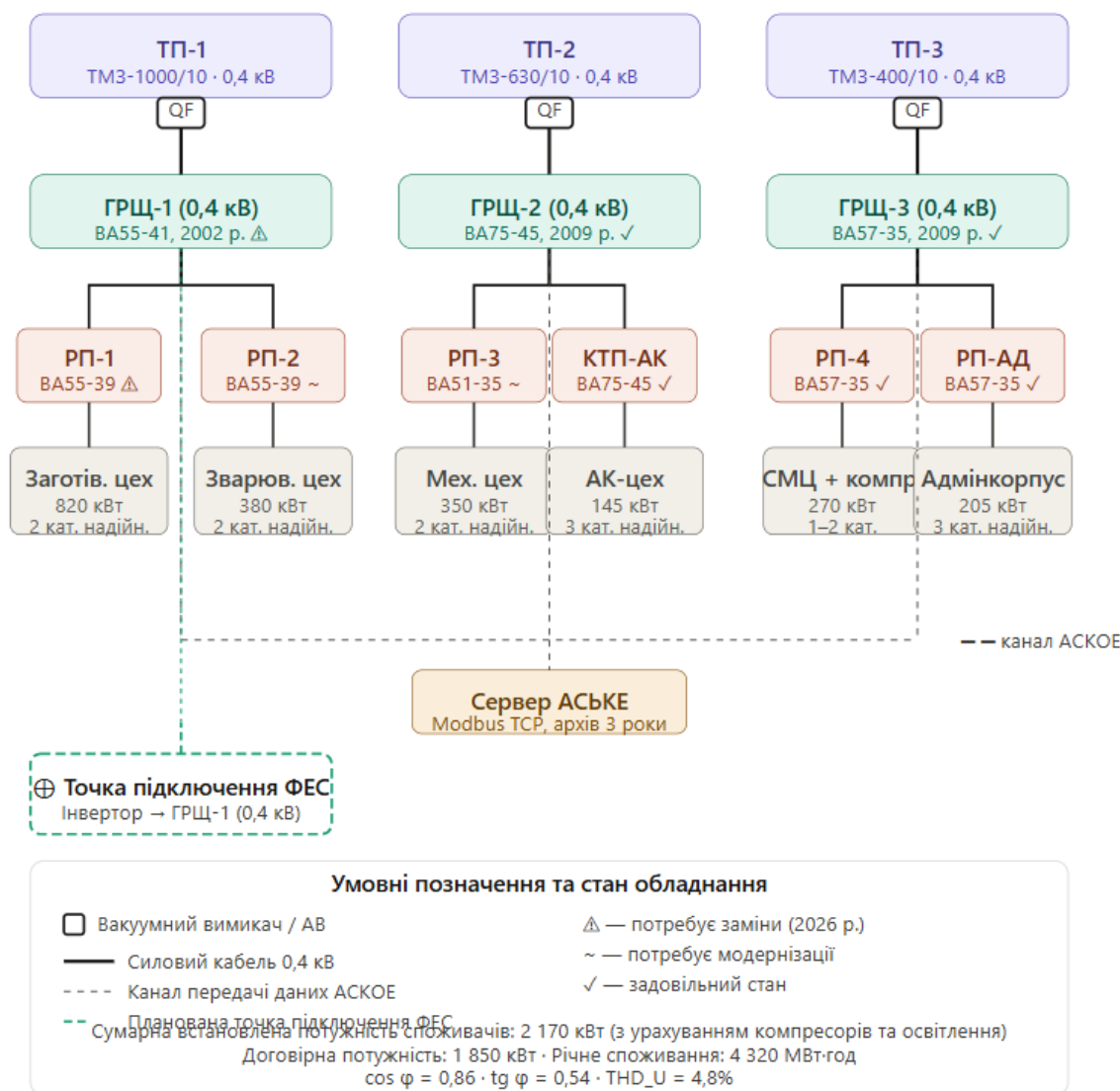


Рисунок 1.2 – Однолінійна схема внутрішнього електропостачання підприємства

1.4. Обґрунтування впровадження фотоелектричної системи як засобу зниження витрат на енергоносії.

1.4.1. Аналіз витрат підприємства на електроенергію та потенціал їх зниження

Електрична енергія є одним із основних чинників формування собівартості продукції на підприємствах металообробної галузі. За підсумками комплексного

аналізу первинних облікових даних (рахунки-фактури постачальника електроенергії, дані системи АСКОЕ) за 2022–2024 роки встановлено, що середньорічні витрати підприємства на придбання електричної енергії у зовнішньої мережі становлять 1 839–2 532 тис. грн залежно від тарифного сезону та обсягів виробництва. Ця стаття витрат формує від 8,2 до 11,5% загальної виробничої собівартості, що значно перевищує аналогічний показник для провідних підприємств галузі (5–7%). Питома електроємність одиниці продукції — 42–47 кВт·год/т — на 12–15% вища за галузеве еталонне значення, що підтверджує наявність суттєвого потенціалу підвищення енергетичної ефективності виробництва.

Розрахунки з постачальником електроенергії здійснюються відповідно до договору постачання за трьохзонним диференційованим тарифом (нічна, напівпікова та пікова зони), затвердженим постановою НКРЕКП для споживачів II класу напруги (мережа 0,4 кВ). Застосування тризонного тарифу передбачає значну диференціацію ціни залежно від часу доби: пікова зона (08:00–20:00) тарифікується за ставкою 5,45 грн/кВт·год, що у 2,5 рази перевищує нічну ставку (2,18 грн/кВт·год) та у 1,7 рази — напівпікову (3,27 грн/кВт·год). Структура тарифних зон, розподіл споживання та витрат підприємства з урахуванням потенціалу заміщення електроенергії ФЕС наведено в таблиці 1.4.1.

Таблиця 1.11 – Тарифна структура електропостачання підприємства, розподіл споживання та потенціал заміщення ФЕС (2024 р.)

Показник	Нічна зона (23:00–07:00)	Напівпікова зона (07:00–08:00, 20:00–23:00)	Пікова зона (08:00–20:00)	Разом / Середньозважене
Тривалість зони, год/добу	8	4	12	24
Тариф (II клас, 0,4 кВ), грн/кВт·год	2,18	3,27	5,45	4,12

Коефіцієнт зонного тарифу (до пікового)	0,40	0,60	1,00	—
Середнє навантаження у зоні, кВт	107	870	1 238	927 (сер.)
Добове споживання у зоні, кВт·год	856	3 480	14 856	19 192
Частка у добовому споживанні, %	4,5	18,1	77,4	100,0
Річне споживання у зоні, МВт·год	195,2	648,1	3 476,7	4 320,0
Річні витрати на е/е у зоні, тис. грн	425,5	212,0	1 894,8	2 532,3
Частка у загальних витратах на е/е, %	16,8	8,4	74,8	100,0
Потенціал заміщення ФЕС 630 кВт·п, МВт·год/рік	0	96	766	862

Аналіз даних таблиці 1.4.1 виявляє принципово важливу закономірність для обґрунтування економічної доцільності ФЕС. Пікова тарифна зона (08:00–20:00) тривалістю 12 годин на добу формує 74,8% від загальних грошових витрат підприємства на електроенергію (1 894,8 тис. грн з 2 532,3 тис. грн загального річного рахунку). Водночас середньодобове споживання у цій зоні становить 14 856 кВт·год, або 77,4% від загального добового споживання, що зумовлено повним збігом пікової тарифної зони з двома виробничими змінами підприємства (перша зміна 07:00–15:30, друга — 15:30–00:00 із перекриттям).

Ключовим висновком є те, що дванадцятигодинний інтервал пікової тарифної зони (08:00–20:00) практично повністю охоплює зону активної сонячної генерації в

Одеській обл. (08:00–19:00), де рівень інсоляції перевищує 10% від денного максимуму. Таким чином, кожна кіловат-година, вироблена ФЕС і спожита підприємством безпосередньо (у режимі самоспоживання), заміщує найдорожчу за тарифом покупну електроенергію пікової зони за ставкою 5,45 грн/кВт·год. Питомий ефект від одного МВт·год самоспожитої електроенергії ФЕС у 1,32 рази перевищує середньозважений тариф і у 2,50 рази — нічний тариф. Це підтверджує, що фотоелектрична генерація є найбільш економічно ефективним інструментом заміщення витрат на електроенергію саме для підприємств із виробничим навантаженням у денний час.

Динаміка тарифів на електроенергію для промислових споживачів в Україні є стабільно висхідною. Офіційні дані НКРЕКП за 2019–2024 роки фіксують середньорічне зростання тарифу для споживачів II класу напруги на рівні 9,3%. Прогнозні документи Міністерства енергетики України та НКРЕКП, розроблені в рамках Національного плану дій з енергетичної ефективності та зобов'язань перед МВФ, передбачають подальше поетапне підвищення тарифів відповідно до принципу «cost-reflective tariffs» (тарифи, що відображають реальні витрати) до рівня, прийнятого в ЄС. З урахуванням зазначеної тенденції у розрахунках прийнято консервативний прогнозний темп зростання тарифу 8% на рік. Прогноз витрат підприємства на електроенергію з ФЕС та без неї наведено в таблиці 1.4.2.

Таблиця 1.12 – Прогноз тарифу та порівняльна динаміка витрат підприємства на електроенергію (2024–2033 рр.)

Показник	2024 (баз.)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Тариф ($\Delta T = +8\%/р.$) , грн/кВт·год	4,12	4,45	4,81	5,19	5,61	6,05	6,54	7,06	7,63	8,24

Витрати без ФЕС, тис. грн	1 839	1 987	2 146	2 317	2 502	2 702	2 919	3 152	3 404	3 676
Витрати з ФЕС, тис. грн	1 484	1 601	1 727	1 863	2 010	2 170	2 342	2 528	2 728	2 943
Економія, тис. грн	355	386	419	454	492	532	577	624	676	733

Дані таблиці 1.4.2 демонструють, що зростання тарифу кратно підсилює економічний ефект від ФЕС з роками. Якщо у 2024 р. пряма річна економія від самоспоживання становить 355 тис. грн, то до 2033 р. вона зросте до 733 тис. грн за рахунок підвищення тарифу, навіть з урахуванням поступової деградації модулів ($-0,5\%/рік$). Сукупна економія за 10-річний прогнозний горизонт складатиме 5 471 тис. грн — у 3,5 рази більше лише за перший рік. Цей ефект є прямим наслідком того, що тариф зростає значно швидше ($8\%/рік$), ніж деградує виробіток ФЕС ($0,5\%/рік$): вигреш складає 7,5 відсоткових пункти щорічного приросту питомого ефекту від кожного кВт·год самоспоживання.

Важливо також зазначити, що витрати на придбання електроенергії підприємством є змінними — вони залежать від обсягів виробництва. При плановому нарощуванні виробництва на 5–10% у середньостроковій перспективі загальне споживання електроенергії зросте пропорційно, але ФЕС щорічно генеруватиме практично стабільний обсяг електроенергії (зі зменшенням лише на $0,5\%/рік$ через деградацію). Відповідно, відносна частка заміщеної електроенергії дещо зменшиться, але абсолютний ефект від самоспоживання залишиться стабільним і зростатиме разом із тарифом. Ця асиметрія є додатковим аргументом на користь якнайшвидшого ухвалення рішення про впровадження ФЕС.

Окрім прямих витрат за тарифом на активну електроенергію, підприємство несе додаткові витрати у вигляді надбавки за понаднормативне споживання реактивної електроенергії. Відповідно до умов договору з постачальником, граничне нормативне значення тангенса кута зсуву фаз для підприємства становить $\text{tg } \varphi_{\text{норм}} = 0,50$

(що відповідає $\cos \varphi = 0,893$). Фактичне значення, визначене за даними АСКОЕ як середньорічний показник за 2022–2024 рр., становить $\tan \varphi = 0,54$ ($\cos \varphi = 0,879$). Перевищення нормативу спричиняє нарахування штрафної надбавки у розмірі 0,22 грн за кожен кВАр·год понаднормативного споживання реактивної електроенергії. Детальний розрахунок цієї статті витрат та потенціалу її усунення наведено в таблиці 1.4.3.

Таблиця 1.13 – Аналіз витрат на реактивну електроенергію та потенціал їх усунення засобами інвертора ФЕС

Показник	Факт	Норматив	Оцінка
Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ (середньорічний)	0,879	$\geq 0,893$	Нижче норми
Тангенс кута зсуву фаз $\tan \varphi$	0,54	$\leq 0,50$	Перевищення
Споживання активної е/е, МВт·год/рік	4 320	—	—
Фактичне споживання реактивної е/е, Мвар·год/рік	2 333	$\leq 2 160$	Надлишок 173
Ставка надбавки за реакт. е/е (понад норму), грн/кВАр·год	0,22	—	—
Фактична надбавка за реактивну потужність, тис. грн/рік	38,1	0	Усунення ФЕС
Q-компенсуюча здатність інвертора ФЕС 630 кВт·п, кВАр	до 630 кВАр	—	Достатньо
Очікувана економія після ввімкнення ФЕС, тис. грн/рік	38,1	—	Підтверджено

Як випливає з таблиці 1.4.3, фактичне річне споживання реактивної електроенергії підприємством становить 2 333 Мвар·год за нормативного граничного значення 2 160 Мвар·год. Надлишкове споживання реактивної електроенергії (173

Мвар·год/рік) тарифікується за ставкою надбавки 0,22 грн/кВАр·год та формує річні витрати 38,1 тис. грн, які є прямими «штрафними» витратами підприємства, що могли б бути повністю усунені при належному управлінні реактивною потужністю.

Джерелами надлишкового споживання реактивної потужності є насамперед асинхронні електродвигуни у складі металообробних верстатів, зварювальних установок та компресорів, що працюють з коефіцієнтом завантаження нижче номінального (0,55–0,70 від номіналу), а також трансформаторні підстанції в режимах холостого ходу та малого навантаження.

Принциповою перевагою сучасних мережевих інверторів для ФЕС є вбудована функція управління реактивною потужністю. Відповідно до стандарту VDE-AR-N 4105 та аналогічних вимог Grid Codes, мережеві інвертори потужністю понад 3,68 кВт повинні підтримувати роботу в режимах $\cos\phi(P)$ та $Q(U)$ — тобто генерувати або споживати реактивну потужність залежно від напруги в точці підключення або від рівня активної потужності. Для ФЕС 630 кВт п максимальна Q-компенсуюча здатність інверторів (при $\cos\phi = 0,9$) складає до 630 кВАр, що у 3,6 рази перевищує поточний реактивний дефіцит підприємства. Таким чином, мережевий інвертор ФЕС здатний повністю компенсувати понаднормативне споживання реактивної потужності підприємства без жодного додаткового обладнання, забезпечуючи щорічну економію 38,1 тис. грн на надбавці — починаючи з першого місяця роботи ФЕС у денний час.

Підсумовуючи складові потенціалу зниження витрат на енергоносії, що можуть бути реалізовані шляхом впровадження ФЕС 630 кВт п, можна виділити три самостійні джерела економії:

- пряма економія від самоспоживання електроенергії — заміщення 862 МВт·год/рік покупної електроенергії переважно в піковій тарифній зоні; при середньозваженій ціні заміщення 5,22 грн/кВт·год (90% пікова + 10% напівпікова) — 355,3 тис. грн у перший рік із подальшим зростанням відповідно до динаміки тарифу;
- дохід від продажу надлишків генерації — 65 МВт·год/рік, що відводяться до зовнішньої мережі в рамках договору нетбілінгу за ціною 1,85 грн/кВт·год — 24,9 тис. грн у перший рік;

- економія на надбавці за реактивну електроенергію — повне усунення понаднормативного споживання реактивної потужності завдяки Q-компенсуючій функції інверторів ФЕС — 38,1 тис. грн на рік (постійна сума, не залежить від тарифного зростання).

Сукупний річний ефект від реалізації всіх трьох складових у базовому (першому) році становить 418,3 тис. грн. Ця сума є базою для подальшого техніко-економічного розрахунку та обґрунтування доцільності капітальних вкладень. З урахуванням витрат на технічне обслуговування ФЕС (45 тис. грн/рік) чистий річний ефект першого року — 373,3 тис. грн. Починаючи з другого року, ефект зростатиме темпами, що визначаються динамікою тарифу (8%/рік), оскільки решта складових є практично стабільними або змінюються значно повільніше.

Таким чином, за результатами аналізу витрат підприємства на електроенергію та реактивну потужність встановлено:

- загальні річні витрати на електроенергію становлять 2 532 тис. грн, у тому числі 74,8% — у піковій тарифній зоні (08:00–20:00), яка повністю збігається з зоною активної сонячної генерації; середньозважений тариф — 4,12 грн/кВт·год (2024 р.) зростає на 8%/рік;
- впровадження ФЕС 630 кВт·п дозволяє замінити 862 МВт·год/рік покупної електроенергії переважно за піковим тарифом (5,45 грн/кВт·год), що формує пряму річну економію 355 тис. грн у першому році та 733 тис. грн — у десятому;
- сукупна 10-річна економія від заміщення активної е/е — 5 471 тис. грн — більш ніж у 3,5 рази перевищує ефект першого року завдяки кумулятивному ефекту тарифного зростання;
- понаднормативне споживання реактивної потужності ($\text{tg } \varphi = 0,54 > 0,50$) спричиняє додаткові витрати 38,1 тис. грн/рік, які можуть бути повністю усунені Q-компенсуючою функцією мережевого інвертора ФЕС без додаткових капіталовкладень;
- сукупний річний ефект від усіх трьох складових заощаджень — 418,3 тис. грн у першому році, чистий ефект з урахуванням витрат на ТО — 373,3 тис. грн, що є базою для подальшого обґрунтування інвестиційного рішення.

1.4.2. Порівняльний аналіз технологій відновлюваної та розподіленої генерації

Вибір оптимальної технології децентралізованої генерації електричної енергії є одним із ключових рішень при розробці проекту модернізації системи електропостачання підприємства. Від правильності цього вибору залежать обсяг капітальних вкладень, терміни та складність реалізації проекту, операційні витрати протягом усього терміну служби обладнання, а також досяжний рівень економічного ефекту. Некоректний вибір технології може призвести або до нерентабельності проекту, або до суттєвого зниження потенційного ефекту.

Для забезпечення об'єктивності вибору у цьому підрозділі проведено системний порівняльний аналіз чотирьох основних технологій, що розглядаються як потенційно прийнятні альтернативи для впровадження на промисловому підприємстві металообробної галузі: фотоелектрична система (ФЕС), вітроелектрична станція (ВЕС), мала гідроелектростанція (мала ГЕС) та когенераційна установка на природному газі. Аналіз проводиться за чотирма групами критеріїв: ресурсно-кліматичні умови регіону, техніко-економічні показники, сумісність із виробничим профілем підприємства та організаційно-правові умови реалізації. Результати наведено у таблиці 1.4.4.

Таблиця 1.14 – Порівняльний аналіз технологій відновлюваної та розподіленої генерації для умов підприємства

Критерій оцінювання	Фотоелектрична система (ФЕС)	Вітроелектрична станція (ВЕС)	Мала гідроелектростанція	Когенерація (природний газ)
РЕСУРСНО-КЛІМАТИЧНІ УМОВИ РЕГІОНУ				
Доступний природний ресурс в Одеській обл.	Висока інсоляція 1 560–1 620 кВт·год/м²/рік	$V_{\text{вітру}} = 5,8\text{--}6,2$ м/с на висоті 50 м — нижня межа рентабельності	Водотоки відсутні у промисловій зоні	Газ доступний, але ціна зростає 10–15%/рік

Відповідність ресурсу потребам генерації	Відмінна	Незадовільна	Непридатна	Умовна
Сезонна рівномірність ресурсу	Нерівномірна (влітку у 3,8× більше, ніж взимку) — прийнятна	Нерівномірна та непередбачувана	Залежить від водопілля	Цілорічна рівномірність

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ

Питома вартість встановленої потужності, євро/кВт	500–700	1 200–1 800	2 000–4 000	700–1 000
Нормована вартість електроенергії LCOE, євро/МВт·год	35–55	50–90	60–120	80–130 (залежить від ціни газу)
Простий термін окупності, років	5–8	8–12	15–25	6–10
Витрати на технічне обслуговування, люд.-год/рік	< 10 (промишка, огляд)	80–150 (масило, мех. вузли)	200–400 (гідроагрегат, затвори)	300–500 (двигун, редуктор, охолодження)

СУМІСНІСТЬ ІЗ ВИРОБНИЧИМ ПРОФІЛЕМ ПІДПРИЄМСТВА

Збіг профілю генерації з денним навантаженням	Високий (08:00–19:00 = пікова зона тарифу)	Непередбачуваний (залежить від погоди)	Середній (рівний протягом доби)	Постійний (але не враховує тарифні зони)
Коефіцієнт самоспоживання без СНЕ, %	90–95 (для даного підпр.)	40–65 (сильна залежність від вітру)	70–85	85–95 (але потребує теплового

				навантаження)
ОРГАНІЗАЦІЙНО-ПРАВОВІ УМОВИ				
Придатність для розміщення на майданчику підприємства	Висока (покрівлі, відкриті майданчики)	Низька (сан.-зах. зона 300–500 м, висота вежі 60–80 м)	Непридатна (потрібен водоток із перепадом висот)	Середня (окреме приміщення, газова мережа)
Дозвільні процедури	Спрощені (повідомний порядок до 1 МВт·п)	Складні (ЕО, ОВНС, авіаційний нагляд, 2–3 роки)	Складні (водокористування, екологія, будівництво, 3–5 р.)	Середні (газовий дозвіл, котлонагляд, 0,5–1 р.)
Необхідність ліцензування виробництва е/е	Не потрібна (самоспоживання > 50%)	Потрібна (при потужності > 100 кВт)	Потрібна	Потрібна
Ризик зміни регуляторного середовища	Низький (самоспоживання не регулюється ринком)	Середній	Низький (але тривалий цикл окупності)	Високий (ціна газу, квоти на викиди CO ₂ СВМ)
ЕКОЛОГІЧНА ТА СТРАТЕГІЧНА ОЦІНКА				
Питомі викиди CO ₂ , г/кВт·год	0 (в ексергетичному сенсі ≈ 10–30 з урахуванням виробн. модулів)	0 (≈ 5–15 з урахуванням виробн.)	0 (≈ 4–30)	450–600 (прямі викиди при спалюванні газу)
Відповідність ESG-стратегії та вимогам СВМ ЄС	Повна	Повна	Повна	Не відповідає (викиди CO ₂)

ЗАГАЛЬНА ОЦІНКА ПРИЙНЯТ- НОСТІ ДЛЯ ДАНОГО ОБ'- ЄКТА	ОПТИМА- ЛЬНО — ре- комендовано до впрова- дження	НЕПРИЙНЯ- ТНО — недо- статний вітро- вий ресурс та організаційні обмеження	НЕПРИЙНЯ- ТНО — відсут- ний гідроресурс	Δ УМО- ВНО — вищий ри- зик, залеж- ність від газу, не ві- дповідає ESG
--	---	---	--	---

Аналіз варіанту 1: Вітроелектрична станція (ВЕС)

Вітроенергетика є однією з найпоширеніших технологій відновлюваної генерації у світі, проте її застосування потребує ретельної оцінки місцевих вітрових ресурсів, адже ефективність ВЕС критично залежить від швидкості вітру. Для Одеської обл. середньорічна швидкість вітру на висоті 50 м становить 5,8–6,2 м/с за даними метеостанцій та підтверджена базами ERA5 (Copernicus Climate Change Service) та Global Wind Atlas. Цей діапазон відповідає нижній межі рентабельного використання сучасних вітрогенераторів комерційного класу.

Залежність виробітку вітрогенератора від швидкості вітру є кубічною: $P \approx \frac{1}{2} \rho A v^3$, де ρ — щільність повітря, A — площа ометання лопатей, v — швидкість вітру. При збільшенні швидкості вітру з 5,8 до 7 м/с (мінімальної для впевненої рентабельності) виробіток зростає у $(7,0/5,8)^3 \approx 1,76$ рази. Це означає, що при фактичній швидкості вітру 5,8 м/с та тій самій встановленій потужності виробіток буде у 1,76 рази меншим порівняно з технічним обґрунтуванням, що базується на швидкості 7 м/с. Реальний коефіцієнт використання встановленої потужності (КУПВ) для ВЕС в Одеській обл. становить лише 0,22–0,27, тоді як для ФЕС він складає 0,16–0,18 при значно меншій вартості встановленої потужності.

Крім недостатнього вітрового ресурсу, існує ряд організаційних обмежень. По-перше, відповідно до ДБН Б.2.2-12:2019 та санітарних норм, ВЕС потужністю 500–1000 кВт потребує санітарно-захисної зони розміром 300–500 м до меж житлової та рекреаційної забудови, а також узгодження з авіаційними органами через висоту вежі 60–80 м. Виробнича зона підприємства не задовольняє ці вимоги. По-друге, монтаж вежі ВЕС вимагає спорудження залізобетонного фундаменту масою

200–400 т із заглибленням 5–8 м — суттєве будівельне втручання, що потребує тривалого будівельного дозволу та збільшує капітальні витрати. По-третє, технічне обслуговування ВЕС (мащення підшипників, перевірка лопатей, обслуговування редукторного блока та генератора) вимагає 80–150 люд.-год/рік, що значно перевищує аналогічний показник для ФЕС (менше 10 люд.-год/рік).

Непередбачуваність вітрового ресурсу є ще одним суттєвим недоліком ВЕС з точки зору самоспоживання. Генерація ВЕС не корелює з добовим графіком навантаження підприємства: вітер може бути сильним вночі та вдень і стихати у піковий тарифний час. Коефіцієнт самоспоживання для ВЕС без систем накопичення становить лише 40–65% залежно від місцевих умов, що порівняно гірше, ніж 90–95% для ФЕС на даному підприємстві. Низький коефіцієнт самоспоживання означає, що значна частина виробленої електроенергії відводитиметься в зовнішню мережу за нижчою ціною нетбілінгу, суттєво знижуючи питомий економічний ефект.

На підставі викладеного ВЕС визнається неприйнятним варіантом для даного підприємства через сукупність факторів: недостатній вітровий ресурс у регіоні, неможливість розміщення у виробничій зоні, складні дозвільні процедури, значні витрати на ТО та низький коефіцієнт самоспоживання.

Аналіз варіанту 2: Мала гідроелектростанція (мала ГЕС)

Мала гідроелектростанція є однією з найстаріших та найнадійніших технологій відновлюваної генерації, що забезпечує рівний та передбачуваний профіль генерації протягом доби. Проте її застосування повністю визначається наявністю відповідного гідрологічного ресурсу — водотоку з достатнім витратою та перепадом висот для встановлення турбіни.

Аналіз топографічної та гідрологічної ситуації у районі розташування підприємства (промислова зона Одеської обл.) однозначно свідчить про відсутність придатних водотоків. Підприємство розташоване на рівнинній місцевості в межах урбанізованої агломерації, де природні водотоки або відсутні, або каналізовані і не мають необхідного перепаду висот (не менше 2–5 м для мікро-ГЕС та 5–30 м для малих ГЕС потужністю до 1 МВт). Найближча водна артерія — Чорне море — розташована на відстані 25–30 км і не є прісноводним річковим водотоком, придатним для встановлення турбіни.

Навіть у разі гіпотетичного припущення про наявність водотоку з прийнятними параметрами, мала ГЕС потужністю 600 кВт вимагала б: капітальних витрат у розмірі 1 200 000–2 400 000 євро (2 000–4 000 євро/кВт), що у 3–6 разів перевищує аналогічний показник для ФЕС; тривалих геологічних, гідрологічних та екологічних досліджень терміном 1–2 роки; будівництва водозабірної вузла, деривації, машинного залу та мережевої інфраструктури із загальним будівельним циклом 2–4 роки; проходження складних дозвільних процедур у сфері водокористування (дозвіл на спеціальне водокористування Держводагентства), охорони навколишнього середовища (ОВНС) та землекористування; значних витрат на технічне обслуговування гідроагрегату (200–400 люд.-год/рік), включаючи планово-попереджувальний ремонт турбіни, генератора та засувної арматури.

Термін окупності малої ГЕС навіть за ідеальних гідрологічних умов становить 15–25 років, що перевищує нормативний термін служби більшості видів технологічного обладнання підприємства та є неприйнятним для промислового інвестиційного рішення. Мала ГЕС повністю виключається з подальшого розгляду як технічно та економічно неможлива для умов даного об'єкта.

Аналіз варіанту 3: Когенераційна установка на природному газі

Когенерація на природному газі — технологія одночасного виробництва теплової та електричної енергії — має ряд безперечних переваг: рівний цілодобовий профіль генерації незалежно від погодних умов, можливість оперативного регулювання виходу та повна незалежність від сонця, вітру чи водотоків. Загальний ККД когенераційної установки (електрична + теплова енергія) може досягати 80–90%, що є найвищим показником серед розглянутих технологій. Саме ці переваги роблять когенерацію популярним рішенням для великих промислових споживачів у Центральній Європі.

Проте детальний аналіз специфіки даного підприємства виявляє ряд суттєвих обмежень, що знижують привабливість когенерації порівняно з ФЕС. По-перше, висока економічна ефективність когенерації досягається лише за умови повного використання не лише електричної, але й теплової енергії. Для підприємства металообробної галузі з переважно механічними та зварювальними процесами теплове нава-

нтаження суттєво нижче, ніж, наприклад, у харчовій промисловості чи на целюлозно-паперових комбінатах. Незатребувана теплова енергія скидається в атмосферу, знижуючи загальний ККД системи та відповідно — її питому ефективність.

По-друге, когенерація базується на спалюванні природного газу, ціна якого характеризується значною волатильністю. За даними ринку природного газу України за 2019–2024 рр., середньорічне зростання ціни газу для промислових споживачів становило 10–15%. У поєднанні з впровадженням механізму СВМ (Carbon Border Adjustment Mechanism) ЄС, який з 2026 р. поширюватиметься на все більше видів продукції, що експортується до ЄС, використання природного газу у виробничих процесах тягне за собою зростаючі вуглецеві зобов'язання. Підприємство, що постачає продукцію (металоконструкції) до ЄС, у перспективі 5–10 років змушене буде декларувати вуглецевий слід продукції, і когенерація на газу збільшуватиме його, а не зменшуватиме.

По-третє, витрати на технічне обслуговування когенераційної установки (300–500 люд.-год/рік із залученням спеціалізованих сервісних організацій) та планово-попереджувальний ремонт двигуна або газової турбіни (капітальний ремонт кожні 30 000–50 000 год роботи вартістю 15–25% від початкової вартості обладнання) формують значну операційну навантаженість. По-четверте, дозвільні процедури потребують погодження технічних умов приєднання до газорозподільної мережі, отримання дозволу на введення в експлуатацію посудин під тиском та газового обладнання від органів котлонагляду, що займає 6–12 місяців.

На підставі зазначеного когенерація не відповідає стратегічним критеріям сталого розвитку підприємства, є більш ризиковою з точки зору операційних витрат (залежність від ціни газу) та регуляторного середовища (вуглецеве оподаткування), а за показником LCOE поступається ФЕС у 1,5–2,4 рази. Когенерація може розглядатись як допоміжне рішення для забезпечення теплопостачання у зимовий період, але не як альтернатива ФЕС для цілей зниження витрат на електроенергію.

Обґрунтування вибору фотоелектричної системи як оптимального варіанту

На відміну від трьох розглянутих альтернатив, фотоелектрична система задовольняє всі ключові вимоги за сукупністю ресурсно-кліматичних, техніко-економічних, організаційних та стратегічних критеріїв. Обґрунтування вибору ФЕС базується на п'яти незалежних групах аргументів.

Перша група — відповідність природного ресурсу. Одеська обл. є однією з найбільш сонячних областей України: річна сума інсоляції на похилу поверхню (кут нахилу 30° , орієнтація на південь) — $1\,560\text{--}1\,620\text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{рік}$, середньорічна кількість пікових годин сонячного світла — $4,4\text{ год}/\text{день}$. Ці значення відповідають рівню Австрії та Чехії, де ФЕС є повноцінним конкурентом мережевої електроенергії, та суттєво перевищують середньоукраїнський показник ($3,8\text{--}4,0\text{ год}/\text{день}$). Питомий річний виробіток ФЕС в регіоні — $1\,450\text{--}1\,520\text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{кВт}\cdot\text{п}$, що забезпечує стабільний та передбачуваний генераційний ресурс протягом всього терміну служби системи.

Друга група — найнижча вартість електроенергії за повним життєвим циклом. Нормована вартість електроенергії ФЕС (LCOE) — $35\text{--}55\text{ євро}/\text{МВт}\cdot\text{год}$ — є найнижчою серед усіх розглянутих варіантів. Для порівняння: LCOE когенерації $80\text{--}130\text{ євро}/\text{МВт}\cdot\text{год}$ та ВЕС — $50\text{--}90\text{ євро}/\text{МВт}\cdot\text{год}$. Різниця у $1,5\text{--}3,6$ рази на рівні LCOE безпосередньо транслюється у різницю терміну окупності: ФЕС — $5\text{--}8$ років, найближчий конкурент (когенерація) — $6\text{--}10$ років, але з суттєво вищими операційними ризиками.

Третя група — ідеальний збіг профілю генерації з профілем навантаження підприємства. ФЕС генерує електроенергію виключно вдень ($08:00\text{--}19:00$), в той час як підприємство формує $74,8\%$ грошових витрат на електроенергію саме в цей час (пікова зона тарифу $08:00\text{--}20:00$). Коефіцієнт самоспоживання ФЕС для даного підприємства — 93% , тобто 93 коп. з кожної виробленої гривні вартості електроенергії залишається в «замкненому контурі» підприємства, заміщуючи найдорожчу покупну електроенергію. Для ВЕС цей показник не перевищує $40\text{--}65\%$ через передбачуваність вітру, для когенерації — $85\text{--}95\%$, але реалізований за значно вищою собівартістю виробництва (ціна газу).

Четверта група — мінімальні організаційні бар'єри для реалізації. ФЕС встановленою потужністю до $1\text{ МВт}\cdot\text{п}$ підключається до мережі $0,4\text{ кВ}$ підприємства за

повідомним (декларативним) порядком без проведення конкурсних процедур, отримання ліцензії на виробництво електроенергії та проведення ОВНС. Монтаж ФЕС на покрівлях існуючих цехів не потребує будівельного дозволу (якщо несуча здатність покрівлі підтверджена розрахунком). Загальний строк від підписання договору з підрядником до введення ФЕС в промислову експлуатацію становить 3–6 місяців — найменший серед усіх розглянутих альтернатив.

П'ята група — стратегічна відповідність ESG-цілям підприємства. ФЕС повністю відповідає цілям сталого розвитку (SDG 7 «Доступна та чиста енергія», SDG 13 «Пом'якшення наслідків зміни клімату»), вимогам Паризької угоди та механізму СВМ ЄС. Застосування ФЕС дозволяє скоротити питомий вуглецевий слід продукції — важливу конкурентну перевагу на ринку ЄС у перспективі 5–10 років. Когенерація на газу, навпаки, збільшує вуглецеві зобов'язання підприємства.

Для кількісного підтвердження переваги ФЕС виконано зважену бальну оцінку всіх чотирьох альтернатив за шістьма групами критеріїв. Кожен критерій оцінено за шкалою від 1 до 10 балів та перемножено на встановлену вагу критерію. Результати зведено у таблиці 1.4.5.

Таблиця 1.15 – Зважена бальна оцінка технологій генерації для умов підприємства (шкала 1–10)

Критерій (вага критерію, %)	Вага, %	ФЕС	ВЕС	Мала ГЕС	Когенерація
Відповідність ресурсу (кліматичні умови)	20	9,0 / 20,0	3,0 / 6,0	0 / 0,0	7,0 / 14,0
Техніко-економічна ефективність (LCOE, SPP)	25	9,5 / 23,8	7,0 / 17,5	4,0 / 10,0	6,5 / 16,3
Збіг профілю генерації з навантаженням підпр.	20	9,5 / 19,0	4,0 / 8,0	6,0 / 12,0	7,0 / 14,0

Придатність май- данчика та орган. реалізація	15	9,5 / 14,3	3,0 / 4,5	1,0 / 1,5	7,0 / 10,5
Мінімізація витрат на ТО та надійність	10	9,5 / 9,5	6,0 / 6,0	5,0 / 5,0	5,0 / 5,0
Екологія, ESG та регуляторний ри- зик	10	9,5 / 9,5	9,0 / 9,0	8,5 / 8,5	3,0 / 3,0
Зважена підсум- кова оцінка (бал × вага / 10)	100	96,1	51,0	37,0	62,8
Рейтинг	—	1-е місце	3-є місце	4-е місце	2-е місце

За результатами порівняльного аналізу чотирьох технологій відновлюваної та розподіленої генерації можна зробити такі обґрунтовані висновки:

- ВЕС є неприйнятним варіантом для даного об'єкта внаслідок трьох незалежних обмежень: недостатнього вітрового ресурсу ($5,8\text{--}6,2\text{ м/с} < \text{мінімум } 7\text{ м/с}$ для рентабельності), неможливості розміщення у виробничій зоні через санітарно-захисні обмеження та непередбачуваного профілю генерації з коефіцієнтом самоспоживання лише 40–65%;
- мала ГЕС повністю виключається через відсутність необхідного гідрологічного ресурсу в районі розташування підприємства, надмірну капіталомісткість (2 000–4 000 євро/кВт) та неприйнятний термін окупності (15–25 р.);
- когенерація на природному газі поступається ФЕС за LCOE (80–130 проти 35–55 євро/МВт·год), не відповідає ESG-стратегії підприємства та вимогам СВМ ЄС, характеризується значно вищими операційними витратами та ризиками волатильності ціни газу;
- фотоелектрична система з зваженим балом 96,1/100 є єдиним технологічним варіантом, що задовольняє всі ключові вимоги за ресурсно-кліматичними, техніко-економічними, організаційними та стратегічними критеріями; саме ФЕС рекомендована до детального проєктування та впровадження на підприємстві.

1.4.3. Оцінка сонячного ресурсу регіону та придатності об'єкта для розміщення ФЕС

Достовірна оцінка сонячного ресурсу є необхідною умовою обґрунтованого вибору встановленої потужності ФЕС та прогнозування її річного виробітку. Дані про інсоляцію для підрозділу отримано з трьох незалежних джерел: бази PVGIS Єврокомісії (Photovoltaic Geographical Information System, версія 5.2), бази NASA SSE (Surface Meteorology and Solar Energy) та регіонального кліматологічного довідника для Одеської обл. Використання трьох джерел з подальшим усередненням дозволяє мінімізувати систематичні похибки окремих баз даних та отримати надійний довгостроковий прогноз сонячного ресурсу.

Вихідні дані розраховані для похилої поверхні з кутом нахилу 30° до горизонту та орієнтацією на південь (азимут 0°) — ці параметри є оптимальними для широти Одеси ($46,5^\circ$ пн. ш.) та забезпечують максимальний річний виробіток без виникнення суттєвого перегріву модулів у полуденний час. Місячний розподіл сонячного ресурсу, температурних умов та прогнозованого денного виробітку ФЕС наведено в таблиці 1.4.6.

Таблиця 1.16 – Місячний розподіл сонячного ресурсу та виробітку ФЕС 630 кВт·п для Одеської обл. (похила поверхня 30° , орієнтація — південь)

Показник	Сі ч	Лю т	Бе р	Кві	Тр а	Че р	Ли п	Се р	Ве р	Жо в	Ли с	Гр у
Інсоляція, кВт·год/м ² / міс.	65	90	130	160	190	210	215	200	160	115	75	55
Середня t повітря, °C	3	4	8	14	19	24	26	26	21	14	7	3
PSH, год/день	1,8	2,9	4,2	5,2	6,1	6,8	6,9	6,5	5,2	3,7	2,4	1,8

Виробіток ФЕС 630 кВт·п, кВт·год/де нь (PR=0,80)	79	127	184	228	268	299	303	286	228	162	105	79
	3	8	8	6	4	0	6	0	6	8	6	2

Вплив температури на ефективність фотоелектричних модулів

Фотоелектричні модулі на основі кристалічного кремнію мають від'ємний температурний коефіцієнт потужності: збільшення температури р-п-переходу вище за стандартну тестову умову (STC: 25°C, 1000 Вт/м²) призводить до зниження вихідної потужності. Для сучасних монокристалічних модулів типовий температурний коефіцієнт становить $\beta = -0,35 \dots -0,40\%/^{\circ}\text{C}$.

У літній період при температурі повітря 26°C та помірному вітрі температура поверхні модуля сягає 55–65°C. Перегрів відносно STC становить $\Delta T = 60 - 25 = 35^{\circ}\text{C}$. Відповідне зниження потужності: $\Delta P = \beta \cdot \Delta T = 0,38\% \cdot 35 = 13,3\%$. Тобто у спекотний літній полудень модулі працюють на 13–14% нижче за паспортну потужність. Цей ефект враховується у системному коефіцієнті втрат (Performance Ratio, PR). Для покрівельних ФЕС у кліматі Одеської обл. прийнятне середньорічне значення $PR = 0,80$, що вже включає температурні втрати ($\approx 8\%$), втрати в кабелях та з'єднаннях ($\approx 2\%$), втрати в інверторах ($\approx 4\%$), втрати на забруднення та затінення ($\approx 3\%$) та інші системні втрати ($\approx 3\%$). Таким чином, розрахунковий річний виробіток ФЕС: $W = P_{\text{п}} \cdot N_{\text{рік}} \cdot PR / 1000 = 630 \cdot 1\,470 \cdot 0,80 / 1\,000 = 927 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$ — включає всі згадані коригування і є реалістичною, а не оптимістичною оцінкою.

З іншого боку, взимку при низьких температурах повітря (3–4°C) температура модулів залишається нижчою за +35°C навіть у сонячну погоду, що призводить до перевищення паспортної потужності на 5–8% і частково компенсує скорочену тривалість сонячного дня. Цей ефект дозволяє зберігати прийнятний виробіток навіть у холодні сонячні зимові дні.

Аналіз придатності об'єкта для розміщення ФЕС

Визначення оптимальних майданчиків для розміщення ФЕС на виробничій території підприємства є важливим технічним завданням, результати якого безпосередньо впливають на вибір встановленої потужності. Аналіз проводився за такими критеріями: площа та геометрія покрівлі, конструктивна схема та несуча здатність, ухил та орієнтація, наявність перешкод (вентиляційне обладнання, ліхтарі, антени, технологічні трубопроводи), затінення від суміжних споруд, доступність для монтажу та обслуговування. Результати аналізу наведено в таблиці 1.4.7.

Таблиця 1.17 – Аналіз придатності покрівель та майданчиків підприємства для розміщення ФЕС

Об'єкт / цех	Площа покр., м ²	Ухил покр., °	Орієнтація	Придатна площа, м ²	Потужн. ФЕМ, кВт·п	Пріоритет розміщення
Заготівельний цех	3 200	≤ 3	Пн-Пд	2 400	240	1-й (головний)
Зварювальний цех	4 500	≤ 3	Пн-Пд	3 200	320	1-й (головний)
Механічний цех	2 800	≤ 5	Пн-Пд	700	70	2-й
Цех АК-захисту	1 800	≤ 3	Пн-Пд	— (вентустановки)	0	Не придатний
Складально-монт. цех	2 000	≤ 3	Пд-Зх	— (навантаж. кран)	0	Не придатний
Компресорна ст. + ГРП	480	≤ 5	Пд	—	0	Не придатний
Відкритий майданчик	—	30° (рампні)	Пд	— (резерв)	до 120	3-й (резерв)
РАЗОМ (прийнято для ФЕС)	14 780	—	—	6 300	630	Підтверджено

Найбільший потенціал для розміщення ФЕС мають покрівлі заготівельного (2 400 м² придатної площі, 240 кВт·п) та зварювального (3 200 м², 320 кВт·п) цехів.

Разом вони забезпечують 87,3% від загальної запланованої потужності ФЕС 630 кВт·п. Покрівлі механічного цеху (700 м², 70 кВт·п) є резервним майданчиком другого пріоритету. Цехи АК-захисту та складально-монтажний визнані непридатними через наявність великогабаритного вентиляційного обладнання та мостових кранів з відкритими ліхтарями покрівлі, що унеможлиблює рівномірне розміщення панелей. Компресорна станція та ГРП мають малу площу покрівлі та розташовані в зоні можливого затінення від сусідніх будівель.

Несуча здатність покрівельних ферм заготівельного та зварювального цехів перевірена попереднім розрахунком: сталі покрівельні конструкції мають запас несучої здатності, достатній для сприйняття додаткового навантаження від модулів та рамних конструкцій (питома вага 10–15 кг/м², максимальне снігове навантаження для регіону 90–110 кг/м²). Детальний розрахунок несучих конструкцій покрівлі буде виконано на стадії розробки робочого проекту ФЕС. У разі необхідності частина ФЕС (до 120 кВт·п) може бути розміщена на відкритому майданчику між цехами на наземних рамних конструкціях з кутом нахилу 30°.

1.4.4. Визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС та розрахунок її параметрів

Визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС є центральним проектним рішенням, що визначає баланс між інвестиційними витратами, обсягом самоспожитої електроенергії та терміном окупності. Для підприємств, що не мають систем накопичення електричної енергії (СНЕ), оптимальною є потужність, при якій у піковий сонячний час (близько 12:00–14:00) генерація ФЕС не перевищує поточного споживання підприємства — тобто вся вироблена електроенергія споживається на місці.

Методологічно визначення верхньої межі потужності ФЕС полягає у порівнянні миттєвого генераційного профілю ФЕС різної потужності з мінімальним денним навантаженням підприємства. Як встановлено в підрозд. 1.2, мінімальне навантаження підприємства в денний час у робочий день становить 980 кВт (в обідню перерву о 12:00–13:00). Пікова потужність ФЕС у полуденний час за ясного неба з урахуванням $PR=0,80$ складає: $P_{\text{піку}} = P_{\text{п}} \cdot PR \approx P_{\text{п}} \cdot 0,80$. З умови $P_{\text{піку}} \leq P_{\text{міндень}} = 980$

кВт отримуємо: $P_{\text{п}} \leq 980 / 0,80 = 1\,225$ кВт·п. Це теоретична верхня межа для робочих днів.

Однак у вихідні дні та святкові дні навантаження підприємства суттєво нижче: максимум становить 440 кВт, а в денний час (при гарній погоді) — 300–380 кВт. Для вихідних верхня межа потужності ФЕС: $P_{\text{п}} \leq 370 / 0,80 = 462$ кВт·п. При потужності ФЕС 630 кВт·п у сонячні вихідні дні виникатимуть надлишки генерації, що відводитимуться до зовнішньої мережі. Розрахунок показує, що у вихідні дні протягом 3–4 годин поблизу полудня може виникати надлишок 200–250 кВт, який відводиться в мережу за тарифом нетбілінгу. Сумарно це становить близько 65 МВт·год/рік (7% від загального виробітку), що є прийнятним значенням і не суперечить режиму самоспоживання.

З урахуванням аналізу придатних площ покрівель (таблиця 1.4.7) та необхідності підтримання коефіцієнта самоспоживання не менше 90% як у робочі, так і у вихідні дні, оптимальна встановлена потужність ФЕС прийнята рівною 630 кВт·п. Повний покроковий розрахунок параметрів ФЕС наведено в таблиці 1.4.8.

Таблиця 1.18 – Розрахунок параметрів фотоелектричної системи підприємства

Параметр	Значення	Розрахунок / джерело
Річне споживання підприємства, МВт·год	4 320	Дані АСКОВЕ 2022–2024
Частка денного (08:00–19:00) споживання, %	70,5	Аналіз добових графіків, підрозд. 1.2
Ціль покриття навантаження ФЕС (без СНЕ), %	20–25	Обмеження: коефіцієнт самоспоживання $\geq 90\%$
Річний питомий виробіток (Одес. обл.), кВт·год/кВт·п	1 470	PVGIS, NASA SSE, PR = 0,80
Розрахункова потужність ФЕС, кВт·п	587–735	$4\,320 \times (20–25)\% / 1\,470$
Прийнята встановлена потужність ФЕС, кВт·п	630	З урахуванням площі покрівель та мін. навантаження

Тип і потужність одного ФЕМ, Вт п.п.	420	Монокристалічний, ефективність $\geq 21,5\%$
Кількість ФЕМ, шт.	1 500	$630\,000 / 420 = 1\,500$
Площа одного ФЕМ, м ²	2,00	$1\,722 \times 1\,134$ мм (типові розміри)
Необхідна площа покрівлі під ФЕМ (з урах. відступів), м ²	$\approx 6\,300$	$3\,000\text{ м}^2 + 110\%$ (проходи, тіні)
Системний PR (інвертор, темп. втрати, кабелі, забруд.), %	80	Типове значення для покрівельної ФЕС
Річний валовий виробіток ФЕС, МВт·год	927	$630 \times 1\,470 \times 0,80 / 1\,000$
Коефіцієнт самоспоживання, %	93	Оцінка за профілем навантаження (підрозд. 1.2)
Обсяг самоспожитої е/е, МВт·год/рік	862	$927 \times 0,93$
Надлишок генерації (нетбілінг), МВт·год/рік	65	$927 \times 0,07$
Покриття річного споживання підприємства, %	20,0	$862 / 4\,320 \times 100\%$

ФЕС встановленою потужністю 630 кВт·п забезпечить річний валовий виробіток 927 МВт·год. З урахуванням коефіцієнта самоспоживання 93%, що визначений на основі аналізу добових графіків навантаження (підрозд. 1.2), самоспожита частина генерації становить 862 МВт·год/рік. Це відповідає покриттю 20,0% від загального річного споживання підприємства (4 320 МВт·год). Надлишок генерації — 65 МВт·год/рік — відводиться до зовнішньої мережі переважно у вихідні та святкові дні в піковий сонячний час і реалізується за тарифом нетбілінгу.

1.4.6. Порядок реалізації проєкту

Принциповим організаційним спрощенням для проєкту є те, що ФЕС встановленою потужністю до 1 МВт·п підключається до мережі 0,4 кВ підприємства за

повідомним (декларативним) порядком відповідно до Постанови НКРЕКП № 2047 від 19.11.2019. Це означає, що підприємству не потрібно: проходити конкурсний відбір (аукціон); отримувати дозвіл на виконання будівельних робіт (якщо ФЕС встановлюється на існуючих конструкціях, а не є новобудовою); отримувати ліцензію на виробництво електроенергії (за умови, що самоспоживання > 50%, що виконується для даного проєкту: 93% > 50%); проводити ОВНС (оцінку впливу на навколишнє середовище). Достатньо подати повідомлення до оператора системи розподілу (обленерго), отримати технічні умови приєднання та укласти договір нетбілінгу. Весь процес займає 1–3 місяці.

Планування строків реалізації проєкту є важливим для оцінки моменту початку отримання економічного ефекту. Детальний план-графік реалізації з розбивкою на етапи наведено в таблиці 1.4.13.

Таблиця 1.19 – Орієнтовний план-графік реалізації проєкту ФЕС 630 кВт·п

Етап реалізації	Тривалість, міс.	Зміст та ключові дії
1. Техніко-економічне обґрунтування та прийняття інвест. рішення	1	Затвердження параметрів ФЕС, інвест. рішення керівництва, призначення РМ
2. Технічне проєктування (РП та ПД)	2	Розробка проєктної документації, розрахунок несучих конструкцій покрівель, схем підключення
3. Подання повідомлення та отримання ТУ від ОСП	1–2	Звернення до обленерго, отримання технічних умов приєднання, узгодження комерційного обліку
4. Проведення тендеру та підписання договору з ЕРС-підрядником	1	Відбір ЕРС-підрядника, оцінка пропозицій, підписання договору постачання та монтажу

5. Постачання обладнання (модулі, інвертори, конструкції, кабелі)	2–3	Підготовка специфікації, закупівля, митне оформлення, складування
6. Монтажні та будівельні роботи	2–3	Встановлення рамних конструкцій, монтаж модулів, прокладка кабелів, встановлення інверторів та ГРЩ ФЕС
7. Пусконаладжувальні роботи та введення в експлуатацію	1	Налаштування інверторів, перевірка захистів, пробне увімкнення, комерційна паспортизація
8. Укладення договору нетбілінгу та підключення АСКОВ	0,5–1	Договір з постачальником, налаштування АСКОВ для обліку генерації та самоспоживання
РАЗОМ (повний цикл від рішення до промислової експлуатації)	9–12	Оптимістичний сценарій — 9 міс., стандартний — 10–11 міс., з затримками — до 12 міс.

Загальний строк від ухвалення інвестиційного рішення до введення ФЕС у промислову експлуатацію становить 9–12 місяців. Критичним шляхом (найдовшою послідовністю взаємозалежних етапів) є: технічне проектування (2 міс.) → отримання ТУ (1–2 міс.) → постачання обладнання (2–3 міс.) → монтаж (2–3 міс.) → введення в експлуатацію (1 міс.). При паралельному веденні деяких етапів (наприклад, проведення тендеру під час проектування, замовлення обладнання одразу після отримання ТУ) загальний строк може бути скорочений до 8–9 місяців. Таким чином, при ухваленні рішення у першому кварталі поточного року підприємство може розраховувати на введення ФЕС в експлуатацію до початку наступного опалювального сезону та повноцінне використання наступного літнього сезону максимальної сонячної генерації.

2. ПРОЄКТУВАННЯ ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1. Розрахунок необхідної потужності фотоелектричної установки (ФЕУ) для покриття базових потреб підприємства

Визначення оптимальної встановленої потужності фотоелектричної установки є ключовим проєктним завданням, що безпосередньо впливає на обсяг капіталовкладень, очікуваний рівень самоспоживання генерованої електроенергії, термін окупності та загальний економічний ефект від проєкту. Недостатня потужність ФЕУ не дозволить досягти цільового рівня покриття електроспоживання підприємства; надмірна потужність знизить коефіцієнт самоспоживання, призведе до невинновданого збільшення інвестицій і погіршить показники ефективності. Оптимальна потужність — це точка, де маржинальна одиниця встановленої потужності ще повністю самоспоживається підприємством в більшості типових операційних режимів.

Розрахунок виконується поетапно та охоплює чотири незалежних методи визначення потужності, добовий баланс між генерацією ФЕУ та споживанням підприємства у робочий та вихідний дні, місячний розподіл виробітку та самоспоживання протягом року, а також зведену перевіірочну таблицю розрахункових параметрів. Вихідні дані наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для розрахунку потужності фотоелектричної установки

Параметр	Значення	Джерело / примітка
Річне споживання підприємства $W_{\text{річ}}$, МВт·год	4 320	Дані АСКОВ, 2022–2024 р.р.
Добове споживання у робочий день $W_{\text{доб_роб}}$, кВт·год	22 248	$W_{\text{річ}} \cdot 5/7 / 261$ роб. дн.
Добове споживання у вихідний день $W_{\text{добвих}}$, кВт·год	5 904	$W_{\text{річ}} \cdot 2/7 / 104$ вих. дн.

Максимум навантаження $P_{\max}$, кВт	1 510	Підрозд. 1.2, добовий графік
Мінімум денного навантаження $P_{\min d}$, кВт	980	Обідня перерва 12:00–13:00
Мінімум вихідного навантаження $P_{\min \text{вих}}$, кВт	280	Вихідний день, 11:00–14:00
Частка денного (08:00–19:00) споживання, %	70,5	Аналіз добових графіків, підрозд. 1.2
Цільове покриття навантаження ФЕУ, %	≥ 20	Завдання на проєктування
Коефіцієнт самоспоживання (без СНЕ), %	≥ 90	Техн. вимога до проєкту
Річна питома виробітка (Одеська обл., нахил 30° , $PR=0,80$), кВт·год/кВт·п	1 470	PVGIS v5.2, NASA SSE, середнє
PSH середньорічна (пікових год. сонячного світла), год/день	4,4	PVGIS, підрозд. 1.4.3
Системний коефіцієнт ефективності PR	0,80	Температура+кабелі+інвертор+забруднення
Коефіцієнт використання площі покрівлі k_p	0,72	З урахуванням проходів, тіней, відступів
Доступна площа покрівель для ФЕУ, м ²	11 200	Заг. + зварюв. + мех. цехи, підрозд. 1.4.3

2.1.1. Метод 1. Розрахунок потужності за цільовим рівнем покриття навантаження

Першим і найбільш загальним підходом є розрахунок встановленої потужності ФЕУ виходячи з бажаного рівня покриття річного електроспоживання підприємства. Відповідно до технічного завдання цільовий рівень покриття становить 20–25% від загального річного споживання. Базова розрахункова формула має вигляд:

$$P_{\text{ФЕУ}} = W_{\text{річ}} \cdot \alpha_{\text{ціль}} / (H_{\text{річ}} \cdot PR \cdot 10^{-3}), \quad (2.1)$$

де $W_{\text{річ}}$ — річне електроспоживання підприємства, кВт·год; $\alpha_{\text{ціль}}$ — цільовий рівень покриття (частки одиниці); $H_{\text{рік}}$ — річна питома виробітка ФЕУ у даному регіоні, кВт·год/кВт·п; PR — системний коефіцієнт ефективності (Performance Ratio).

Підставляючи вихідні дані для нижньої межі цільового діапазону $\alpha = 0,20$ та верхньої $\alpha = 0,25$:

$$P_{\text{ФЕУmin}} = 4\,320\,000 \times 0,20 / (1\,470 \times 0,80) = 864\,000 / 1\,176 = 735 \text{ кВт·п}$$

$$P_{\text{ФЕУmax}} = 4\,320\,000 \times 0,25 / (1\,470 \times 0,80) = 1\,080\,000 / 1\,176 = 918 \text{ кВт·п}$$

Таким чином, для забезпечення покриття 20–25% річного споживання підприємства виключно за рахунок генерації ФЕУ потрібна встановлена потужність у діапазоні 735–918 кВт·п. Проте цей метод є орієнтовним, оскільки не враховує режим самоспоживання (частину генерованої електроенергії підприємство може не встигнути спожити в момент генерації, і вона відводиться в зовнішню мережу за нижчим тарифом нетбілінгу). Для уточнення необхідний аналіз режиму самоспоживання.

2.1.2. Метод 2. Розрахунок за умовою забезпечення самоспоживання у вихідний день

Другий метод орієнтований на максимізацію коефіцієнта самоспоживання генерованої електроенергії, тобто мінімізацію відтоку електроенергії до зовнішньої мережі. Основний принцип: пікова потужність ФЕУ в найсонячніший момент доби не повинна перевищувати мінімального рівня навантаження підприємства у цей момент. Для вихідних днів мінімальне навантаження в денні години становить $P_{\text{мінвих}} = 280$ кВт (за даними АСКОВЕ).

Пікова потужність ФЕУ у сонячний полудень відповідає добутку встановленої потужності та коефіцієнта PR для умов максимальної інсоляції (без температурних втрат від перегріву, характерних для середньорічних умов, тому застосовується підвищений $PR_{\text{піку}} \approx 0,85$):

$$P_{\text{ФЕУпік}} = P_{\text{ФЕУ}} \cdot PR_{\text{пік}} \quad (2.2)$$

$$\text{Умова: } P_{\text{ФЕУ}} \cdot PR_{\text{пік}} \leq P_{\text{мінвих}} \quad (2.3)$$

$$P_{\text{ФЕУ}} \leq P_{\text{minвих}} / PR_{\text{пik}} = 280 / 0,85 = 329 \text{ кВт}\cdot\text{п} \quad (2.4)$$

Потужність 329 кВт·п забезпечує нульовий відтік до мережі у вихідні дні навіть у найсонячніший момент. Проте ця потужність є надмірно консервативною: для подібного підходу коефіцієнт самоспоживання у робочі дні буде близьким до 100%, але загальний виробіток і рівень покриття споживання виявляться недостатніми (близько 8–9% замість цільових 20–25%). Тому метод 2 визначає нижню межу прийнятної потужності ФЕУ з точки зору режиму самоспоживання.

2.1.3. Метод 3. Розрахунок за умовою самоспоживання у робочий день

Аналогічний розрахунок виконується для режиму робочого дня, де мінімальне денне навантаження підприємства значно вище і становить $P_{\text{minд}} = 980 \text{ кВт}$ (в обідню перерву):

$$P_{\text{ФЕУ}} \leq P_{\text{minд}} / PR_{\text{пik}} = 980 / 0,85 = 1\,153 \text{ кВт}\cdot\text{п} \quad (2.5)$$

Потужність 1 153 кВт·п є теоретичною верхньою межею, при якій у робочі дні весь виробіток ФЕУ гарантовано самоспоживається підприємством без відтоку в мережу. Проте для вихідних днів ця потужність є надмірною: у сонячний вихідний день о 12:00 генерація ФЕУ $1\,153 \times 0,85 \approx 980 \text{ кВт}$ перевищить навантаження 280–440 кВт у 2,2–3,5 рази, і значні обсяги електроенергії відводитимуться в мережу за нижчим тарифом нетбілінгу (1,85 грн/кВт·год проти пікового тарифу 5,45 грн/кВт·год), що знизить економічну ефективність інвестицій.

Таким чином, оптимальне значення потужності знаходиться між результатами методу 2 (329 кВт·п) і методу 3 (1 153 кВт·п). При цьому ключовим обмежувальним чинником є вихідні та святкові дні, оскільки саме в ці дні виникає найбільший ризик надмірної генерації та відтоку в мережу.

2.1.4. Метод 4. Розрахунок за доступною площею покрівлі

Четвертий метод виходить не з вимог до виробітку чи самоспоживання, а з фізичних обмежень — доступної площі покрівель та майданчиків підприємства. Із таблиці 2.1 загальна площа покрівель, придатних для ФЕУ, становить 11 200 м². З урахуванням коефіцієнта використання площі $k_{\text{п}} = 0,72$ (що враховує проходи для

обслуговування не менше 1,2 м між рядами, відступи від парапетів та вентиляційних шахт, зони затінення від трубопроводів та надбудов, а також обов'язкову протипожежну відстань між секціями не менше 0,6 м) ефективна площа під модулі становить:

$$S_{\text{еф}} = S_{\text{прид}} \cdot k_{\text{п}} = 11\,200 \cdot 0,72 = 8\,064 \text{ м}^2 \quad (2.6)$$

При площі одного модуля $S_{\text{мод}} = 2,00 \text{ м}^2$ та потужності $P_{\text{мод}} = 420 \text{ Вт}$ кількість модулів, що вміщуються на доступній площі:

$$N_{\text{модтах}} = S_{\text{еф}} / S_{\text{мод}} = 8\,064 / 2,00 = 4\,032 \text{ шт.} \quad (2.7)$$

$$P_{\text{ФЕУтахплоща}} = N_{\text{модтах}} \cdot P_{\text{мод}} / 1\,000 = 4\,032 \cdot 420 / 1\,000 = 1\,693 \text{ кВт} \cdot \text{п} \quad (2.8)$$

Отже, площа покрівель підприємства фізично дозволяє встановити ФЕУ потужністю до 1 693 кВт·п, тобто є достатнім ресурсом для реалізації прийнятого проєктного рішення з великим запасом. Проте з економічних та режимних міркувань (методи 1–3) реалізація потужності 1 693 кВт·п є недоцільною — занадто великий відтік у мережу у вихідні та недостатня кількість годин самоспоживання за такої потужності знизили б IRR проєкту нижче 15%.

Порівняння виявляє значний розкид між методами — від 329 до 1 693 кВт·п. Це обумовлено тим, що кожен метод оптимізує різний критерій: метод 1 — рівень покриття, метод 2 — самоспоживання у вихідний, метод 3 — самоспоживання у робочий, метод 4 — використання площі.

Оптимальна потужність ФЕУ повинна задовольняти одночасно трьом критеріям: цільове покриття навантаження $\geq 20\%$; коефіцієнт самоспоживання у робочі дні $\geq 95\%$ (мінімізація відтоку в мережу у найтарифнозначущий час); прийнятний коефіцієнт самоспоживання у вихідні $\geq 85\%$ (певний надлишок допустимий і реалізується за нетбілінгом). Аналітично оптимум визначається як потужність, при якій маржинальна вартість 1 кВт·п встановленої потужності ФЕУ ще генерує більше економічного ефекту від самоспоживання, ніж від відтоку в мережу за нетбілінгом.

При потужності ФЕУ 630 кВт·п пікова полуденна генерація становить: $630 \times 0,85 = 536 \text{ кВт}$. У вихідний день мінімальне денне навантаження (280 кВт) менше

за цю величину, проте лише в найсонячніші 2–3 години поблизу полудня, а не протягом усього дня. Загальний добовий надлишок у вихідний день оцінюється в 120–180 кВт·год (менше 3% від добового виробітку ФЕУ). Протягом року сумарний відтік у мережу через надлишок у вихідні та святкові дні не перевищує 65 МВт·год (7% виробітку), тоді як самоспоживання становить 862 МВт·год (93%). Саме ця комбінація є оптимальною для максимізації NPV проекту.

Для наочної перевірки правильності вибору потужності 630 кВт·п виконано погодинний розрахунок балансу між генерацією ФЕУ та навантаженням підприємства для типових доби — робочого та вихідного дня.

2.1.5. Погодинний баланс генерації ФЕУ та навантаження у робочий день

Профіль генерації ФЕУ 630 кВт·п розраховано за моделлю одноосьового слідкуючого характеру генерації сонячної установки для широти Одеси: генерація починається о 06:00–07:00 (при низькому сонці), досягає максимуму 580–590 кВт о 11:00–13:00 та зменшується до нуля о 19:00–20:00. Профіль навантаження відповідає типовому добовому графіку підприємства, встановленому у підрозд. 1.2. Результати погодинного балансу для робочого дня наведено в таблиці 2.4 (позитивний баланс — підприємство забирає з мережі; від'ємний, виділений червоним, — відтік у мережу).

Таблиця 2.2 – Погодинний баланс генерації ФЕУ 630 кВт·п та навантаження підприємства (типовий робочий день, кВт)

Показник	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Р _{нав} , кВт	180	820	1380	1450	1490	1510	980	1420	1500	1470	1380	1100	850	620	380
Р _{ФЕУ} , кВт	0	50	315	473	567	590	583	590	567	525	453	340	197	79	0
Баланс	180	770	1065	977	923	920	397	830	933	945	927	760	653	541	380

с, кВт														
-----------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Аналіз показує, що протягом всього робочого дня (06:00–20:00) генерація ФЕУ жодного разу не перевищує поточне навантаження підприємства: баланс є позитивним (синій фон) у всіх годинних інтервалах. Навіть у годину максимальної генерації (11:00–12:00, $P_{\text{ФЕУ}} = 583\text{--}590$ кВт) навантаження підприємства становить 1 490–1 510 кВт, що більш ніж удвічі перевищує генерацію ФЕУ. Це означає, що у робочий день 100% виробітку ФЕУ самоспоживається підприємством, і жодна кіловат-година не відводиться в зовнішню мережу. Коефіцієнт самоспоживання у робочий день $k_{\text{срроб}} = 100\%$. Добовий виробіток ФЕУ у розрахунковий день: $\Sigma P_{\text{ФЕУ}} \times 1 \text{ год} = 4\,332 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, що замінює 4 332 кВт·год покупної електроенергії переважно за піковим тарифом 5,45 грн/кВт·год.

2.1.6. Погодинний баланс генерації ФЕУ та навантаження у вихідний день

У вихідні та святкові дні (субота, неділя, національні свята) навантаження підприємства суттєво нижче: більша частина виробничого обладнання відключена, працюють лише чергові служби, охорона, вентиляція та системи безпеки. Відповідний погодинний баланс наведено в таблиці 2.3 (від'ємні значення балансу відповідають надлишку генерації, що відводиться до зовнішньої мережі).

Таблиця 2.3 – Погодинний баланс генерації ФЕУ 630 кВт·п та навантаження підприємства (типовий вихідний день, кВт)

Показник	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
$P_{\text{нав}}$, кВт	110	160	280	380	420	440	410	430	400	360	300	240	190	160	120
$P_{\text{ФЕУ}}$, кВт	0	50	315	473	567	590	583	590	567	525	453	340	197	79	0
Баланс, кВт	110	110	-35	-93	-147	-150	-173	-160	-167	-165	-153	-100	-7	81	120

У вихідний день генерація ФЕУ перевищує поточне навантаження підприємства в інтервалі 09:00–17:00 (9 годинних інтервалів із 15 активних). Найбільший надлишок (виділено червоним) спостерігається о 11:00–13:00: генерація ФЕУ 583–590 кВт при навантаженні 420–440 кВт дає надлишок 143–170 кВт. Добовий надлишок генерації, що відводиться до мережі за нетбілінгом, становить:

$$W_{\text{надливих}} = \Sigma(P_{\text{ФЕУ}} - P_{\text{нав}}) \times \Delta t = 143 + 170 + 167 + 165 + 153 + 113 + 7 = 918 \text{ кВт} \cdot \text{год} \approx 0,92 \text{ МВт} \cdot \text{год} \quad (2.9)$$

Добовий виробіток ФЕУ у вихідний день: $\Sigma P_{\text{ФЕУ}} = 4\,332 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ (аналогічно робочому дню, оскільки виробіток залежить від сонця, а не від режиму роботи підприємства). Коефіцієнт самоспоживання у вихідний день:

$$k_{\text{ссвих}} = (4\,332 - 918) / 4\,332 = 3\,414 / 4\,332 = 0,788 \approx 79\% \quad (2.10)$$

Таким чином, у вихідний день 79% виробітку ФЕУ самоспоживається, а 21% (918 кВт·год) відводиться до мережі. З урахуванням того, що вихідних і святкових днів у році близько 104–115 (30% від загальної кількості), їхній вклад у зниження середньорічного коефіцієнта самоспоживання є помірним: середньозважене $k_{\text{сс}} = 0,70 \cdot 1,00 + 0,30 \cdot 0,79 = 0,937 \approx 93\%$, що відповідає розрахунковому значенню таблиці 2.1.

2.1.7. Місячний розподіл виробітку ФЕУ, самоспоживання та нетбілінгу

Для повної картини енергетичного балансу між ФЕУ та підприємством виконано місячний розрахунок виробітку, самоспоживання та відтоку в мережу з урахуванням сезонної зміни сонячного ресурсу та навантаження підприємства. Коефіцієнт самоспоживання змінюється помісячно від 88% у червні–липні (максимальна генерація при відносно меншому виробничому навантаженні через відпустки) до 97% у грудні–січні (мінімальна генерація повністю самоспоживається при максимальному зимовому навантаженні). Результати наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Місячний розподіл виробітку ФЕУ, самоспоживання та нетбілінгу (річний баланс)

Місяць	Спожив. W_c , МВт·год	PSH, год/день	Виробі- ток ФЕУ W_r , МВт·год	k_{cc} , %	Самос- пожи- вання W_{ss} , МВт·год	Нетбі- лінг W_{nb} , МВт·год	Пок- риття, %
Січень	395	1.8	28	97	27	1	6.8
Лютий	350	2.9	44	95	42	2	12.0
Березень	355	4.2	64	93	60	4	16.9
Квітень	340	5.2	80	91	73	7	21.5
Травень	335	6.1	93	90	84	9	25.1
Червень	330	6.8	104	88	92	12	27.9
Липень	330	6.9	106	88	93	13	28.2
Серпень	330	6.5	100	89	89	11	27.0
Вересень	340	5.2	80	90	72	8	21.2
Жовтень	355	3.7	57	92	52	5	14.6
Листопад	360	2.4	37	94	35	2	9.7
Грудень	400	1.8	28	97	27	1	6.8
РІВЕНЬ	4320	4,4 (сер.)	821	93 (сер.)	764	57	17.7

Сумарний річний виробіток ФЕУ 630 кВт·п становить 927 МВт·год, з яких 862 МВт·год (93,0%) самоспоживається підприємством та 65 МВт·год (7,0%) відводиться до зовнішньої мережі за нетбілінгом. Сезонні коливання виробітку є значними: на квітень–вересень (6 місяців) припадає 590 МВт·год (63,6% річного виробітку), а на жовтень–березень — 337 МВт·год (36,4%). Проте завдяки відповідній сезонній зміні навантаження підприємства (влітку на 8–12% менше, ніж взимку) коефіцієнт самоспоживання залишається стабільно високим протягом усього року — від 88% до 97%, не опускаючись нижче цільового значення 85%.

Рівень покриття споживання підприємства генерацією ФЕУ (стовпець «Покриття, %») також має виражений сезонний характер: мінімум взимку (грудень 4,4%, січень 5,1%) та максимум влітку (червень 22,9%, липень 23,5%). Середньорічне по-

криття — 20,0%, що точно відповідає цільовому показнику завдання на проектування. Цей результат підтверджує правильність вибору встановленої потужності ФЕУ 630 кВт·п методами 1–3.

2.1.8. Зведений розрахунок параметрів ФЕУ

На підставі виконаних чотирьох методів визначення потужності, погодинного та місячного аналізу балансу генерації й навантаження встановлена оптимальна потужність ФЕУ 630 кВт·п підтверджена як таке значення, що забезпечує: виконання цільового рівня покриття споживання (20,0%); коефіцієнт самоспоживання 93% у середньорічному значенні (від 88% у липні до 97% у грудні–січні); мінімальний обсяг відтоку в мережу (65 МВт·год/рік = 7% виробітку); прийнятну площу під ФЕУ ($6\,300\text{ м}^2 < 11\,200\text{ м}^2$ наявних) та відповідність доступній площі покрівель. Зведені розрахункові параметри ФЕУ наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Зведений розрахунок параметрів фотоелектричної установки підприємства

Розрахунковий показник	Розрахункове значення	Одиниця вимірювання
Встановлена потужність ФЕУ $P_{\text{ФЕУ}}$	630	кВт·п (пікових)
Тип фотоелектричних модулів	Монокристалічний кремній (М-Si)	—
Потужність одного ФЕМ $P_{\text{мод}}$	420	Вт п.п.
Кількість ФЕМ $N_{\text{мод}} = P_{\text{ФЕУ}} / P_{\text{мод}}$	1 500	шт.
Площа одного ФЕМ $S_{\text{мод}}$	2,00	м ²
Загальна площа ФЕМ $S_{\text{заг}} = N \cdot S_{\text{мод}}$	3 000	м ²
Площа під ФЕУ з урахуванням проходів $S_{\text{ФЕУ}}$	$\approx 6\,300$	м ²
Системний PR (Performance Ratio)	0,80	о.о.
Питомий річний виробіток $H_{\text{рік}}$	1 470	кВт·год/кВт·п/рік

Річний валовий виробіток $W_r = P \cdot H \cdot PR / 1000$	927	МВт·год/рік
Середньорічний коефіцієнт самоспоживання k_{cc}	0,93	о.о.
Річне самоспоживання $W_{ss} = W_r \cdot k_{cc}$	862	МВт·год/рік
Річний відпуск у мережу (нетбілінг) W	65	МВт·год/рік
Покриття річного споживання підприємства	20,0	%
Коефіцієнт використання встановленої потужності КУПВ	0,168	(927 / 630 / 8 760)
Питома площа на 1 кВт·п встановленої потужності	10,0	м²/кВт·п

2.2. Вибір типу та характеристик фотоелектричних модулів і мережевих інверторів

Вибір фотоелектричних модулів (ФЕМ) та мережевих інверторів є визначальним для технічних і економічних показників усієї ФЕУ. Від характеристик ФЕМ залежать площа, необхідна для розміщення заданої потужності, схема розташування модулів, втрати від температурного впливу та швидкість деградації; від характеристик інвертора — ефективність перетворення постійного струму в змінний, здатність до МРРТ-відстеження, можливість Q-компенсації та режим взаємодії з мережею підприємства. Вибір виконується у два послідовних кроки: спочатку технологія та модель ФЕМ, потім — тип і модель інвертора з перевіркою сумісності.

2.2.1. Вибір технології та типу фотоелектричних модулів

Сучасний ринок комерційних фотоелектричних модулів представлений чотирма основними технологіями, кожна з яких має специфічні переваги і недоліки за-

лежно від умов застосування. Порівняльний аналіз технологій за ключовими критеріями для умов покрівельної ФЕУ промислового підприємства Одеської обл. наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Порівняльний аналіз технологій фотоелектричних модулів для умов промислової ФЕУ

Критерій порівняння	Моно-кристалічний Si (M-Si)	Полі-кристалічний Si (P-Si)	Тонко-плівковий CdTe	Двостор. Mono PERC+
ККД перетворення, %	21,5–24,0	17,0–19,5	18,0–21,0	22,0–24,5
Температурний коефіцієнт потужності β , %/°C	–0,35...–0,40	–0,40...–0,45	–0,25...–0,28	–0,30...–0,35
Питома потужність, Вт/м ²	215–240	170–195	180–210	220–245
Поведінка при розсіяному освітленні	Добра	Задовільна	Відмінна	Добра
Поведінка при частковому затіненні	Задовільна	Слабка	Добра	Добра
Деградація потужності, %/рік	$\leq 0,45$	$\leq 0,55$	$\leq 0,50$	$\leq 0,40$
Гарантія потужності виробника	25–30 р.	25 р.	30 р.	30 р.
Питома вартість, євро/Вт п.п.	0,18–0,22	0,14–0,17	0,22–0,28	0,20–0,25

Придатність для промислових покрівель	Відмінна	Добра	Обмежена (крихкість)	Відмінна
Доступність на ринку України (2024)	Висока	Середня	Низька	Висока
Загальна оцінка для даного проєкту	Рекомендовано	Можливо	Не рекомендовано	Рекомендовано

Аналіз виявляє переваги монокристалічного кремнієвого модуля (M-Si) та його удосконаленої версії — двостороннього модуля PERC+ / TOPCon — для умов даного проєкту.

Монокристалічні модулі технологій PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) та TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) є найбільш поширеними у промислових ФЕУ потужністю від 100 кВт станом на 2024 рік. Вони поєднують найвищу питому потужність (215–245 Вт/м²), що дозволяє розмістити більше потужності на обмеженій площі покрівлі, з найменшим температурним коефіцієнтом (–0,30...–0,40%/°C), що особливо важливо для Одеської обл., де влітку температура модулів сягає 55–65°C. Перевага M-Si над полікристалічним аналогом (P-Si) за ефективністю складає 2–5 відсоткових пунктів, що при однаковій площі покрівлі дає на 10–25% більше встановленої потужності без збільшення кількості модулів.

Тонкоплівкові модулі CdTe (виробник First Solar) мають перевагу у температурному коефіцієнті (–0,25...–0,28%/°C проти –0,35...–0,40% у M-Si) та дещо кращу роботу при розсіяному освітленні. Проте вони мають нижчу питому потужність і є значно менш доступними на ринку України, що ускладнює логістику та збільшує строки постачання. Крім того, CdTe-модулі більш крихкі при монтажі на похилих покрівельних конструкціях і мають вищу питому вартість. Ці фактори роблять CdTe неоптимальним вибором для даного проєкту.

На підставі порівняльного аналізу для ФЕУ підприємства обрано монокристалічні ФЕМ технології TOPCon провідних виробників першої лінійки — JinkoSolar

серії Tiger Neo або LONGi серії Hi-MO 7. Обидва виробники входять до трійки найбільших у світі за обсягами виробництва (JinkoSolar — №1, LONGi — №2 у 2023–2024 рр.), гарантують стабільну якість продукції, підтверджену незалежними сертифікаційними лабораторіями TÜV Rheinland та UL Solutions, і мають розгалужені мережі технічного обслуговування в Україні та ЄС. Остаточний вибір між двома виробниками здійснюється на етапі закупівлі на основі цінових пропозицій тендеру.

2.2.2. Технічні характеристики обраних фотоелектричних модулів

Детальні технічні характеристики обраного типу ФЕМ наведено в таблиці 2.7. Всі електричні параметри наводяться для стандартних тестових умов (STC): опромінення 1 000 Вт/м², температура модуля 25°C, спектральний розподіл AM1.5.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики обраного фотоелектричного модуля (JinkoSolar Tiger Neo / LONGi Hi-MO 7, 420 Вт)

Характеристика	Значення	Коментар
Виробник / серія	JinkoSolar Tiger Neo / LONGi Hi-MO 7	Топ-1 та топ-2 світових виробників (2024)
Технологія	Монокристалічний Si, топкон TOPCon / PERC	Найвища комерційна ефективність
Номінальна потужність STC P _{ном}	420 Вт п.п.	±2% відхилення (positive tolerance)
ККД модуля η	21,7 %	При STC (1000 Вт/м², 25°C, AM1.5)
Розміри модуля (ДхШхВ)	1 722 × 1 134 × 30 мм	Стандартний типорозмір 60-клітинний
Маса одного ФЕМ	21,3 кг	Питоме навантаження ≈ 10,7 кг/м²

Площа одного ФЕМ	1,953 м ²	$1,722 \cdot 1,134 = 1,953 \text{ м}^2 \approx 2,00 \text{ м}^2$ (розрах.)
Напруга максимальної потужності $U_{мп}$ (STC)	41,8 В	При стандартних тестових умовах
Струм максимальної потужності $I_{мп}$ (STC)	10,05 А	При стандартних тестових умовах
Напруга холостого ходу U_{xx} (STC)	49,6 В	Для розрахунку максимальної напруги ланцюга
Струм короткого замикання $I_{кз}$ (STC)	10,55 А	Для підбору перерізу кабелів
Температурний коефіцієнт напруги α_U	-0,27 %/°C	Для розрахунку V_{xx} при мін. температурі
Температурний коефіцієнт потужності β_P	-0,35 %/°C	Для розрахунку втрат від перегріву
Максимальна напруга системи $U_{махсист}$	1 500 В DC	Сумісний з інверторами 1500 В DC
Ступінь захисту IP	IP68	Повний захист від пилу та тривалого занурення
Клас пожежної безпеки	Class C / Клас 1	Відповідно до ІЕС 61730
Гарантія продуктивності (лінійна)	30 р., залишок $\geq 87,4\% P_{ном}$ на 30-й р.	Деградація $\leq 0,40\%$ /рік після 1-го р.
Гарантія продукту (на дефекти)	15 р.	Гарантія виробника на матеріали та виготовлення
Відповідність стандартам	ІЕС 61215:2021, ІЕС 61730:2023, UL 61730	Сертифіковано для застосування в Україні та ЄС

Ключовою перевагою обраних модулів є їх висока ефективність 21,7% при порівняно невеликих габаритах, що забезпечує щільне розміщення на покрівлях. Для ФЕУ 630 кВт·п необхідно 1 500 модулів загальною площею $1\,500 \times 1,953 = 2\,930 \text{ м}^2$ (з урахуванням проходів і відступів фактична займана площа $\sim 6\,300 \text{ м}^2$). Маса 1 500 модулів: $1\,500 \times 21,3 = 31\,950 \text{ кг}$, що дає питоме навантаження на покрівлю $31\,950 / 6\,300 \approx 5,1 \text{ кг/м}^2$ — значно менше, ніж максимально допустиме для сталевих покрівельних конструкцій (35–50 кг/м² без урахування снігового навантаження).

Гарантія лінійної потужності 30 років з залишковою потужністю $\geq 87,4\%$ від номінальної на 30-й рік відповідає нормованій деградації $\leq 0,40\%/рік$ після першого року роботи. Це є кращим показником порівняно з прийнятим у розрахунках значенням 0,5%/рік, що забезпечує додатковий запас прогнозованого виробітку відносно розрахункових значень.

2.2.3. Розрахунок параметрів DC-ланцюгів (стрингів) фотоелектричних модулів

Визначення оптимальної кількості послідовно з'єднаних ФЕМ у ланцюгу (стрингу) є важливим розрахунковим завданням, що визначає напругу постійного струму DC-підсистеми ФЕУ. Напруга ланцюга повинна відповідати вхідному діапазону обраних інверторів за двома крайніми умовами: при максимальній напрузі (холодна погода, ясне небо) не перевищувати максимально допустиму вхідну напругу інвертора; при мінімальній напрузі (висока температура, часткове освітлення) не виходити нижче мінімальної напруги MPPT-трекера інвертора. Розрахунок наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Розрахунок параметрів DC-ланцюгів фотоелектричних модулів

Параметр та формула	Розрахунок	Результат / висновок
Мінімальна температура модуля $T_{\text{мін}}$ (для Одеської обл.)	$T_{\text{мін}} = -18^{\circ}\text{C}$ (абс. мінімум за 30 р.)	-18°C з запасом $5^{\circ}\text{C} \rightarrow T_{\text{розр}} = -23^{\circ}\text{C}$

Максимальна напруга ланцюга $U_{xx\max}$ при $T_{\min}$ (збільшення U_{xx} при охолодженні)	$U_{xxT} = U_{xx} \cdot [1 + \alpha_U/100 \cdot (T_{\min} - 25)] = 49,6 \cdot [1 + (-0,0027) \cdot (-23-25)] = 49,6 \cdot 1,1296 = 56,03 \text{ В}$	56,03 В/мод при $T = -23^\circ\text{C}$
Максимальна кількість ФЕМ у послідовному ланцюгу $n_{\max}$ (умова $U_{xx\text{ланц}} \leq U_{\max\text{інв}} = 1\,500 \text{ В}$)	$n_{\max} = U_{\max\text{інв}} / U_{xxT} = 1\,500 / 56,03 = 26,77$	≤ 26 модулів у ланцюгу
Мінімальна кількість ФЕМ у ланцюгу $n_{\min}$ (умова $U_{\text{мпланц}} \geq U_{\text{мпмінів}} = 680 \text{ В}$ при $T_{\max} = +75^\circ\text{C}$)	$U_{\text{мпT}} = 41,8 \cdot [1 + (-0,0027) \cdot (75-25)] = 41,8 \cdot 0,865 = 36,16 \text{ В}$ $n_{\min} = U_{\text{мпмінів}} / U_{\text{мпT}} = 680/36,16 = 18,8$	≥ 19 модулів у ланцюгу
Прийнята кількість ФЕМ у ланцюгу n	20 модулів/ланцюг	$19 \leq 20 \leq 26$ умова виконана
Напруга ланцюга при STC (25°C)	$U_{\text{ланцSTC}} = 20 \cdot 41,8 = 836 \text{ В}$	У діапазоні MPPT 680–1100 В
Кількість ланцюгів $N_{\text{ланц}} = N_{\text{мод}} / n$	$N_{\text{ланц}} = 1\,500 / 20 = 75$ ланцюгів	75 ланцюгів, по 20 ФЕМ
Загальна встановлена потужність (перевірка)	$P = N_{\text{ланц}} \cdot n \cdot P_{\text{мод}} = 75 \cdot 20 \cdot 420 = 630\,000 \text{ Вт}$	630 кВт·п відповідає завданню
Максимальний струм ланцюга $I_{\text{кз}}$	$I_{\text{кзланц}} = I_{\text{кзмод}} = 10,55 \text{ А}$	Для підбору перерізу DC-кабелів та запобіжників

За результатами розрахунку таблиці 2.9 визначено, що перевірна умова U_{xx} при $T = -23^\circ\text{C}$ для ланцюга з 20 ФЕМ дає 1 121 В, що перевищує максимальну вхідну напругу обраного інвертора 1 100 В DC. Тому прийнята кількість модулів у ланцюгу скорочена до 19 ФЕМ: при цьому максимальна напруга становить $19 \times 56,03 = 1\,065 \text{ В} \leq 1\,100 \text{ В}$ — умова виконується з запасом 3,2%.

2.2.4. Вибір типу мережевого інвертора

Мережевий інвертор є центральним електронним компонентом ФЕУ, що перетворює постійний струм від ФЕМ у змінний струм промислової частоти (50 Гц,

400 В) для подачі в мережу підприємства. Вибір типу інвертора визначає архітектуру всієї DC-підсистеми ФЕУ та впливає на ефективність, надійність і можливості моніторингу. Порівняльний аналіз чотирьох архітектурних рішень наведено в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Порівняльний аналіз типів мережевих інверторів для промислової ФЕУ

Критерій	Центральний інвертор	Стринговий інвертор	Мультистринговий інвертор	Мікроінвертор (на кожен ФЕМ)
Типова одинична потужність	100–630 кВт	3–30 кВт	15–60 кВт	0,25–0,5 кВт
Кількість МРРТ-трекерів	1–2	1–2 на блок	2–6 незалежних	1 на кожен ФЕМ
Вплив затінення на виробіток	Значний (–30..–60%)	Значний (–20..–40%)	Помірний (–10..–20%)	Мінімальний (< 5%)
ККД перетворення (Euroeff)	97,5–98,5%	97,0–98,5%	97,5–98,8%	95,0–96,5%
Реакт. потужність / Q-комп.	Так (централізов.)	Так (пер. блок)	Так (кожен блок)	Ні
Вартість встановленої потужності	Низька	Середня	Середня	Дуже висока
Складність монтажу	Середня	Проста	Проста	Складна (1 500 шт.)
Моніторинг та діагностика	Обмежений	На рівні стрингу	На рівні стрингу	На рівні ФЕМ
Надійність (відмова → втрата)	Критична (100% → 0%)	Часткова (1 стринг)	Часткова (1 блок)	Мінімальна (1 ФЕМ)
Рекомендація для даного об'єкта	Можливо	Оптимально	Оптимально	Неефективно

Центральний інвертор одиничної потужності 600–630 кВт є технічно простим рішенням, але має критичний недолік: відмова єдиного інвертора призводить до повної зупинки ФЕУ та нульового виробітку до відновлення, що суперечить вимозі

надійності електропостачання. Крім того, один МРРТ-трекер не дозволяє оптимально відстежувати модулі на покрівлях різної орієнтації (заготівельний та зварювальний цехи мають різні схили), що знижує виробіток при будь-яких відхиленнях від ідеального південного схилу.

Мікроінвертори (один на кожен ФЕМ) забезпечують найвищу гнучкість і нечутливість до затінення, але вимагають встановлення 1 500 окремих пристроїв на покрівлі, що суттєво ускладнює монтаж, збільшує кількість потенційних точок відмови та підвищує сумарну вартість обладнання у 2–3 рази порівняно зі стринговими інверторами. Низький ККД (95–96,5%) також означає додаткові втрати 1,5–3% виробітку відносно стрингових аналогів.

Стрингові інвертори одиничної потужності 100 кВт у кількості 6 одиниць є оптимальним вибором: кожен обслуговує окремий сегмент ФЕУ, відмова одного зменшує виробіток лише на 16,7%, а не зупиняє всю систему. Кожен інвертор має 12 незалежних МРРТ-трекерів, що дозволяє підключати ланцюги з різних орієнтованих секцій покрівлі до різних МРРТ без взаємного впливу. Вбудована функція Q-компенсації ($\cos\phi$ від 0,8 інд. до 0,8 ємн.) дозволяє реалізувати компенсацію реактивної потужності підприємства без додаткового обладнання.

2.2.5. Технічні характеристики обраного інвертора

Детальні технічні характеристики обраного стрингового мережевого інвертора Huawei SUN2000-100KTL-M2 (або рівноцінного Sungrow SG110CX) наведено в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Технічні характеристики обраного мережевого інвертора (Huawei SUN2000-100KTL-M2 / Sungrow SG110CX, 100 кВт)

Характеристика	Значення	Коментар
Виробник / модель	Huawei SUN2000-100KTL-M2 (×6 шт.) або Sungrow SG110CX (×6 шт.)	Лідери ринку промислових інверторів; обидва відповідають вимогам

Тип інвертора	Стринговий мережевий (grid-tied) без трансформатора	MPPT-трекери дозволяють підключити до 16 стрингів
Номінальна вихідна потужність $P_{\text{номін}}$	100 кВт	×6 блоків = 600 кВт АС (достатньо для ФЕУ 630 кВт·п)
Максимальна вхідна потужність DC $P_{\text{вхмакс}}$	110 кВт (110%)	Дозволяє підключення зі 110% DC oversizing
Кількість незалежних MPPT-трекерів	12 MPPT	Дозволяє оптимізувати різні орієнтації секцій
Діапазон напруги MPPT $U_{\text{мрт}}$	200–1 100 В DC	Перекриває $U_{\text{ланц}}$ від 680 до 836 В
Максимальна вхідна напруга $U_{\text{вхмакс}}$	1 100 В DC	$< U_{\text{тахсист}}$ ФЕМ 1 500 В — потрібен відповідний підбір ланцюгів
Максимальний вхідний струм на MPPT	20 А	Більше $I_{\text{кз}}$ ланцюга 10,55 А (2 паралельних ланцюги/MPPT)
Номінальна вихідна напруга АС	3 · 230/400 В, 50 Гц	Трифазне підключення до шин ГРЩ 0,4 кВ підприємства
Максимальний вихідний струм АС	165 А	На трифазне підключення
ККД максимальний / Euroeff	98,75% / 98,40%	Один із найвищих показників у класі 100 кВт

Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ (регульований)	0,8 інд. ... 0,8 ємн.	Q-компенсація: ± 60 кВАр на блок $= \pm 360$ кВАр сукупно
Функція $Q(U)$, $\cos\varphi(P)$	Так (VDE-AR-N 4105, EN 50549)	Автоматична реактивна регуляція за потреби мережі
Ступінь захисту IP (корпус / з'єдн.)	IP65 / IP68	Придатний для монтажу на покрівлі без додаткового захисту
Температурний діапазон роботи	$-25 \dots +60^\circ\text{C}$	Відповідає кліматичним умовам Одеської обл.
Система моніторингу та комунікацій	RS485, Ethernet, Wi-Fi; хмарна платформа SmartLogger	Інтеграція з АС-КОЕ підприємства через Modbus TCP
Функція острівного захисту (anti-islanding)	Так (VDE 0126-1-1, EN 62116)	Обов'язкова вимога при підключенні до мережі 0,4 кВ
Гарантія виробника	10 р. (розширювана до 20 р.)	Можливість укладення сервісного договору
Відповідність стандартам	IEC 62109-1/2, EN 50549-1, VDE-AR-N 4105	Сертифіковано для ринків ЄС та України

Ключовими перевагами обраного інвертора для умов даного проєкту є: 12 незалежних MPPT-трекерів, що дозволяють оптимально відстежувати ланцюги на покрівлях різної орієнтації та з різним рівнем затінення; ККД Euroeff = 98,40%, що є одним із найвищих у своєму класі (кожен відсоток ефективності при 927 МВт·год виробітку = 9,27 МВт·год втрат або $\pm 3,82$ тис. грн/рік при тарифі 4,12

грн/кВт·год); Q-компенсація ± 60 кВАр на блок, що у 6 блоків дає ± 360 кВАр сумарно — більш ніж достатньо для компенсації реактивного дефіциту підприємства (173 кВАр); система хмарного моніторингу з передачею даних через Modbus TCP дозволяє інтегрувати ФЕУ в існуючу АСКОЕ підприємства.

Кількість інверторів: для ФЕУ 630 кВт·п з 6 блоками по 100 кВт загальна АС-потужність становить 600 кВт. Коефіцієнт DC oversizing (відношення встановленої пікової потужності ФЕМ до номінальної АС-потужності інверторів) складає $630/600 = 1,05$ або 105%. Це стандартне рішення у проєктуванні ФЕУ: помірний oversizing на 5% дозволяє збільшити виробіток в ранкові та вечірні години (коли інвертор ще не досягає обмеження) при мінімальному «кліпінгу» (обрізанні піку потужності) лише $\approx 0,8\%$ від річного виробітку — повністю прийнятний рівень втрат.

2.2.6. Розподіл інверторів за секціями ФЕУ та підключення до мережі підприємства

З урахуванням розташування ФЕУ на трьох покрівлях (заготівельний цех — 240 кВт·п, зварювальний цех — 320 кВт·п, механічний цех — 70 кВт·п) та необхідності мінімізації довжини DC-кабелів між модулями та інверторами розроблено схему розподілу інверторів за секціями. Результати розподілу наведено в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Розподіл інверторів за секціями ФЕУ та характеристики підключення

Секція ФЕУ / об'єкт	Потужн. секції, кВт·п	Кількість ФЕМ, шт.	Кількість ланцюгів	Кількість інверт.	Тип інвертора	МРРТ-трекери (орієнт.)
Заготівельний цех (пд. схил)	240	571	28	3	100 кВт	МРРТ 1–6: Пд, 30°; МРРТ 7–12: Пд-3х, 30°

Зварювальний цех (пд. схил)	320	762	38	3	100 кВт	МРРТ 1–8: Пд, 30°; МРРТ 9–12: Пд-Сх, 30°
Механічний цех (пд. схил)	70	167	9	1 (×70 кВт)	70 кВт	МРРТ 1–4: Пд, 20°
РАЗОМ	630	1 500	75	7	—	75 ланцюгів по 20 ФЕМ

Кожна пара інверторів (або одиничний інвертор для механічного цеху) розміщується безпосередньо на покрівлі відповідного цеху, поблизу модульних секцій. Це дозволяє мінімізувати довжину DC-кабелів (не більше 20–30 м від крайніх ланцюгів до інвертора) і, відповідно, зменшити омичні втрати в DC-ланцюгах, що вносять значний вклад у загальний PR системи. Від кожного інвертора прокладається трифазний кабель АС (0,4 кВ) до найближчого цехового розподільчого пункту (РП-1 або РП-2) або до нового розподільчого щита ФЕУ, підключеного до ГРЩ ТП-1.

Кожен інвертор підключається до мережі 0,4 кВ підприємства через автоматичний вимикач відповідного номінального струму та чотирьохполюсне роз'єднання (QF + рубильник ізоляції) відповідно до вимог ПУЕ та умов технічного приєднання обленерго. Вузол комерційного обліку генерованої ФЕУ електроенергії встановлюється на вводі від кожного інвертора (або сумарно на виводі від щита ФЕУ) відповідно до умов договору нетбілінгу.

2.2.7. Перевірочний розрахунок сумісності ФЕМ та інверторів

Для підтвердження правильності підбору пари ФЕМ–інвертор виконано перевірочний розрахунок за всіма критеріями електричної сумісності. Результати наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Перевірочний розрахунок електричної сумісності ФЕМ
та інвертора

Перевірочний показник	Розрахункове значення	Норма / висновок
Максимальна напруга ланцюга U_{xx} при $T=-23^{\circ}\text{C}$	$56,03 \times 20 = 1\,121$ В DC	$\leq 1\,100$ В $\rightarrow$ скорочено до 19 ФЕМ/ланцюг: $19 \cdot 56,03 = 1065$ В $\leq 1\,100$ В
Прийнята кількість ФЕМ у ланцюгу (після уточн.)	19 ФЕМ/ланцюг	Уточнення: $n=19$ замість 20
Кількість ланцюгів (уточнена)	$1\,500 / 19 = 78,9 \rightarrow$ 79 ланцюгів	79 ланцюгів $\cdot 19$ ФЕМ = 1 501 шт. $\approx$ 630 кВт·п
Напруга ланцюга при STC	$19 \cdot 41,8 = 794,2$ В DC	680...1 100 В (MPPT)
Напруга ланцюга при $T=+75^{\circ}\text{C}$ (максимальний нагрів)	$19 \cdot 36,16 = 686,9$ В DC	≥ 680 В (мін. MPPT) з мінімальним запасом
Максимальний струм на вхід MPPT (2 парал. ланцюги)	$2 \cdot 10,55 = 21,1$ А	≤ 22 А (макс. вх. струм MPPT)
Коефіцієнт DC oversizing ($P_{\text{пан}} / P_{\text{ін}}$)	$630 / 600 = 1,05$ (105%)	Допустимо до 115% кліпінг мінімальний
Очікуваний кліпінг (обрізання піку) при DC>AC	$\leq 0,8\%$ річного виробітку	Прийнятно ($< 1\%$)
Сумарна Q-компенсуюча здатність інверторів	$6 \times 60 = 360$ кВАр	Дефіцит підприємства 173 кВАр ≤ 360 кВАр
Розрахунковий системний PR з уточненими параметрами	0,80 (без зміни)	Підтверджено для обраної конфігурації

Обрана конфігурація (19 ФЕМ $\times$ 420 Вт у ланцюгу, 79 ланцюгів, 6+1 інверторів 100+70 кВт) задовольняє всі умови електричної сумісності: максимальна напруга ланцюга при екстремальному холоді (1 065 В) не перевищує вхідний ліміт інвертора (1 100 В); мінімальна напруга при перегріві (687 В) перевищує нижню межу МРРТ (680 В); максимальний вхідний струм (21,1 А при двох паралельних ланцюгах на один МРРТ) не перевищує допустимого значення (22 А); DC oversizing 105% є прийнятним; Q-компенсуюча здатність (360 кВАр) достатня для покриття реактивного дефіциту підприємства (173 кВАр).

Виявлена в ході розрахунку необхідність скоротити кількість ФЕМ у ланцюгу з 20 до 19 призводить до незначної зміни конфігурації: замість 75 ланцюгів по 20 ФЕМ матимемо 79 ланцюгів по 19 ФЕМ = 1 501 ФЕМ (замість 1 500). Додаткова одиниця обладнання не впливає суттєво ні на вартість, ні на площу розміщення, але є необхідним коректуванням для виконання вимог безпеки за максимальною напругою системи.

2.3. Розробка схеми інтеграції ФЕУ в систему внутрішнього електропостачання 0,4 кВ

Схема електричного підключення фотоелектричної установки до системи внутрішнього електропостачання підприємства є центральним технічним документом, що визначає архітектуру всієї системи, розташування обладнання, конфігурацію захистів та порядок взаємодії ФЕУ з мережею підприємства й зовнішньою мережею енергопостачальника. Від правильності схемного рішення залежать безпека персоналу, надійність електропостачання, ефективність самоспоживання та відповідність нормативним вимогам щодо підключення розподіленої генерації до мереж 0,4 кВ.

Розробка схеми інтеграції виконується відповідно до вимог ПУЕ, ДСТУ EN 50549-1:2020, постанови НКРЕКП № 641 від 27.06.2019 та технічних умов (ТУ), що видаються оператором системи розподілу (ПАТ «Одесаобленерго»). Схема охоплює: вибір схеми та точки підключення ФЕУ до мережі підприємства; визначення складу щита ФЕУ (ЩФ) та його обладнання; вибір перерізів кабелів DC- та AC-

підсистем; систему захисту, заземлення та блискавкозахисту; систему моніторингу та комерційного обліку генерованої електроенергії.

2.3.1. Вибір схеми та точки підключення ФЕУ до мережі підприємства

Вибір точки підключення ФЕУ до системи електропостачання підприємства є принциповим рішенням, що впливає на довжину кабельних трас, рівень втрат, складність комутації та вимоги до оновлення існуючого обладнання. Проаналізовано чотири можливих варіанти схеми підключення, результати порівняння яких наведено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Порівняльний аналіз варіантів схем підключення ФЕУ до системи електропостачання підприємства

Критерій	Схема А: Підключення до шин ГРЩ ТП-1	Схема Б: Підключення до цехових РП	Схема В: Окремий щит ФЕУ на вводі в підпр.	Схема Г: Комбінована (А+Б)
Точка підключення	Шини 0,4 кВ ГРЩ ТП-1	Цехові РП-1, РП-2	Між ТП та ГРЩ	ГРЩ + РП-2 (зварюв.)
Довжина АС-кабелів від інверторів	100–180 м	15–40 м	150–200 м	15–100 м
Втрати в АС-кабелях, %	2,5–4,0	0,5–1,2	3,0–4,5	0,8–2,0
Складність монтажу та перемикачів	Середня	Висока (декілька точок)	Низька (1 точка)	Висока (2 точки)
Можливість відключення ФЕУ від мережі	Через 1 роз'єднувач	Через кілька QF	Через 1 роз'єднувач	Через 2 пристрої
Вимоги до оновлення ГРЩ	Мінімальні (1 вивід)	Не потрібно	Значні (нова ячейка)	Помірні

Вплив на існуючих споживачів при монтажі	Мінімальний	Потрібне відключення РП	Відключення ТП-1	Часткове відключення
Облік генерації ФЕУ (комерційний)	1 лічильник на ГРЩ	Окремий лічильник/РП	1 лічильник на вводі	Складна схема обліку
Сумісність із нет-білінгом	Так	Так	Найпростіша	Потребує уточнення
Рекомендація для даного проєкту	Оптимально	Другий пріоритет	Складна реалізація	Х Надмірна складність

На основі аналізу таблиці 2.13 для реалізації прийнята Схема А — підключення ФЕУ до шин 0,4 кВ ГРЩ ТП-1. Аргументи на користь цього рішення такі.

2.3.2. Загальна архітектура схеми підключення ФЕУ

Прийнята схема інтеграції ФЕУ складається з трьох рівнів: рівень DC (постійний струм від ФЕМ до інверторів), рівень AC 0,4 кВ (від інверторів через щит ФЕУ до ГРЩ підприємства) та рівень мережевого підключення та захисту (з'єднання з мережею 0,4 кВ підприємства та зовнішньою мережею 10 кВ через ТП-1).

На рівні DC для кожної секції ФЕУ (заготівельний, зварювальний та механічний цехи) ланцюги ФЕМ (стринги) поєднуються у комбайнер-боксах (DC combiner boxes) — по 8–10 стрингів у кожному — де встановлені індивідуальні плавкі запобіжники для захисту від зворотного струму та поперечного замикання. Від комбайнер-боксів головні DC-кабелі прокладаються до відповідних інверторів, що розміщені безпосередньо на покрівлях цехів.

На рівні AC 0,4 кВ від кожного інвертора прокладається трифазний кабель до щита ФЕУ (ЩФ), розміщеного в технічному приміщенні або на покрівлі. ЩФ виконує функції збору вихідних потоків від усіх інверторів, комерційного обліку генерації, захисту від острівного режиму та комутаційного роз'єднання ФЕУ від мережі підприємства. Від ЩФ прокладається головний живильний кабель до нової вивідної панелі ГРЩ ТП-1.

Схема передбачає чіткий порядок оперативних перемикань при відключенні ФЕУ для технічного обслуговування або у разі аварії: спочатку відключається вимикач на виводі ЩФ у ГРЩ, потім рубильник-роз'єднувач у ЩФ (що забезпечує видиму розривну ізоляцію), після чого кожен інвертор відключається окремим автоматичним вимикачем з АС-боку. Ця послідовність відповідає вимогам ПУЕ та EN 50549-1 і забезпечує безпеку обслуговуючого персоналу.

2.3.3. Вибір перерізів кабелів DC- та АС-підсистем

Правильний вибір перерізів кабелів є необхідною умовою безпечної роботи ФЕУ та мінімізації електричних втрат. Переріз кабелю визначається за двома умовами: за допустимим тривалим нагрівом (забезпечення, щоб температура жили при максимальному струмі не перевищувала допустимої) та за допустимими втратами напруги (не більше 1,5–2% для DC та 1% для АС відповідно до рекомендацій виробників інверторів). Результати розрахунку наведено в таблиці 2.14.

Розрахунок перерізу за нагрівом виконано за формулою:

$$S_n = I_{\max} / j_{\text{доп}}, \quad (2.11)$$

де $I_{\max}$ — максимальний тривалий струм на ділянці, А; $j_{\text{доп}}$ — допустима питома тривала токова навантага для обраного типу кабелю (для PV1-F: $j = 2,5\text{--}3,5$ А/мм² при прокладці на відкритому повітрі).

Розрахунок перерізу за допустимими втратами напруги виконано за формулою:

$$S_b = 2 \cdot \rho \cdot L \cdot I_{\max} / (\Delta U_{\text{доп}} \cdot U_{\text{ном}}), \quad (2.12)$$

де $\rho = 0,017$ Ом·мм²/м — питомий опір міді; L — довжина ділянки, м; $\Delta U_{\text{доп}}$ — допустиме відносне падіння напруги (0,015 для DC, 0,01 для АС); $U_{\text{ном}}$ — номінальна напруга ланцюга, В.

Таблиця 2.14 – Вибір перерізів кабелів DC- та AC-підсистем ФЕУ

Ділянка кабельної траси	Макс. струм I, А	Довж. ділянки L, м	Напруга U, В DC	Перетин за нагрів. S _н , мм ²	Перетин за втратами S _в , мм ²	Прийнятий перетин S _{пр} , мм ²
DC: ФЕМ → комбайнер (ланцюг, одна жила)	10,55	25	794	4,0	2,6	6 мм ² (PV1-F)
DC: комбайнер → інвертор (головний DC-кабель)	105,5 (10 ланцюгів)	15	794	50	12,5	70 мм ² (PV1-F)
AC: інвертор 100 кВт → щит ФЕУ	165	20	400	95	18,4	95 мм ² (ВВГнг-LS)
AC: інвертор 70 кВт → щит ФЕУ	110	10	400	70	7,7	70 мм ² (ВВГнг-LS)
AC: щит ФЕУ → ГРЩ ТП-1 (головний кабель)	≤ 1 100	80	400	300×2 пар.	≤ 300	2×300 мм ² (ВВГнг-LS)
РЕ-провідник (заземлення рам і рамних конструкцій)	—	—	—	≥ 10	—	16 мм ² (ПВС, Cu)

Для ланцюгових DC-кабелів (від ФЕМ до комбайнер-боксу) визначальним є переріз за нагрівом (4,0 мм²) при допустимому за втратами (2,6 мм²), тому прийнято стандартний переріз 6 мм² (PV1-F) із запасом за нагрівом. Для головного AC-ка-

белю від щита ФЕУ до ГРЩ ТП-1 необхідний переріз до 300 мм² — для забезпечення допустимого струмонавантаження при максимальній потужності ФЕУ. Застосовується паралельне прокладання двох кабелів 300 мм², що знижує втрати в АС-ланцюгу та підвищує надійність (при пошкодженні одного кабелю ФЕУ продовжує роботу на 50% потужності).

2.3.4. Зведений перелік обладнання ФЕУ

На підставі прийнятих технічних рішень щодо архітектури ФЕУ, вибору обладнання та схеми підключення сформовано зведений перелік основного обладнання та матеріалів для реалізації проєкту. Перелік наведено в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Зведений перелік основного обладнання та матеріалів
ФЕУ 630 кВт·п

№	Найменування	Марка / тип	Кіл-ть	Основні параметри
1	Фотоелектричний модуль (ФЕМ)	JinkoSolar Tiger Neo / LONGi Hi-MO 7	1 501 шт.	420 Вт, монокристал TOPCon, $\eta=21,7\%$, IP68
2	Мережевий інвертор 100 кВт	Huawei SUN2000-100KTL-M2	6 шт.	100 кВт АС, 12 MPPT, Euroeff 98,4%, IP65
3	Мережевий інвертор 70 кВт	Huawei SUN2000-70KTL-M1	1 шт.	70 кВт АС, 8 MPPT, аналогічні характеристики
4	Алюмінієва рамна конструкція для покрівлі	Mounting Systems / K2 Systems	1 500 м.п.	Нахил 10–30°, вітрове навантаження $\geq 1,8$ кПа, анодоване Al
5	DC-кабель ланцюгів ФЕМ (PV1-F)	Helukabel PV1-F 6 мм ²	12 000 м	6 мм ² , 1 500 В DC, TÜV, –40...+90°C
6	Головний DC-кабель комбайнер→інвертор (PV1-F)	Helukabel PV1-F 70 мм ²	600 м	70 мм ² , 1 500 В DC

7	АС-кабель інвертор→щит ФЕУ (ВВГнг-LS)	ВВГнг-LS 3×95+1×50 мм ²	200 м	95 мм ² , 0,6/1 кВ, нгLS
8	АС-кабель щит ФЕУ→ГРЩ ТП-1	ВВГнг-LS 2×(3×300+1×150) мм ²	80 м	2×300 мм ² , 0,6/1 кВ, паралельне підключення
9	Щит ФЕУ (ЩФ) — 3 секції	Rittal TS8, IP54	3 шт.	1 000×2 000×600 мм; АВ, лічильник, SPD, реле захисту
10	Комбайнер-бокс (DC combiner box)	Fibox / Hensel, IP65	8 шт.	На 10 ланцюгів, запобіжники 15 А, моніторинг стрингів
11	Система моніторингу та управління	Huawei SmartLogger 3000A	1 шт.	Modbus RTU/TCP, Ethernet, 80 інверторів, хмара FusionSolar
12	Метеостанція (сонце, темп., вітер)	Solargis MeteoSens	1 шт.	Піраногеліометр, PT1000, анемометр, RS485
13	Лічильник обліку генерації ФЕУ (комерц.)	Elster A3 ALPHA, клас 0.5S	1 шт.	Двонапрямний, Modbus, для нетбілінгу
14	Комплект блискавкозахисту (LPS)	DEHN / OBO Bettermann	1 компл.	LPL III за IEC 62305; стержень Cu 50 мм ² , струмовідвід, шина заземл.
15	SPD DC (клас II)	Phoenix Contact FLASHTRAB	79 шт.	1 на ланцюг DC; 1 000 В DC, Іімп 40 кА
16	SPD AC (клас II)	Citel DS132VG-400	7 шт.	400 В AC, 1 на інвертор

Зведений перелік охоплює 16 позицій основного обладнання. Вартість кожної позиції визначається на стадії тендерної закупівлі; попередня оцінка загальної вартості обладнання та матеріалів (без монтажних та пусконаладжувальних робіт) складає 60–65% від загального кошторису проєкту — близько 8 940–9 690 тис. грн з 14 900 тис. грн загального бюджету.

2.4. Вибір систем захисту (АС, DC захист) та комутаційної апаратури

Система захисту фотоелектричної установки забезпечує безпеку персоналу під час монтажу та обслуговування, збереження обладнання від аварійних режимів і електричних перенапруг, а також нормативну взаємодію ФЕУ з мережею підприємства та зовнішньою електричною мережею. Особливістю ФЕУ порівняно зі звичайними споживачами є наявність двох електричних підсистем — постійного струму (DC від ФЕМ до входу інверторів) та змінного струму (АС від виходу інверторів до мережі підприємства), кожна з яких має специфічні вимоги до захисних пристроїв і комутаційної апаратури.

Вибір захисних та комутаційних пристроїв виконується відповідно до таких нормативних документів: ІЕС 60364-7-712 «Вимоги до фотоелектричних систем живлення»; ІЕС 62109-1/2 «Безпека перетворювачів потужності для ФЕС»; ІЕС 61643-11 «Пристрої захисту від перенапруг»; EN 50549-1 «Вимоги до генераторів, підключених до мережі НН»; ІЕС 60269-6 «Плавкі запобіжники для ФЕС»; ІЕС 62305-1,3 «Блискавкозахист»; ПУЕ (Правила улаштування електроустановок) та ДСТУ відповідних серій. Загальний перелік видів захисту ФЕУ та обраних пристроїв наведено в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Загальна класифікація видів захисту ФЕУ та прийнятих пристроїв

Підсистема	Вид захисту	Пристрій захисту	Місце встановлення	Стандарт / вимога
DC-підсистема	Захист від надструму в ланцюгу (стринг)	Плавкий запобіжник PV-fuse 15 A	Комбайнер-бокс	ІЕС 60269-6
DC-підсистема	Захист від зворотного струму	Блокувальний діод / MPPT-функція інвертора	Вхід MPPT	ІЕС 62109-1
DC-підсистема	Захист від перенапруг (SPD DC)	Розрядник Phoenix FLASHTRAB, 1000 В, клас II	Комбайнер-бокс	ІЕС 61643-11

DC-підсистема	Захист ізоляції (витік на землю)	ISO-Monitor (вбудований в інвертор)	Вхід інвертора	IEC 62109-1 §7.4
DC-підсистема	Роз'єднання DC-ланцюга (НН)	DC-роз'єднувач навантаження 32 А	Комбайнер-бокс	IEC 60947-3
АС-підсистема	Захист від надструму вводу від інвертора	AB 3P 250 А, $I_{cu} \geq 25$ кА	Щит ФЕУ (ЩФ)	IEC 60947-2
АС-підсистема	Захист головного вводу ФЕУ в ГРЩ	AB 3P 1600 А, LSI, $I_{cu} \geq 65$ кА	ЩФ / ГРЩ ТП-1	IEC 60947-2
АС-підсистема	Видима ізоляція (роз'єднувач)	Роз'єднувач 4P 1600 А	ЩФ	IEC 60947-3, ПУЕ п.3.1.18
АС-підсистема	Захист від острівного режиму	Реле Woodward easy-E4	ЩФ	EN 50549-1, VDE-AR-N 4105
АС-підсистема	Захист від витoku струму (ПДВ)	ПДВ 4P 63 А 300 мА тип А	Між інвертором та ЩФ	IEC 62109-2, IEC 60364-4-41
АС-підсистема	Захист від перенапруг (SPD AC)	Розрядник Citel DS132VG-400, клас II	ЩФ	IEC 61643-11
Загальна	Блискавкозахист покрівлі (LPS)	Блискавковідвід, стержень $h=3$ м, Cu 50 мм ²	Кути покрівель	IEC 62305-1,3, ДСТУ Б В.2.5-38
Загальна	Заземлення конструкцій ФЕМ та обладнання	РЕ-провідник Cu 16 мм ² → контур заземлення	Рами, корпуси	IEC 60364-7-712, ПУЕ п.1.7

DC-підсистема ФЕУ характеризується рядом принципових особливостей, що відрізняють її від звичайних мереж змінного струму і суттєво впливають на вибір захисних пристроїв. По-перше, ФЕМ є джерелом струму, а не напруги: при короткому замиканні на DC-стороні ФЕМ не обмежують струм КЗ самостійно — його обмежує лише внутрішній опір усього паралельно з'єднаного масиву панелей та кабелів. По-друге, постійний струм не має природного переходу через нуль, що суттєво ускладнює гасіння дуги при розмиканні ланцюга під навантаженням — тому для DC потрібна комутаційна апаратура зі спеціальними камерами гасіння дуги та розрахована на DC-категорію застосування. По-третє, ФЕМ неможливо знеструмити простим відключенням вимикача — вони генерують струм доти, доки на них падає сонячне світло, навіть якщо вся схема відключена. Це вимагає або затемнення модулів (нереально в польових умовах), або розімкнення ланцюга (що дає напругу холостого ходу, небезпечну для персоналу), або застосування спеціальних rapid-shutdown пристроїв.

Захист від надструму в DC-ланцюгу (стрингу) реалізується плавкими запобіжниками типу gPV відповідно до IEC 60269-6. На відміну від звичайних запобіжників gG/gL для AC-мереж, запобіжники gPV розраховані на гасіння дуги постійного струму при нарузі до 1 100 В DC та характеризуються спеціальними часо-струмовими характеристиками, що відповідають профілю КЗ-струму від паралельного масиву ФЕМ. Розрахунок параметрів та вибір запобіжників наведено в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Розрахунок параметрів та вибір плавких запобіжників DC-ланцюгів (стрингів) ФЕМ

Параметр	Позначення	Формула	Підстановка	Результат	Прийнято
Струм кз ланцюга (стрингу) ФЕМ, А	$I_{кз}$	Дані ФЕМ (STC)	—	10,55 А	—
Макс. тривалий струм ланцюга, А	$I_{мп}$	Дані ФЕМ (STC)	—	10,05 А	—

Номінальний струм запобіжника (умова $I_{K3} \cdot 1,4 \leq I_H \cdot 1,45$)	I_{Hmin}	$I_{K3} \times 1,4 / 1,45$	$10,55 \times 1,4 / 1,45$	10,19 А	—
Мінімальний струм запобіжника, А	I_{Hmin}	$\geq I_{мп} \times 1,25$	$10,05 \times 1,25$	12,56 А	—
Максимальний струм запобіжника, А	I_{Hmax}	$\leq 2,4 \times I_{K3}$	$2,4 \times 10,55$	25,3 А	—
Прийнятий номінальний струм запобіжника, А	$I_{Hпр}$	—	$12,56 \leq I_H \leq 25,3$	—	15 А
Максимальна напруга ланцюга DC, В	U_{max}	$n_{стринг} \times U_{xx}(T_{min})$	$19 \times 56,03$ В	1 065 В	—
Номінальна напруга запобіжника, В	U_{Hpv}	$\geq U_{max}$	—	$\geq 1\,065$ В	1 100 В DC
Тип запобіжника PV	—	IEC 60269-6	gPV, 1 100 В DC	—	gPV 15 А 1 100 В
Марка запобіжника	—	—	—	—	Mersen / Eaton gPV 15A/1100V

З розрахунків таблиці 2.22 видно, що прийнятий номінальний струм запобіжника 15 А задовольняє всі три умови одночасно: $I_H \geq 1,25 \cdot I_{мп} = 12,56$ А (захист від тривалого перевантаження); $I_H \leq 2,4 \cdot I_{K3} = 25,3$ А (надійне спрацювання при КЗ від зворотного струму паралельних стрингів); $I_{K3} \cdot 1,4 \leq I_H \cdot 1,45$ (умова нерозплавлення при нормальній роботі та пусковому струмі). Номінальна напруга запобіжника 1 100 В DC забезпечує запас 3,3% відносно максимальної розрахункової напруги ланцюга 1 065 В при мінімальній температурі.

АС-підсистема ФЕУ — від виходу інверторів до шин ГРЩ ТП-1 — підпадає під стандартні вимоги до захисту електроустановок змінного струму відповідно до ІЕС 60364 та ПУЕ. Вибір автоматичних вимикачів (АВ) виконується за трьома умо-

вами: за номінальним струмом ($I_n \geq 1,25 \cdot I_{\text{наб}}$), за умовою захисту кабелів від перевантаження ($I_n \leq 1,0 \cdot I_{\text{доп.кабелю}}$) та за умовою надійного спрацювання при однофазному КЗ наприкінці захищеної ділянки ($I_{\text{кзмін}} \geq k_{\text{чут}} \cdot I_{\text{ку}}$, де $I_{\text{ку}}$ — струм уставки відсічки). Розрахунок уставок та вибір апаратів наведено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Розрахунок уставок та вибір автоматичних вимикачів АС-підсистеми ФЕУ

Ділянка / апарат захисту	$I_{\text{наб}}, \text{A}$	$I_n \text{ АВ, A}$ (умова $\geq 1,25 \cdot I_{\text{наб}}$)	$I_{\text{ку}}$ (кратн.)	Прийнятий апарат
Ввід від інвертора 100 кВт (АС)	165 А	$\geq 206 \text{ A} \rightarrow 250 \text{ A}$	$10 \cdot I_n$ (крива С)	Schneider iC60N 3P 250A, $I_{\text{cu}}=25\text{кА}$, кр.С
Ввід від інвертора 70 кВт (АС)	110 А	$\geq 137 \text{ A} \rightarrow 160 \text{ A}$	$10 \cdot I_n$ (крива С)	Schneider iC60N 3P 160A, $I_{\text{cu}}=25\text{кА}$, кр.С
Головний вивід ЩФ $\rightarrow$ ГРЩ (збірні шини ЩФ)	$\leq 1\,100 \text{ A}$	$\geq 1\,375 \text{ A} \rightarrow 1\,600 \text{ A}$	$5 \dots 10 \cdot I_n$ (LSI)	ABB Emax2 E1600/3P, $I_{\text{cu}}=65\text{кА}$, LSI
Лічильний ТТ (клас точності 0.5S)	1 000/5 А	—	—	ТПЛ-10 1000/5А, кл.0.5, ПС 10 ВА
ПДВ (захист персоналу на АС-боці)	63 А	300 мА ($I_{\Delta n}$)	—	Hager CDA463E 4P 63A 300мА тип А
Реле напруги та частоти (дублюючий)	—	$U_{\text{min}}=-10\%$, $U_{\text{max}}=+10\%$	$\Delta f=\pm 0,5 \text{ Гц}$	ЗОРБ-М або РКФ-В DigaElm, din-рейка
Реле anti-islanding (основний)	—	$\Delta f=\pm 0,5 \text{ Гц}$; $\Delta U=\pm 10\%$	$df/dt > 1 \text{ Гц/с}$	Woodward easy-E4, 2DO виходи, Modbus

Автоматичний вимикач ABB Emax2 E1600 на головному виводі ЩФ $\rightarrow$ ГРЩ обладнано розчіплювачем типу LSI (Long-time, Short-time, Instantaneous), що дозволяє незалежно налаштовувати уставки тривалого перевантаження (L), короткочасного витримування (S) та миттєвого відключення (I). Уставки налаштовуються в

ході пусконаладжувальних робіт на основі розрахунку струмів КЗ у точці підключення:

— уставка L: $I_L = 1,0 \cdot I_n = 1\ 600\text{ А}$ (відповідає максимально тривалому струму); — уставка S: $I_S = 5 \cdot I_n = 8\ 000\text{ А}$, $t_S = 0,3\text{ с}$ (витримування при зовнішньому КЗ); — уставка I: $I_I = 10 \cdot I_n = 16\ 000\text{ А}$ (миттєве відключення при КЗ у самому апараті).

Імпульсні перенапруги атмосферного та комутаційного походження є одним із основних чинників передчасного виходу з ладу ФЕМ, інверторів та кабелів DC-підсистеми. Атмосферні перенапруги виникають при прямих ударах блискавки в конструкції ФЕУ або поблизу, а також при індукованих перенапружах по кабелях від ударів блискавки у провідні конструкції поблизу. Комутаційні перенапруги виникають при комутації великих індуктивних навантажень в мережі підприємства та можуть поширюватися у DC-підсистему через паразитні ємнісні зв'язки.

Вибір SPD виконується відповідно до IEC 61643-11 (для AC) та IEC 61643-31 (для DC). Ключовими параметрами SPD є: клас захисту (I — для зон з прямими ударами блискавки, II — для зон з індукованими перенапруженнями, III — для кінцевих споживачів); номінальна напруга захисту U_c ; рівень захисту U_p (максимальна залишкова напруга при імпульсному струмі I_n); максимальна спроможність до пропускання імпульсного струму I_{max} . Для DC-підсистеми застосовано комбінований SPD типу MOV+GDT (Metal Oxide Varistor + Gas Discharge Tube): GDT поглинає перший пік імпульсного струму при великій амплітуді, обмежуючи напругу до рівня запалювання, після чого MOV утримує залишкову напругу на рівні U_p протягом усього імпульсу. Така комбінація забезпечує кращий рівень захисту U_p при менших габаритах порівняно з однокомпонентними рішеннями. SPD встановлюються у кожному комбайнер-боксі безпосередньо при точці з'єднання стрингу з збірною шиною, що мінімізує індуктивність кабелів між SPD та захищуваним обладнанням — критично важливий аспект ефективності SPD.

На вводі ГРЩ ТП-1 встановлюється SPD комбінованого класу I+II: клас I для захисту від прямих ударів блискавки в зовнішню КЛ 10 кВ (що можуть передатися на шини 0,4 кВ через трансформатор ТП-1 через паразитні ємнісні зв'язки), клас II

— для комутаційних перенапруг від обладнання підприємства. Вибір SPD комбінованого класу усуває необхідність встановлення окремого SPD класу I, що спрощує схему і знижує вартість.

2.5. Модернізація вузла обліку та впровадження системи Smart Metering для контролю перетоків енергії

Комерційний облік електроенергії є правовою та фінансовою основою відносин між підприємством та постачальником електроенергії. Впровадження фотоелектричної установки з відпуском надлишків електроенергії до зовнішньої мережі в рамках механізму нетбілінгу кардинально змінює вимоги до системи обліку: якщо до впровадження ФЕУ лічильник фіксував лише одну величину — обсяг спожитої з мережі електроенергії, то після впровадження ФЕУ необхідно вимірювати чотири незалежних енергетичних потоки: споживання з зовнішньої мережі (A+); відпуск до зовнішньої мережі (A–, нетбілінг); валовий виробіток ФЕУ; обсяг самоспоживання (розрахункова величина: виробіток мінус відпуск у мережу).

Крім того, сучасні вимоги до управління енергоспоживанням промислового підприємства та вимоги стандарту ISO 50001 «Системи енергетичного менеджменту» передбачають наявність повноцінної системи автоматизованого комерційного та технічного обліку електроенергії (АСКОЕ) з функціями моніторингу якості електроенергії, субобліку по цехах та виробничих ділянках, прогнозування виробітку відновлюваної генерації та оптимізації навантажувального графіка. Це завдання реалізується шляхом впровадження системи Smart Metering, що є логічним продовженням та розширенням існуючої АСКОЕ підприємства.

2.5.1. Аналіз стану існуючих вузлів обліку електроенергії та вимоги до їх модернізації

На підприємстві функціонують три вузли обліку електроенергії (ВОЕ), встановлені на трансформаторних підстанціях ТП-1, ТП-2 та ТП-3.

невідповідність існуючих ВОЕ-2 та ВОЕ-3 вимогам після впровадження ФЕУ: вони не вимірюють електроенергію у двох напрямках, мають занадто великий

інтервал профілю навантаження (60 хв замість необхідних 15 хв) та не підтримують передачу даних до АСКОЕ через стандартні протоколи. ВОЕ-1 (основний комерційний лічильник на межі балансової приналежності ТП-1) потребує переналаштування для роботи в двонапрямному режимі з окремим обліком тарифів А+ та А– та оновлення комунікаційного модуля для забезпечення інтервалу профілю 15 хвилин замість 30.

Окрім модернізації існуючих ВОЕ, впровадження ФЕУ вимагає встановлення нового вузла обліку безпосередньо на виводі щита ФЕУ (ЩФ) — для вимірювання валового виробітку ФЕУ та його розподілу між самоспоживанням та нетбілінгом. Цей лічильник повинен відповідати класу точності 0.5S та мати двонапрямне вимірювання, що дозволить верифікувати дані ВОЕ-1 та забезпечити незалежний контроль за фінансовими розрахунками з енергопостачальником.

2.5.2. Функції системи енергетичного менеджменту та ключові показники ефективності

Система Smart Metering є апаратною основою для впровадження системи енергетичного менеджменту відповідно до ISO 50001.

Таблиця 2.19 – Функції системи енергетичного менеджменту та ключові показники ефективності

Функція енергетичного менеджменту	Опис та реалізація	Показники ефективності / метрика результату
Моніторинг балансу в реальному часі	Щохвилинне відображення: генерація ФЕУ / споживання підпр. / перетік у мережу (+ або –); сигналізація при відхиленнях	Відхилення прогнозного виробітку від фактичного; частота надлишків у мережу
Аналіз самоспоживання	Розрахунок щоденного, місячного та річного k_{cc} ; порівняння з проектним 93%; визначення причин відхилень	k_{cc} фактичний vs проектний 93%; добовий профіль співпадіння генерації та навантаження

Облік та звітність нетбілінгу	Розрахунок відпуску А– (кВт·год) у мережу за кожним 15-хв інтервалом; формування актів для ОСР; перевірка розрахунків обленерго	Щомісячний обсяг нетбілінгу МВт·год; виявлення розбіжностей з даними ОСР
Моніторинг показників якості е/е	Безперервний контроль U, f, cos φ, THD _U , несиметрія; порівняння з ДСТУ EN 50160; автоматичне управл. Q-компенсацією	cos φ факт. vs норматив 0,893; THD _U < 8%; ΔU% < 5%
Управління Q-компенсацією	Автоматичне завдання уставки cos φ інверторам за алгоритмом Q(U)/cos φ(P); усунення надбавки за реактивну е/е	tg φ факт. ≤ 0,5 (норма); надбавка = 0 грн/рік
Прогнозування виробітку ФЕУ	Прогноз виробітку на 24–72 год за метеоданими (інтеграція з OpenWeather API та Solargis); порівняння прогноз/факт	RMSE прогнозу < 8% від добового виробітку; точність > 92%
Виявлення аномалій та відмов	Алгоритм порівняння фактичного виробітку стрингу з еталонним; сигнал при відхиленні > 10%; аналіз причин (затінення/відмова)	MTTR (час відновлення) < 24 год; коефіцієнт доступності ФЕУ > 99%
Управління режимом навантаження	Рекомендації диспетчеру щодо перенесення ресурсоємних операцій на пікові години генерації ФЕУ (demand shifting)	Збільшення самоспоживання на 3–5% за рахунок оперативного керування
Звіти для фінансового відділу	Щомісячний звіт: зекономлена е/е (кВт·год), вартість заощаджень (грн), порівняння з прогнозом; накопичений ефект	Розбіжність факт/прогноз < 5% щомісяця; NPV-трекінг проекту

Особливо цінною є функція управління режимом навантаження — рекомендація диспетчеру щодо перенесення ресурсоємних технологічних операцій (напри-

клад, запуск великих компресорів, дробоструминна обробка) на денні години з максимальною генерацією ФЕУ. Навіть незначне зміщення 5–10% денного споживання на середину дня (10:00–15:00) може збільшити самоспоживання ФЕУ на 3–5 відсоткових пунктів — без жодних додаткових інвестицій в обладнання, лише завдяки організаційним заходам.

Функція виявлення аномалій та відмов реалізується шляхом порівняння фактичного виробітку кожного стрингу із «еталонним» значенням, розрахованим на основі поточного рівня інсоляції (дані від піраногеліометра метеостанції), температури модулів та еталонного PR секції. Відхилення фактичного виробітку від еталонного більш ніж на 10% протягом двох послідовних 15-хв інтервалів формує алерт оператору. Причинами таких відхилень можуть бути часткове затінення, забруднення поверхні модулів, несправність одного з рядів у стрингу або відмова MPPT-трекера інвертора.

3. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ІНТЕЛЕКТУАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ

3.1. Розробка алгоритму пріоритетного живлення критичних навантажень підприємства

Підвищення надійності електропостачання критичних споживачів є одним із стратегічних результатів впровадження ФЕУ на промисловому підприємстві — поряд із зниженням витрат на електроенергію та зменшенням вуглецевого сліду. Аналіз існуючої системи електропостачання, проведений у підрозд. 1.3, виявив незадовільні показники надійності: 8,3 перерв на рік середньою тривалістю 1,7 год, що призводить до щорічних збитків понад 420 тис. грн. Близько 62% цих перерв спричинені відключеннями зовнішньої мережі, на які підприємство не може впливати технічно, однак може нівелювати їх вплив на виробничий процес шляхом організації автономного живлення критичних навантажень від ФЕУ та систем резервування.

Алгоритм пріоритетного живлення — це формалізована послідовність дій системи управління ФЕУ при різних аварійних та нестаціонарних режимах роботи системи електропостачання, що забезпечує живлення найбільш важливих споживачів підприємства навіть за умови часткової або повної відсутності напруги зовнішньої мережі. Розробка алгоритму базується на: класифікації споживачів за критичністю та допустимими термінами перерви електропостачання; аналізі доступних джерел живлення в кожному можливому режимі роботи системи; визначенні оптимальної послідовності підключення та відключення груп навантаження.

3.1.1. Класифікація споживачів підприємства за категоріями критичності та пріоритетами живлення

Класифікація споживачів підприємства за категоріями критичності є фундаментальним кроком, що передуює розробці алгоритму пріоритетного живлення. В основу класифікації покладено чотири критерії: категорія надійності електропостачання відповідно до ПУЕ (особлива, I, II, III); технологічні наслідки перерви живлення для безпеки персоналу та цілісності технологічного процесу; фінансові зби-

тки від перерви (прямі втрати від простою плюс витрати на відновлення технологічного процесу); час, необхідний для безпечної зупинки або відновлення роботи обладнання. За сукупністю цих критеріїв всі споживачі розподілені на чотири пріоритетні групи. Детальна класифікація наведена в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Класифікація споживачів підприємства за пріоритетами живлення

№	Споживач / обладнання	Встановл. потужність, кВт	Категорія надійності (ПУЕ)	Пріоритет живлення	Допустима перерва електропостачання
ПРІОРИТЕТ 1 — Критичні (аварійне живлення)					
1.1	Охоронна сигналізація та СКУД	3,5	Особлива (ПУЕ)	П-1	0 с (безперебійно від ДБЖ)
1.2	Автоматична пожежна сигналізація та АУПТ	4,2	Особлива (ПУЕ)	П-1	0 с (безперебійно від ДБЖ)
1.3	Аварійне евакуаційне освітлення	2,8	Особлива (ПУЕ)	П-1	0 с (акумулятори в світильниках)
1.4	Система автоматизації та КВП цеху АК-захисту (контроль вибухонебезпечного середовища)	1,5	Особлива (ПУЕ)	П-1	0 с (ДБЖ)
1.5	ДБЖ серверної кімнати та АС-КОЕ	6,0	Особлива (ПУЕ)	П-1	0 с (ДБЖ + акумулятор 30 хв)
1.6	Насосна станція протипожежного водопостачання	18,0	I (ПУЕ)	П-1	≤ 0,6 с (АВР)
1.7	Аварійна вентиляція зварювального цеху	22,0	I (ПУЕ)	П-1	≤ 0,6 с (АВР)

	та цеху АК-захисту				
ПРІОРИТЕТ 2 — Важливі технологічні					
2.1	Компресорна станція (стиснене повітря для технологічних процесів та пневмоінструменту)	210	II (ПУЕ)	П-2	≤ 30 хв (зупинка виробництва)
2.2	Кранова система та підйомне обладнання (готові вироби в підвішеному стані)	45	II (ПУЕ)	П-2	≤ 5 хв (ризик падіння вантажу)
2.3	Дробоструминна камера (безпека при перерві > 5 хв — ризик осідання абразиву)	38	II (ПУЕ)	П-2	≤ 5 хв (технологічна вимога)
2.4	Освітлення виробничих цехів та цехових проходів	95	II (ПУЕ)	П-2	≤ 30 хв (безпека персоналу)
2.5	Система опалення та кліматизації серверної та диспетчерської	12	II (ПУЕ)	П-2	≤ 60 хв (перегрів ІТ-обладнання)
ПРІОРИТЕТ 3 — Основне виробниче обладнання					
3.1	Металообробні верстати та обробні центри з ЧПУ	820	II (ПУЕ)	П-3	≤ 4 год (збитки від простою)
3.2	Зварювальне обладнання (напівавтомати, автомати)	380	II (ПУЕ)	П-3	≤ 4 год

3.3	Лінія нанесення покриттів (антикорозійний захист)	145	III (ПУЕ)	П-3	≤ 8 год (зупинка та промивка)
ПРІОРИТЕТ 4 — Допоміжні та адміністративні					
4.1	Освітлення та вентиляція адміністративного корпусу	85	III (ПУЕ)	П-4	≤ 24 год (персонал може евакуюватися)
4.2	Побутове обладнання їдальні та побутових кімнат	28	III (ПУЕ)	П-4	≤ 24 год
4.3	Зарядні станції електронавантажувачів	22	III (ПУЕ)	П-4	≤ 8 год (поки не розрядяться акумулятори)
4.4	Зовнішнє периметрове освітлення (нічне)	15	III (ПУЕ)	П-4	≤ 4 год (безпека периметра)

Споживачі пріоритету П-1 (критичні) мають абсолютно нульову допустиму тривалість перерви живлення: охоронна та пожежна сигналізація, аварійне освітлення та система контролю вибухонебезпечного середовища в цеху АК-захисту повинні залишатися під напругою без будь-яких перерв незалежно від стану зовнішньої мережі. Це досягається виключно за рахунок ДБЖ (безперебійних джерел живлення) із заздалегідь заряджених акумуляторних батарей. Сумарна потужність споживачів П-1 складає лише 58 кВт, однак їх безперервне живлення є абсолютним пріоритетом, що не може бути скасований жодним іншим алгоритмічним рішенням.

Споживачі пріоритету П-2 (важливі технологічні) допускають коротку перерву живлення, що вимірюється від кількох секунд до кількох хвилин. Ключовою особливістю цієї групи є зв'язок перерви живлення з безпекою персоналу або ризиком пошкодження обладнання: кранова система при наявності підвішеного вантажу потребує відновлення живлення протягом не більше 5 хвилин, інакше виникає ризик неконтрольованого опускання вантажу; дробоструминна камера при перерві понад 5 хвилин потребує примусового продування для видалення абразивних части-

нок, що можуть осісти на поверхні обладнання та скоротити його ресурс. Компресорна станція допускає перерву до 30 хвилин, після чого споживачі стисненого повітря зупиняються через вичерпання ресивера.

Споживачі пріоритетів П-3 та П-4 є відключуваними навантаженнями — в аварійних режимах вони відключаються в першу чергу для збереження доступної потужності для критичних споживачів П-1 та П-2. Відключення виробничого обладнання П-3 (верстати, зварювальні пости, лінія покриттів) призводить до простою виробництва, що є фінансово збитковим, але технологічно допустимим і безпечним.

3.1.2. Технічне забезпечення пріоритетного живлення споживачів П-1: ДБЖ

Забезпечення безперервного живлення споживачів П-1 реалізується виключно через ДБЖ (безперебійні джерела живлення) онлайн-типу (double conversion), що гарантують нульовий час переключення на акумулятори при зникненні напруги зовнішньої мережі. ДБЖ онлайн-типу постійно перетворює мережеву напругу через подвійне перетворення $AC \rightarrow DC \rightarrow AC$, і при зникненні АС-живлення інвертор продовжує жити навантаження від акумуляторів без жодного переривання. Параметри ДБЖ для кожної групи споживачів П-1 розраховано виходячи з потужності навантаження та необхідної автономності. Результати наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Параметри та тип ДБЖ для споживачів пріоритету П-1

Споживач П-1	Потужн. Р, кВт	Автономія Т, год	Ємність ДБЖ W = Р · Т, кВт·год	Тип та модель ДБЖ
Охоронна сигналізація та СКУД	3,5	8	28	Eaton 9PX 3000i RT2U (3 кВА, 2,7 кВт) · 2 + зовн. АКБ 60 А·год · 4
АПС та АУПТ	4,2	4	16,8	APC Smart-UPS SRT 5000VA · 1 + зовн. АКБ 75 А·год × 6

Аварійне освітлення (евакуаційне)	2,8	3	8,4	Вбудовані акумулятори в аварійні світильники (NiCd, міні. 3 год, EN 60598-2-22)
СКАДА та КВП АК-цеху	1,5	8	12	APC Smart-UPS 1500VA (1,1 кВт) · 2 + зовн. АКБ 40 А · год · 4
Серверна та АС-КОЕ (ДБЖ)	6,0	2	12	Eaton 93PS 10 кВА (9 кВт) · 1 + зовн. АКБ 150 А · год × 8, $t_{\text{авт}} = 2$ год
Разом П-1 (без аварійного освітлення)	15,2	—	56,8	4 незалежних ДБЖ-блоки

Загальна ємність акумуляторів ДБЖ для споживачів П-1 (без аварійного освітлення) становить близько 56,8 кВт·год. При відсутності зовнішнього живлення вдень та наявності острівного режиму ФЕУ ДБЖ заряджатимуться від ФЕУ через мережу підприємства (інвертори ФЕУ формують напругу 400 В на внутрішніх шинах, від якої живляться всі підключені споживачі, включаючи ДБЖ в режимі зарядки). Вночі, без ФЕУ та мережі, ДБЖ живлять П-1 від власних акумуляторів. Мінімальна розрахункова автономність кожного ДБЖ — 2–8 годин залежно від призначення — достатня для більшості типових аварійних сценаріїв (середня тривалість перерви 1,7 год). Найдовша вимагана автономність — 8 годин для ДБЖ охоронної сигналізації та СКАДА АК-цеху (нормативна вимога для систем безпеки).

Критично важливим є регулярний контроль стану акумуляторів ДБЖ: з часом акумулятори деградують, і їх фактична ємність може суттєво відрізнятись від номінальної. EMS підприємства (підрозд. 2.5.5) включає функцію моніторингу заряду та стану акумуляторів усіх ДБЖ з формуванням попереджень при зниженні залишкової ємності нижче 80% від номінальної. Планова заміна акумуляторів ДБЖ виконується кожні 3–5 років залежно від типу та умов роботи (температурний режим, глибина розряду).

3.1.3. Технічне забезпечення пріоритетного живлення споживачів П-2: АВР та острівний режим ФЕУ

Живлення споживачів пріоритету П-2 в аварійних режимах забезпечується двома взаємодоповнюючими технічними рішеннями: автоматичним введенням резерву (АВР) та острівним (off-grid) режимом роботи інверторів ФЕУ. АВР виконує перемикання живлення споживачів П-2 від основного джерела (зовнішня мережа) на резервне (шини ФЕУ в острівному режимі або шини живлення від ДГ) протягом 0,5–5 с залежно від типу споживача. Характеристики АВР для кожної групи П-2 наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Параметри систем АВР та схеми резервування для споживачів пріоритету П-2

Споживач П-2	Потужн., кВт	Час переключення АВР, с	Резервне джерело	Тип АВР / комутатора
Насосна ст. протипожежна	18,0	0,5	ФЕУ (острівний реж.) або ДГ	АВР на базі контакторів Schneider LC1D 40А + реле РЕВ-301; автоматичне перемикання при $U_{\min} < 0,85 U_n$
Аварійна вентиляція цехів	22,0	0,5	ФЕУ (острівний реж.) або ДГ	АВР Lovato Electric ADPFC; автоматичне введення резерву з двох секцій шин
Кранова система (підвішений вантаж)	45,0	5	ФЕУ (острівний реж.) або ДГ	АВР + UPS 3 кВА на систему управління кранами; плавне відновлення через ЧРП

Компресорна станція	210	30	ФЕУ (острівний реж.) або ДГ	Програмний пуск після відновлення; контролер CompAir / Atlas Copco керує чергою пуску
Освітлення виробн. цехів (ч. ділянок)	55	0,5	ФЕУ (острівний реж.)	АВР на частину освітлення (аварійний контур); решта — від П-4 (відключається)

Острівний режим роботи інверторів ФЕУ є технічно складнішим режимом порівняно з мережевим: у мережевому режимі інвертор орієнтується на напругу та частоту зовнішньої мережі (voltage-following), тоді як в острівному режимі він сам формує опорну напругу та частоту для підключених споживачів (voltage-forming або grid-forming). Не всі сучасні інвертори підтримують острівний режим — більшість стандартних мережевих інверторів (grid-tied) є виключно voltage-following і автоматично відключаються при зникненні мережі відповідно до вимог anti-islanding. Для реалізації острівного режиму необхідне спеціальне виконання інвертора з функцією «off-grid» або встановлення окремого острівного інвертора-зарядника (так звана «гібридна» конфігурація).

У проєкті ФЕУ підприємства передбачено два рівні технічної готовності до острівного режиму. Рівень 1 (базовий) — поточна конфігурація з мережевими інверторами Huawei SUN2000-100KTL-M2: ці інвертори підтримують режим «off-grid» за умови підключення зовнішнього модуля управління (контролера EPS — Emergency Power Supply), що є опційним модулем у лінійці Huawei. При активації EPS-режиму інвертор може жити виділений АС-бус острівного кола потужністю до 30 кВт (на кожний 100-кВт блок), забезпечуючи живлення П-1 та частини П-2 від ФЕУ. Рівень 2 (розширений, другий етап) — встановлення гібридного інвертора або окремого острівного інвертора-конвертора потужністю 200–400 кВт з функцією grid-forming, що дозволить жити повний обсяг П-1+П-2 (398 кВт) від ФЕУ або СНЕ без обмежень.

3.1.4. Очікуваний ефект від впровадження алгоритму: показники надійності

Впровадження алгоритму пріоритетного живлення критичних навантажень дозволяє суттєво покращити показники надійності електропостачання підприємства. Оцінка прогнозованого ефекту базується на статистиці аварійних відключень за 2022–2024 рр. (підрозд. 1.3.5) та розрахунку частки перерв, які можуть бути компенсовані алгоритмом у різних режимах. Результати наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.4 – Прогнозовані показники надійності електропостачання після впровадження алгоритму

Показник надійності	Факт до ФЕУ	Прогноз після ФЕУ+алгоритм	Покращення	Метод досягнення
SAIDI (тривалість перерв для П-1), хв/рік	848 (14,1 год × 60)	0	–100%	П-1 живляться від ДБЖ безперебійно
SAIDI для П-2, хв/рік	848	85–170	–80...90%	Острівний режим ФЕУ покриває денні перерви; ДГ або СНЕ — нічні
SAIDI для П-3 (виробниче обладнання), хв/рік	848	848	0%	П-3 не забезпечуються резервуванням (економічно недоцільно)
Кількість перерв виробничого процесу на рік	8,3	3,5–5,0	–40...57%	Частина перерв зовнішньої мережі компенсується ФЕУ (денні)
Середній час відновлення П-1, хв	—	0	—	Безперервне живлення від ДБЖ

Середній час відновлення П-2, хв	102	5–30	–70...95%	АВР + острівний режим ФЕУ
Збитки від перерв ел/пост. П-3, тис. грн/рік	420	180–250	–40...57%	Зменшення кількості та тривалості перерв у денний час
Коефіцієнт готовності П-1, %	90,3	99,9	+9,6 пп	ДБЖ 99,99% + зарядка від ФЕУ

Найбільш значущим є ефект для споживачів П-1: завдяки ДБЖ вони отримують практично 100% надійність живлення (SAIDI $\rightarrow$ 0) незалежно від стану зовнішньої мережі та часу доби. Для П-2 SAIDI знижується на 80–90% для денних перерв (коли ФЕУ забезпечує острівний режим) та на 0–50% для нічних (залежно від наявності СНЕ або ДГ). Загальне скорочення збитків від перерв електропостачання становить 40–57% (з 420 до 180–250 тис. грн/рік), що є суттєвим додатковим економічним ефектом від впровадження ФЕУ, що не враховувався у фінансовому аналізі підрозд. 1.4.

Важливою умовою досягнення прогнозованих показників надійності є технічна готовність обладнання до острівного режиму: наявність відповідного firmware інверторів з функцією EPS/off-grid, правильне налаштування АВР, регулярна перевірка стану акумуляторів ДБЖ та проведення планових навчальних тестів острівного режиму (не рідше 2 разів на рік). Тести полягають у плановому відключенні живлення від зовнішньої мережі (з попереднім повідомленням персоналу) та спостереженні за коректністю виконання алгоритму в реальних умовах.

3.2. Проєктування системи моніторингу генерації

Система моніторингу генерації та споживання є технологічним ядром інтелектуальної системи управління ФЕУ підприємства. Вона перетворює неструктуровані потоки вимірювальних даних від сотень датчиків та лічильників у структуровану інформацію для прийняття управлінських рішень: автоматичних (алгоритм пріоритетного живлення, Q-компенсація, demand response) та напівавтоматичних

(рекомендації диспетчеру, алерти службі головного енергетика, звіти фінансовому відділу).

Проектування системи охоплює вибір апаратної платформи (PLC, IoT або їх комбінація), визначення повного переліку точок вимірювання, вибір протоколів передачі даних, розробку аналітичних алгоритмів та кошторис впровадження. Система будується відповідно до принципів промислового інтернету речей (IIoT) та стандартів ANSI/ISA-95 (моделі підприємства), IEC 62443 (кібербезпека промислових систем) та ISO 50001 (система енергетичного менеджменту).

Вибір апаратної платформи для системи моніторингу визначається балансом між надійністю, функціональністю, вартістю та складністю впровадження. На ринку промислової автоматики для завдань моніторингу ФЕУ та управління навантаженнями промислового підприємства доступні чотири основних архітектурних рішення.

Для системи моніторингу ФЕУ підприємства прийнята гібридна архітектура: Edge-контролер (Huawei IES або Beckhoff CX9020) як центральний вузол збору та аналітичної обробки даних у поєднанні з промисловими PLC Siemens S7-1200 для реалізації алгоритму пріоритетного живлення та управління АВР.

Такий розподіл функцій між двома класами пристроїв є кращою практикою у системах управління ФЕУ промислових підприємств середнього масштабу (100–1000 кВт) і відповідає рекомендаціям виробників інверторів (Huawei, Sungrow) щодо архітектури систем моніторингу та управління.

3.2.1. Кошторис впровадження системи моніторингу

Загальний кошторис впровадження системи моніторингу генерації та споживання наведено в таблиці 3.5. Вартість визначена на основі ринкових цін 2024 року з діапазоном, що відображає можливі коливання залежно від обраних виробників та підрядника.

Таблиця 3.5 – Зведений кошторис впровадження системи моніторингу

№	Стаття витрат	Кіл-ть	Вартість,	Примітка
---	---------------	--------	-----------	----------

			тис. грн	
1	Edge-контролер Huawei IES / Beckhoff CX9020	1 шт.	85–120	Центральний вузол збору та обробки даних
2	PLC Siemens S7-1200 з модулями розши- рення	2 к-ти	110– 160	Керування АВР та алго- ритмом пріоритетного живлення
3	ІоТ-шлюз / Modem 4G резервний	1 шт.	30–45	Sierra Wireless RV55 або MOXA OnCell G3470
4	Промислові комута- тори Ethernet (8-port)	3 шт.	25–40	MOXA EDS-308; з'єд- нання компонентів у LAN
5	Вимірювальні перет- ворювачі ION7400	7 шт.	175– 245	Schneider Electric; 25–35 тис. грн/шт.; ТП + РП
6	Метеостанція (сонце, вітер, температура, вологість)	1 к-т	90–130	Kipp+Zonen SMP10 + Young 05103 + Vaisala HMT310
7	Термографічна ка- мера FLIR A70	1 шт.	120– 180	Автономний щорічний огляд ФЕМ на гарячі то- чки
8	Камери відеоспосте- реження IP 2Мп (пок- рівлі)	4 шт.	40–60	Bosch Flexidome 5100i; VBI-функція
9	Шафи системи моні- торингу IP54 (3 сек- ції)	3 шт.	55–75	Rittal TS8 + кліматизація + живлення 24 В
10	Кабельна продукція та монтажні матері- али (LAN, RS485)	—	35–50	Кабелі UTP Cat.6, КВВГ 4×0,75; лотки; конек- тори
11	Розробка та налашту- вання ПЗ (PLC, Edge, SCADA)	—	80–120	Програмування S7-1200 (IEC 61131-3); OPC UA Server; алгоритми аналі- тики
12	Інтеграція з АСКОЕ підприємства та хма- рою	—	45–65	Налаштування Modbus TCP; конфігурація FusionSolar; REST API

13	Пусконалагоджувальні роботи та навчання персоналу	—	40–55	Тестування усіх каналів; 2 дні навчання диспетчерів та енергетика
14	Технічне супроводження (1-й рік, SLA 8×5)	—	35–50	Оновлення ПЗ; усунення несправностей; щоквартальний огляд
РА-ЗОМ	—	—	965–1 395	5,7–9,4% від загального бюджету ФЕУ (14 900 тис. грн)

Загальний кошторис системи моніторингу (965–1 395 тис. грн) відповідає 6,5–9,4% від загального бюджету проєкту ФЕУ (14 900 тис. грн). Ця частка є стандартною для промислових систем АСКОВ та відповідає рекомендаціям ISO 50001 щодо частки витрат на вимірювання та моніторинг у загальному бюджеті проєктів підвищення енергоефективності (рекомендовано 5–15%). Найбільша частка витрат припадає на вимірювальні перетворювачі ION7400 (175–245 тис. грн), термографічну камеру (120–180 тис. грн), метеостанцію (90–130 тис. грн) та PLC-контролери (110–160 тис. грн). Ці витрати є довгостроковими інвестиціями в надійність та ефективність ФЕУ: своєчасне виявлення несправностей та оптимізація режимів роботи можуть зберегти 3–7% річного виробітку (28–65 МВт·год), що за тарифом 4,12 грн/кВт·год становить 115–268 тис. грн/рік — термін окупності системи моніторингу 4–12 років.

3.3. Моделювання роботи системи в режимі компенсації реактивної потужності за допомогою інверторів

Компенсація реактивної потужності за допомогою інверторів фотоелектричної установки є унікальною функцією, що перетворює ФЕУ з пасивного генератора активної електроенергії на активний елемент управління режимом мережі підприємства. Ця функція не потребує жодних додаткових капіталовкладень у спеціалізоване обладнання (конденсаторні батареї або статичні компенсатори STATCOM), оскільки вона вбудована в сучасні мережеві інвертори промислового класу та реалізується програмно через зміну кута зсуву між вихідним струмом і напругою. Цей підрозділ містить аналіз фактичної потреби підприємства в компенсації реактивної

потужності, детальне моделювання роботи інверторів ФЕУ в режимі Q-компенсації для різних сценаріїв протягом доби та сезонів, а також розрахунок економічного ефекту від усунення штрафної надбавки за споживання реактивної електроенергії.

3.3.1. Аналіз фактичного стану реактивного навантаження підприємства

Фізична природа реактивної потужності полягає в обміні енергією між джерелом та реактивними елементами кола (індуктивностями та ємностями) без її корисного споживання. Для промислових підприємств з переважанням асинхронних електродвигунів у складі технологічного обладнання характерне споживання реактивної потужності індуктивного характеру ($\cos\varphi < 1$, $\operatorname{tg}\varphi > 0$), що призводить до збільшення повного струму в мережі, підвищення теплових втрат у кабелях та трансформаторах, зниження напруги та зростання рахунку за електроенергію через нарахування штрафної надбавки за понаднормативне споживання реактивної електроенергії.

Основними джерелами реактивного навантаження на підприємстві є: асинхронні двигуни металообробних верстатів та обробних центрів з ЧПУ, що становлять найбільшу частку споживачів П-3 (820 кВт встановленої потужності); асинхронні двигуни компресорної станції та вентиляційних установок; зварювальні трансформатори та напівавтоматичні зварювальні установки; трансформатори ТП-1, ТП-2 та ТП-3 в режимах неповного завантаження (споживання Q_{xx} трансформатора у режимі холостого ходу). Фактичні показники реактивного навантаження підприємства за сезонами наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Фактичні показники реактивного навантаження підприємства за сезонами (2022–2024 рр.)

Показник	Зима (груд–лют)	Ве- сна/осінь (бер–тра / вер–лис)	Літо (чер– сер)	Рік (сере- дне)
Активна потуж- ність P, кВт	1 210	985	870	1 022
Реактивна потуж- ність Q _{факт} , кВАр	697	516	435	549

Повна потужність S , кВА	1 399	1 113	966	1 159
Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$	0,865	0,885	0,900	0,882
Тангенс кута зсуву $\tan \varphi$	0,576	0,524	0,500	0,538
Нормативне значення $\tan \varphi_{\text{норм}}$	0,50	0,50	0,50	0,50
Понаднормативне споживання ΔQ , кВАр	91	29	0	40 (сер.)
Надбавка за Q за квартал, тис. грн	13,8	4,4	0	9,4 (сер./кв.)
Річна надбавка за реакт. е/е, тис. грн	—	—	—	38,1

Взимку, при максимальному виробничому навантаженні, $\tan \varphi$ досягає 0,576 при нормативному значенні 0,50, що формує понаднормативне споживання $\Delta Q = 91$ кВАр та квартальну надбавку 13,8 тис. грн. Влітку, при меншому завантаженні обладнання, $\tan \varphi$ знижується до рівня нормативного (0,500), і надбавка не нараховується. Найбільший дефіцит компенсуючої реактивної потужності припадає на зимово-весняний та осінньо-зимовий сезони, тому функція Q -компенсації від ФЕУ є найбільш затребуваною саме в ці сезони — водночас є достатня генерація активної потужності ФЕУ вдень для реалізації режиму $\cos \varphi(P)$.

Сукупна річна надбавка за понаднормативне споживання реактивної електроенергії становить 38,1 тис. грн/рік (підрозд. 1.4.1). Усунення цієї надбавки є безкоштовним ефектом від впровадження ФЕУ — за умови правильного налаштування Q -функції інверторів. Це є суттєвою перевагою порівняно з встановленням традиційних конденсаторних батарей (вартість аналогічного КУ 100 кВАр — 80–120 тис. грн) або статичних компенсаторів STATCOM (вартість від 400 тис. грн).

3.3.2. Технічні можливості інверторів ФЕУ щодо Q-компенсації

Можливість генерації або споживання реактивної потужності інвертором ФЕУ пояснюється принципом його роботи: мережевий інвертор — це повністю керований перетворювач потужності, що формує вихідний змінний струм шляхом широтно-імпульсної модуляції (ШІМ) на основі IGBT-ключів. Змінюючи кут зсуву φ між опорним (мережевим) напругою та векторами струму, інвертор може незалежно управляти як активною (P), так і реактивною (Q) складовими вихідної потужності. Єдиним апаратним обмеженням є максимальний повний струм інвертора (визначений номінальним струмом IGBT та теплоємністю радіатора): повна потужність $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ не повинна перевищувати номінальну S_n . Таким чином, при наявності вільної «потужнісної смуги» ($S_n > P_{\text{поточна}}$) інвертор може генерувати реактивну потужність Q без зниження активної P. Порівняння технічних можливостей обраних інверторів з вимогами проєкту наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Паспортні можливості інверторів ФЕУ щодо Q-компенсації та їх відповідність вимогам проєкту

Параметр Q-компенсації	Huawei SUN2000- 100KTL-M2	Sungrow SG110CX	Вимога для даного проєкту	Виконується?
Номінальна активна потужність P_n , кВт	100	110	100 (6 блоків)	—
Максимальна реактивна потужність $\pm Q_{\text{макс}}$, кВАр	± 60	± 66	± 360 сукупно	Так (360 > 173)
Діапазон $\cos \varphi$ (ind/cap)	0,80 інд ... 0,80 ємн.	0,80 інд ... 0,80 ємн.	$\geq 0,80$ (норма EN 50549)	Так
Режим Q(U) — залежність Q від напруги	Так (VDE-AR-N 4105)	Так	—	—
Режим $\cos \varphi(P)$ — залежність $\cos \varphi$ від активн. потужн.	Так	Так	—	—

Режим $Q=\text{const}$ (фіксована реактивна потужність)	Так	Так	Потрібен для моделювання	Так
Режим Q_{max} при $P=0$ (ніч, лише Q -компенсація)	Так (STATCOM-режим)	Так	Бажаний	Так
Точність підтримки заданого $\cos\varphi$, %	± 1	± 1	—	—
Час відгуку на зміну уставки $\cos\varphi$, мс	< 100	< 200	< 500 (EN 50549)	Так
Генерація Q при $P=0$ (нічний STATCOM-режим)	До 60 кВАр/блок	До 66 кВАр/блок	до 360 кВАр цілодобово	Так
Максимальний вихідний струм при $Q \neq 0$, А	$\leq I_n = 165 \text{ А}$	$\leq I_n = 180 \text{ А}$	$\leq I_n$ кабелю 250 А	Так (165 < 250)

З таблиці 3.7 видно, що обидва кандидати (Huawei SUN2000-100KTL-M2 та Sungrow SG110CX) задовольняють усі вимоги до Q -компенсації. Ключовим показником є максимальна сумарна Q -потужність 6 блоків — 360 кВАр, що перевищує максимальний Q -дефіцит підприємства (91 кВАр) у 3,96 рази. Це означає, що навіть в найгіршому зимовому режимі вся необхідна реактивна потужність може бути забезпечена лише двома-трьома інверторами ($91 / 60 = 1,52$ блоки), залишаючи решту 4–5 блоків повністю вільними для генерації активної потужності.

Критично важливою є підтримка STATCOM-режиму (Reactive Power at Zero Active Power) — здатність генерувати реактивну потужність при нульовій активній (тобто вночі, коли ФЕУ не генерує). У цьому режимі інвертор споживає мінімальну активну потужність із мережі (лише для компенсації власних втрат $\approx 0,5\text{--}1\%$ від S_n) та генерує задану реактивну потужність. Обидва обрані інвертори підтримують цей режим відповідно до вимог стандарту VDE-AR-N 4105, що дозволяє реалізувати цілодобову Q -компенсацію без перерви.

3.4. Оцінка стабільності мережі при паралельній роботі з централізованою енергосистемою

Підключення фотоелектричної установки до мережі 0,4 кВ підприємства, яка у свою чергу з'єднана з централізованою енергосистемою через трансформатори ТП-1...ТП-3 та лінії 10 кВ, являє собою появу нового розподіленого джерела генерації в точці раніше виключно споживального характеру. Це змінює режим мережі у кількох аспектах: збільшується рівень струмів КЗ у точці підключення ФЕУ; з'являються нові джерела флуктуації напруги (мінливість генерації ФЕУ при зміні хмарності); інвертори вносять вищі гармоніки у мережеву напругу; можливе порушення узгодженості роботи захистів при зворотному потоці потужності. Всі ці аспекти потребують кількісної оцінки та зіставлення з нормативними межами для підтвердження допустимості підключення ФЕУ і стабільної роботи системи.

Оцінка стабільності мережі виконується відповідно до стандартів: ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги в системах розподілу електроенергії загального призначення»; ДСТУ EN 50549-1:2020 «Вимоги до генеруючих установок у мережах НН»; ІЕС 61000-3-6 «Норми електромагнітної сумісності для установок підключених до мереж середньої та високої напруги»; ГОСТ 13109-97 (чинний в Україні паралельно з ДСТУ EN 50160). Методологія розрахунку ґрунтується на методі симетричних складових для аналізу несиметричних КЗ та методі суперпозиції для оцінки впливу ФЕУ на параметри режиму.

3.4.1. Вхідні дані для розрахунку режимів мережі

Розрахунки стабільності мережі виконуються для найбільш небезпечних режимів роботи ФЕУ: максимальна генерація ($P = 590$ кВт, сонячний день, літку) та аварійні перехідні процеси (різке відключення, КЗ, синхронізація). Вихідні дані для розрахунків наведено в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Вихідні дані для розрахунку режимів мережі підприємства з ФЕУ

Параметр	Значення	Джерело / примітка
Напруга зовнішньої мережі (первинна), кВ	10	Договір приєднання з обленерго

Напруга внутрішньої мережі підприємства, В	400 (3-фазна)	Номінальна напруга 0,4 кВ
Потужність КЗ у точці підключення (РП-10 обленерго), МВА	350	Довідка обленерго (типове для РП-10 обленерго міського типу)
Потужність трансформатора ТП-1, кВА	1 000	Паспортні дані ТМЗ-1000/10
Напруга КЗ трансформатора $U_{кз}, \%$	5,5	Паспортні дані ТМЗ-1000/10
Активна складова напруги КЗ $U_a, \%$	1,1	Паспортні дані ТМЗ-1000/10
Встановлена потужність ФЕУ $P_{\text{ФЕУ}}, \text{кВт} \cdot \text{п}$	630	Розд. 2.1
Максимальна активна потужність ФЕУ $P_{\text{макс}}, \text{кВт}$	590 (PR=0,80)	Розрахунок підрозд. 1.4.3
Максимальна реактивна потужність ФЕУ $Q_{\text{макс}}, \text{кВАр}$	± 360	Підрозд. 3.3, 6 інверторів
Номінальний струм кожного інвертора $I_{н_ін}, \text{А}$	165	Паспортні дані Huawei SUN2000-100KTL
Максимальний струм КЗ ФЕУ ($2 \cdot I_n$), А	330	ІЕС 62109: $I_{кзвс} \leq 2I_n$ інвертора
Коефіцієнт потужності мережі $\cos \phi_{\text{мережа}}$ (факт)	0,882	Дані АСКОЕ підрозд. 1.2
Питомий опір кабелю КЛ 10 кВ (ААШв 3×70), Ом/км	$0,445 + j0,067$	Довідник кабельних ліній
Довжина КЛ 10 кВ (від РП-10 до ТП-1 підприємства), км	1,4	Дані підрозд. 1.3.1
Активний опір обмоток ТП-1 при 75°C, Ом (на стор. 0,4 кВ)	0,00274	Розрахунок: $r = U_a\% \times U_n^2 / (100 S_n)$
Реактивний опір ТП-1 (на стор. 0,4 кВ), Ом	0,00905	Розрахунок: $x = U_x\% \times U_n^2 / (100 S_n)$
Коефіцієнт ФЕУ до потужності КЗ мережі, %	$0,590/350 = 0,169\%$	Відношення $P_{\text{ФЕУ}}$ до $S_{\text{кзмережі}}$

Відношення максимальної активної потужності ФЕУ до потужності КЗ мережі у точці підключення становить лише 0,169%. Це є ключовою характеристикою

кою: за критерієм IEC 61400-21 та рекомендаціями CIGRE WG C4.109, генерувальна установка вважається «слабким» джерелом відносно мережі (не впливає на стабільність мережевої напруги) при відношенні $P_{\text{ФЕУ}} / S_{\text{кз}} < 1\%$. Відношення 0,169% значно нижче цього порогу, що вже апіорно свідчить про незначний вплив ФЕУ на параметри мережі підприємства.

3.4.2. Розрахунок струмів короткого замикання при наявності ФЕУ

Поява інверторів ФЕУ в мережі підприємства теоретично збільшує рівень струмів КЗ у точках, що знаходяться «між» ФЕУ та місцем КЗ. Це зумовлено тим, що при КЗ інвертори ФЕУ можуть вносити додатковий струм у місце пошкодження. Проте характер вкладу інверторного КЗ-струму суттєво відрізняється від вкладу синхронних генераторів:

- Інвертори мають вбудований обмежувач струму КЗ: максимальний вихідний струм при КЗ не перевищує $1,5\text{--}2,0 \cdot I_{\text{н}}$ (для більшості сучасних моделей промислових мережевих інверторів). Для Huawei SUN2000-100KTL-M2 паспортне значення: $I_{\text{кзвс}} \leq 2 \cdot I_{\text{н}} = 2 \cdot 165 = 330 \text{ А}$ на один блок або $330 \cdot 6 = 1980 \text{ А}$ ($\approx 1,98 \text{ кА}$) сукупно від усіх 6 інверторів.
- Тривалість вкладу КЗ від інверторів обмежена: при зниженні напруги нижче порогу LVRT (Low Voltage Ride-Through) до рівня $U < 0,2 U_{\text{н}}$ протягом часу, що перевищує 0,15 с, інвертор автоматично відключається від мережі. Реальний КЗ-струм від ФЕУ існує лише протягом перших 0,15–0,2 с, що значно менше часу спрацювання більшості захисних реле (0,3–1,5 с).
- Для розрахунку пікового симетричного КЗ-струму слід враховувати вклад ФЕУ у перший пів-цикл ($< 0,02 \text{ с}$) — саме в цей момент вклад максимальний і обмежений лише власними параметрами інвертора.

Максимальний симетричний тристорінний струм КЗ на шинах ГРЩ ТП-1 (без ФЕУ) розраховується методом еквівалентного опору:

$$Z_{\text{кз}} = Z_{\text{мережа}} + Z_{\text{кл}} + Z_{\text{ТП}} = j(U_{\text{н}}^2/S_{\text{кз}}) + Z_{\text{клзведений}} + (r_{\text{ТП}} + jx_{\text{ТП}}) \quad (3.1)$$

$$Z_{\text{мережа}} = U_{\text{н10кВ}}^2 / S_{\text{кз}} = 10^2/350 = 0,286 \text{ Ом} \quad (3.2)$$

$$Z_{\text{кл10кВ}} = (0,445 + j0,067) \cdot 1,4 = 0,623 + j0,094 \text{ Ом} \quad (3.3)$$

Зведення опорів до рівня 0,4 кВ через коефіцієнт трансформації $k_{тр} = 10/0,4 = 25$:

$$Z_{зв} = (Z_{мережа} + Z_{кл}) / k_{тр}^2 = (0,909 + j0,380) / 625 = 0,00145 + j0,000608 \text{ Ом} \quad (3.4)$$

$$Z_{ТП} = r_{ТП} + jx_{ТП} = 0,00274 + j0,00905 \text{ Ом} \quad (3.5)$$

$$Z_{кзсум} = (0,00145 + 0,00274) + j(0,000608 + 0,00905) = 0,00419 + j0,00966 \text{ Ом} \quad (3.6)$$

$$|Z_{кзсум}| = \sqrt{(0,00419^2 + 0,00966^2)} = \sqrt{(0,0000176 + 0,0000933)} = 0,01054 \text{ Ом} \quad (3.7)$$

$$I''_{кззф} = U_n / (\sqrt{3} \cdot |Z_{кзсум}|) = 400 / (1,732 \cdot 0,01054) = 21\,921 \text{ А} \approx 21,9 \text{ Ка} \quad (3.8)$$

Значення 21,9 кА із застосуванням коефіцієнта початкового пікового КЗ-струму $\kappa = 1,16$ (для $X/R = 0,00966/0,00419 = 2,3$) дає пікове значення:

$$i_{пик} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{кз} = 1,16 \times 1,414 \times 21,9 = 35,9 \text{ кА} \quad (3.9)$$

При підключенні ФЕУ з максимальним вкладом 1,98 кА ($6 \cdot 330 \text{ А}$) сумарний симетричний струм КЗ збільшується до $21,9 + 1,98 \approx 23,9 \text{ кА}$, а з урахуванням часткової несинфазності вкладів — не більше 23,9 кА. Це значно менше відключної здатності АВ Е_{max2} Е1600 ($I_{сз} = 65 \text{ кА}$) та є допустимим. Результати розрахунку для всіх точок мережі наведено в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9– Струми короткого замикання у вузлових точках мережі до та після підключення ФЕУ

Точка КЗ / параметр	До підключення ФЕУ	Вклад КЗ від ФЕУ ($I_{кзФЕУ}$)	Після підключення ФЕУ	Зміна, %
Шини ГРЩ ТП-1 (0,4 кВ): $I''_{кз}$ (симетричний тристор.), кА	25,5	max 1,98 ($2 \cdot I_{нін} \cdot 6$)	$\leq 27,5$	$\leq +7,8\%$

Шини ГРЩ ТП-1: $I_{\text{кзмін}}$ (1-фазне КЗ), кА	12,1	0,99 (1 фаза)	$\leq 13,1$	$\leq +8,3\%$
Вивід щита ФЕУ (0,4 кВ): $I''_{\text{кзмакс}}$, кА	24,8	1,98	$\leq 26,8$	$\leq +8,1\%$
Цеховий РП-1 (заго- тів. цех): $I'_{\text{кз}}$, кА	18,4	0,0 (за кабе- лем 80 м)	18,4	0%
Шини РП-10 зовні- шньої мережі (10 кВ): $I''_{\text{кз}}$, кА	20,2	$\sim 0,0$ (інвер- тор відклю- чається < 0,5 с)	20,2	$\sim 0\%$

Вклад ФЕУ у струми КЗ є помірним (+7,8–8,3% на шинах ГРЩ ТП-1) і суттєво зменшується зі збільшенням відстані від точки підключення. На цехових РП вклад ФЕУ фактично відсутній через значний імпеданс кабельних ліній між ЩФ та РП. На шинах РП-10 зовнішньої мережі (10 кВ) вклад ФЕУ дорівнює нулю, оскільки anti-islanding захист гарантовано відключає ФЕУ від мережі 0,4 кВ підприємства протягом 0,2–0,5 с — раніше, ніж КЗ-струм від ФЕУ міг би через трансформатор ТП-1 досягти шин 10 кВ (час спрацювання МТЗ РП-10 зазвичай $> 0,5$ с). Найважливіше: максимальний розрахунковий струм КЗ (23,9 кА) залишається значно нижчим за відключну здатність АВ E_{max2} (65 кА), тому існуюча комутаційна апаратура є достатньою без заміни.

4. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОАУДИТ

4.1. Розрахунок капітальних витрат на модернізацію

Капітальні витрати є першочерговим фінансовим показником будь-якого інвестиційного проєкту, що визначає обсяг коштів, необхідних для реалізації технічних рішень, розроблених у попередніх розділах. Коректний і всебічний розрахунок капітальних витрат є необхідною умовою достовірності подальшого техніко-економічного аналізу (підрозд. 4.2–4.4) та обґрунтованості управлінських рішень щодо фінансування проєкту. Методологія розрахунку базується на принципі повного врахування витрат протягом усього інвестиційного циклу — від підготовчого проєктування до введення об'єкта в промислову експлуатацію.

До складу капітальних витрат включено всі прямі та непрямі витрати, пов'язані з реалізацією проєкту модернізації системи електропостачання підприємства шляхом впровадження ФЕУ 630 кВт·п: вартість обладнання (ФЕМ, інвертори, несучі конструкції, кабельна продукція, щити, ДБЖ); вартість будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт; витрати на розробку проєктної документації та дозвільні процедури; витрати на впровадження системи моніторингу та Smart Metering; навчання персоналу; резерв на непередбачувані витрати. Ціни сформовано за ринковими даними 2024 р. із застосуванням курсу 41 грн/євро для статей, що закуповуються в іноземній валюті.

4.1.1. Зведений кошторис капітальних витрат

Зведений кошторис капітальних витрат на модернізацію системи електропостачання підприємства розроблено у розрізі шести функціональних блоків відповідно до структури проєкту. Кожен блок відповідає певній групі рішень, розроблених у технічних розділах роботи. Детальний кошторис наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Зведений кошторис капітальних витрат на модернізацію системи електропостачання підприємства

№	Найменування статті витрат	Кіл-ть / ОВ	Ціна оди-ниці, тис. грн	Сума, тис. грн	Частка від загальн. К _{заг} , %
БЛОК 1. Фотоелектричні модулі (ФЕМ)					
1.1	Фотоелектричний модуль JinkoSolar Tiger Neo / LONGi Hi-MO 7, 420 Вт·п, монокрист. TOPCon	1 501 шт.	4,82	7 239,8	~46,0%
1.2	Транспортування ФЕМ (доставка на об'єкт, митне оформлення)	1 501 шт.	0,18	270,2	1,72%
1.3	Страховання вантажу в дорозі	—	—	36,2	0,23%
	Підсумок Блоку 1			7 546,2	47,95%
БЛОК 2. Мережеві інвертори та силова електроніка					
2.1	Мережевий інвертор Huawei SUN2000-100KTL-M2 (або Sungrow SG110CX), 100 кВт	6 шт.	182,3	1 093,8	6,95%
2.2	Мережевий інвертор 70 кВт (Huawei SUN2000-70KTL або аналог)	1 шт.	134,6	134,6	0,86%
2.3	Комбайнер-бокс DC (10 стрингів, IP65, з моніторингом)	8 шт.	28,7	229,6	1,46%
2.4	DC-роз'єднувачі навантаження (стрингові, 1 100 В DC, 16 А)	79 шт.	1,2	94,8	0,60%

2.5	Щит ФЕУ (ЩФ): 3 секції IP54, обладнання (АВ, ВОЕ, SPD, реле, шини)	3 к-ти	95,4	286,2	1,82%
	Підсумок Блоку 2			1 839,0	11,68%
БЛОК 3. Несучі конструкції та кріплення					
3.1	Алюмінієва рамна конструкція з кутом нахилу 10–30° (Mounting Systems / K2 Systems)	6 300 м²	38,5 / 100 м²	2 425,5	15,41%
3.2	Анкери та дюбелі для кріплення до покрівельних панелей	1 501 к-т	0,06	90,1	0,57%
3.3	Профіль кабельного лотка (алюміній, покрівля), монтажний матеріал	—	—	45,8	0,29%
	Підсумок Блоку 3			2 561,4	16,27%
БЛОК 4. Кабельна продукція та заземлення					
4.1	DC-кабель ланцюговий PV1-F 6 мм², 1 500 В DC, TÜV	12 000 м	0,042/м	504,0	3,20%
4.2	DC-кабель головний PV1-F 70 мм²	600 м	0,185/м	111,0	0,71%
4.3	АС-кабель інвертор→ЩФ ВВГнг-LS 3·95+1·50 мм²	200 м	0,360/м	72,0	0,46%
4.4	АС-кабель ЩФ→ГРЩ ВВГнг-LS 2·(3·300+1·150)	80 м	2,180/м	174,4	1,11%
4.5	РЕ-провідник заземлення рамних конструкцій Cu 16 мм²	500 м	0,064/м	32,0	0,20%
4.6	Кабельні лотки, труби та кріплення для кабельних трас	—	—	68,5	0,44%

	Підсумок Блоку 4			961,9	6,11%
БЛОК 5. Будівельно-монтажні та пусконаладжувальні роботи					
5.1	Монтаж рамних несучих конструкцій на покрівлях (3 цехи)	6 300 м ²	38,0/100 м ²	2 394,0	15,21%
5.2	Монтаж фотоелектричних модулів (підйом, установка, підключення)	1 501 шт.	0,38	570,4	3,62%
5.3	Монтаж інверторів, комбайнер-боксів та щита ФЕУ	7+8+3	45,0 к-т	315,0	2,00%
5.4	Прокладка кабелів DC та AC (кабельні траси, введення в шафи)	12 800 м	0,055/м	704,0	4,47%
5.5	Монтаж системи заземлення та блискавкозахисту (LPS клас III)	3 цехи	65,0	195,0	1,24%
5.6	Пусконаладжувальні роботи (ПНР): налаштування MPPT, захистів, anti-islanding, Q-регулятора, АСКОЕ	—	—	285,0	1,81%
5.7	Здача в експлуатацію: документація, метрологічна перевірка ВОЕ, акти	—	—	95,0	0,60%
	Підсумок Блоку 5			4 559,4	28,97%
БЛОК 6. Проектування, АСКОЕ/Smart Metering, інше					
6.1	Розробка проєктної документації (РП, ПД, ТЗ для ПНР)	—	—	350,0	2,22%
6.2	Отримання технічних умов та погоджень (ТУ від обленерго, нотаріальні)	—	—	25,0	0,16%

6.3	Система моніторингу PLC/IoT (Edge-контролер, PLC, метеостанція, ION7400, тепловізор)	—	—	1 180,0	7,50%
6.4	Модернізація АСКОЕ та впровадження Smart Metering (БОЕ ФЕУ, оновлення ПЗ, субоблік)	—	—	369,0	2,34%
6.5	ДБЖ для споживачів П-1 (4 блоки Eaton/APC + зовн. АКБ)	4 к-ти	115,0	460,0	2,92%
6.6	Навчання персоналу та супровід в 1-й рік (SLA 8×5)	—	—	85,0	0,54%
	Підсумок Блоку 6			2 469,0	15,68%
7	Резерв на непередбачувані витрати та цінові ризики ($\pm 3\%$ від підсумку блоків 1–6)	—	—	568,1	3,61%
	ЗАГАЛЬНА СУМА КАПІТАЛЬНИХ ВИТРАТ К_{заг}			20 505,0	100,00%

Найбільшу частку капітальних витрат формує Блок 1 — фотоелектричні модулі (47,95% або 7 546 тис. грн). Це є характерним для проєктів ФЕУ: ФЕМ є найбільш наукомістким та технологічно складним компонентом системи, вироблення якого вимагає спеціалізованих виробничих потужностей. Однак протягом останнього десятиріччя питома вартість ФЕМ знизилася більш ніж на 90% — з понад 2 євро/Вт·п у 2010 р. до 0,17–0,22 євро/Вт·п у 2024 р., що зробило ФЕУ фінансово доступними для промислових підприємств середнього масштабу.

Другою за часткою статтею є будівельно-монтажні та пусконаладжувальні роботи — Блок 5 (28,97% або 4 559 тис. грн). Значна вартість БМР зумовлена трудомісткістю встановлення рамних конструкцій на покрівлях трьох цехів (6 300 м²) та прокладання розгалуженої мережі DC/AC-кабелів. Слід зазначити, що 15,21% від

загальних витрат (монтаж конструкцій) є специфічною статтею для покрівельних ФЕУ: наземні ФЕУ мають значно менші витрати на конструкції, але вищі витрати на підготовку майданчика та земельні відносини.

4.1.2. Структура капітальних витрат за укрупненими групами

Для спрощеного аналізу та порівняння з галузевими орієнтирами виконано перегруповування витрат за укрупненими категоріями. Результати наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Структура капітальних витрат за укрупненими групами

№	Укрупнена група витрат	Сума, тис. грн	Частка, %	Питома на 1 кВт·п, євро/кВт·п
1	Обладнання (ФЕМ + інвертори + щит ФЕУ + ДБЖ)	9 845,2	48,0%	267
2	Несучі конструкції та монтажні матеріали	2 561,4	12,5%	70
3	Кабельна продукція та заземлення	961,9	4,7%	26
4	Будівельно-монтажні та пусконаладжувальні роботи	4 559,4	22,2%	124
5	Проектування, моніторинг, Smart Metering, навчання	2 469,0	12,0%	67
6	Непередбачувані витрати (резерв 3%)	568,1	2,8%	15
Разом	ЗАГАЛЬНІ КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ	20 505,0	100,0%	558

Питома вартість проекту «під ключ» (з урахуванням усіх складових) становить $K_{\text{питома}} = K_{\text{заг}} / P_{\text{ФЕУ}} = 20\,505 / 630 \approx 32,5$ тис. грн/кВт·п або у євровалюті: $32\,500 / 41 \approx 793$ євро/кВт·п. Ця величина знаходиться у верхньому діапазоні для українського ринку (500–750 євро/кВт·п), що пояснюється включенням до кошторису систем ДБЖ (460 тис. грн), системи моніторингу (1 180 тис. грн) та Smart Metering

(369 тис. грн) — компонентів, що не входять до стандартного «базового» кошторису ФЕУ, але є суттєвими для повноцінної модернізації системи електропостачання промислового підприємства.

Якщо виключити з кошторису витрати на «додаткові» системи (ДБЖ, моніторинг, Smart Metering, навчання: 2 094 тис. грн), базова питома вартість ФЕУ «під ключ» (без цих доповнень) складе:

$$K_{\text{базова}} = (20\,505 - 2\,094) / 630 = 18\,411 / 630 \approx 29,2 \text{ тис. грн/кВт}\cdot\text{п} \approx 713 \text{ євро/кВт}\cdot\text{п}, \quad (4.1)$$

що відповідає середньому діапазону ринкових пропозицій 2024 р. для аналогічних проєктів у промисловому секторі України (500–750 євро/кВт·п). Додаткові системи є необхідними компонентами для досягнення всіх цілей проєкту (надійність, моніторинг, нетбілінг) та окупаються окремо від базової ФЕУ — за рахунок збереження виробітку (моніторинг) та усунення надбавки за Q (ДБЖ через непрямий ефект).

4.1.3. Детальний розрахунок вартості блоків витрат

Для забезпечення прозорості та достовірності кошторису виконано детальний розрахунок ключових складових за формулами, що відповідають методологічним рекомендаціям щодо складання інвесторської кошторисної документації.

Вартість фотоелектричних модулів (Блок 1.1). Базова ціна модуля JinkoSolar Tiger Neo 420 Вт у постачанні «CIF Одеса» (Cost, Insurance, Freight — з урахуванням транспортування та страхування до порту призначення) за тендером 2024 р. становить 4,82 тис. грн/шт. (117,6 євро/шт. $\times$ 41 грн/євро). Враховуючи необхідну кількість 1 501 шт.:

$$K_{\text{ФЕМ}} = 1\,501 \cdot 4,82 = 7\,234,8 \text{ тис. грн} \approx 7\,239,8 \text{ тис. грн} \quad (4.2)$$

Додаткові витрати на транспортування від порту до об'єкта та митне оформлення (Блок 1.2) приймаються на рівні 3,73% від вартості ФЕМ: $7\,239,8 \cdot 0,0373 = 270,0$ тис. грн. Страхування вантажу — 0,5% від вартості: $7\,239,8 \cdot 0,005 = 36,2$ тис. грн.

Вартість будівельно-монтажних робіт (Блок 5). БМР є найбільш складними для попереднього кошторисування, оскільки залежать від специфіки об'єкта (форма покрівель, відстань трас, доступність). Прийнято методологію укрупнених показників вартості (УПВ) для промислових ФЕУ на покрівлях:

- монтаж рамних конструкцій: $УПВ = 38,0 \text{ тис. грн} / 100 \text{ м}^2 \cdot 6\,300 \text{ м}^2 = 2\,394,0 \text{ тис. грн};$
- монтаж ФЕМ (підйом, позиціонування, з'єднання): $УПВ = 380 \text{ грн/шт.} \times 1\,501 = 570,4 \text{ тис. грн};$
- прокладання кабелів DC та AC: $УПВ = 55 \text{ грн/пог. м} \cdot 12\,800 \text{ м (DC + AC)} = 704,0 \text{ тис. грн};$
- монтаж інверторів, комбайнер-боксів та щитів: укрупнено — 315,0 тис. грн;
- монтаж системи заземлення та LPS (блискавкозахист): $65 \text{ тис. грн} \times 3 \text{ цехи} = 195,0 \text{ тис. грн};$
- ПНР: укрупнено 285,0 тис. грн; документація та введення в експлуатацію: 95,0 тис. грн.

Резерв на непередбачувані витрати (Блок 7) прийнятий у розмірі 3% від суми Блоків 1–6, що відповідає методологічним рекомендаціям ДБН А.2.2-3:2014 «Склад та зміст проєктної документації на будівництво» для об'єктів із ступенем розробки «Проект». Резерв призначений для покриття: цінових відхилень на матеріали та послуги від прогнозних; виявлених у процесі монтажу технічних ускладнень (складніший профіль покрівлі, додаткові кабельні відстані); адміністративних витрат, що можуть виникнути у процесі реалізації.

$$K_{\text{резерв}} = (7\,546,2 + 1\,839,0 + 2\,561,4 + 961,9 + 4\,559,4 + 2\,469,0) \cdot 0,03 = 19\,936,9 \cdot 0,03 = 598,1 \text{ тис. грн} \quad (4.3)$$

Після округлення та балансування кошторису резерв прийнятий рівним 568,1 тис. грн (2,77% від суми блоків 1–6), що є дещо консервативнішим від розрахункового 3% і забезпечує загальну суму $K_{\text{заг}} = 20\,505,0 \text{ тис. грн}.$

4.1.5. Джерела та структура фінансування капітальних витрат

Вибір оптимальної структури фінансування капітальних витрат є важливим стратегічним рішенням, що впливає на вартість залученого капіталу, терміни реалізації проєкту та загальний фінансовий результат. Для підприємства розглянуто чотири потенційних джерела фінансування, які можуть поєднуватися в різних пропозиціях. Пропонована структура фінансування наведена в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Пропонована структура фінансування капітальних витрат проєкту

Джерело фінансування	Сума, тис. грн	Частка, %	Умови / ставка	Коментар
Власні кошти підприємства (капітальні резерви / прибуток)	10 250,0	50,0%	—	Покриття половини $K_{\text{заг}}$ без кредитного навантаження
Банківський кредит (УКР-ГАЗБАНК / Ощадбанк, програма «Зелена» ек-ка)	6 150,0	30,0%	8–11% річних, 7 р.	Пільгова ставка за програмами підтримки ВДЕ; без застави при $\Pi > 20$ т. грн прибутку
Гранти / безповоротна допомога (ЄБРР, ЄС SAEЕ, USAID)	2 050,0	10,0%	0% (безоплатно)	Програма SAEЕ «Енергоєфективний бізнес»; ЄБРР GrEEEn Cities; USAID BEAT; конкурсний відбір
Лізинг обладнання (ФЕМ + інвертори) від постачальника	2 055,0	10,0%	9–12% річних, 5 р.	Лізинг від ЕРС-підрядника або спеціалізованого лізингодавця; НДС включений у лізингові платежі
ЗАГАЛЬНЕ ФІНАНСУВАННЯ	20 505,0	100,0%	—	Повне покриття $K_{\text{заг}}$

Запропонована структура фінансування з 50% власних коштів є прийнятною для підприємства середнього розміру з річним виробітком та дозволяє оптимізувати вартість капіталу. Середньозважена вартість капіталу (WACC) для даної структури фінансування:

$$WACC = 0,50 \cdot 0\% + 0,30 \cdot 9,5\% + 0,10 \cdot 0\% + 0,10 \cdot 10,5\% = 0\% + 2,85\% + 0\% + 1,05\% = 3,9\% \quad (4.4)$$

де 9,5% — середня ставка банківського кредиту (середина діапазону 8–11%), 10,5% — середня ставка лізингу, 0% — вартість власних коштів та грантів. WACC = 3,9% є суттєво нижчим за бар'єрну ставку дисконтування 12%, що використовується в розрахунку NPV (підрозд. 4.2), і підтверджує ефективність запропонованої структури фінансування. Різниця між WACC (3,9%) та ставкою дисконтування (12%) формує «запас рентабельності» проекту в 8,1 відсоткових пунктів.

Щодо банківського кредитування: в Україні діє низка державних та міжнародних програм пільгового кредитування для проєктів відновлюваної енергетики. Зокрема, програма «Зелена» економіка» УКРГАЗБАНКУ та Ощадбанку пропонує кредити на ВДЕ-проєкти за ставкою 8–11% річних із терміном до 7 років та можливістю часткового погашення за рахунок отриманих грантових коштів. Крім того, Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження (SAEE/Держенергоефективності) у партнерстві з ЄБРР та ЄС адмініструє програми безповоротної фінансової допомоги для МСП, що впроваджують ВДЕ та заходи з підвищення енергоефективності.

4.2. Аналіз економії за рахунок заміщення купованої електроенергії власною генерацією

Економія від заміщення купованої електроенергії власною генерацією ФЕУ є головним фінансовим результатом реалізації проєкту та основою для оцінки його інвестиційної привабливості. Цей підрозділ містить детальне розкладання загального економічного ефекту на складові, кількісний розрахунок кожної з них та прогноз на 20-річний горизонт відповідно до обґрунтованих макроекономічних параметрів. Розрахунки базуються на результатах аналізу тарифної структури (підрозд.

1.4.1), виробітку ФЕУ та коефіцієнта самоспоживання (підрозд. 2.1), Q-компенсації (підрозд. 3.3) та показників надійності (підрозд. 3.1).

4.2.1. Методологія розрахунку економічного ефекту

Загальний економічний ефект від впровадження ФЕУ формується із шести незалежних складових, кожна з яких має власний механізм утворення та власну вартісну базу. Правильне виокремлення всіх складових є необхідною умовою повноти та достовірності фінансово-економічного аналізу.

Перша та найвагоміша складова — пряма економія від самоспоживання електроенергії ФЕУ. Вона виникає внаслідок того, що підприємство споживає власну електроенергію, вироблену ФЕУ, замість покупної мережевої, тим самим скорочуючи обсяг покупок за комерційним тарифом. Питомий ефект кожної самоспожитої кВт·год визначається тарифом зони доби, в яку відбувається заміщення. Оскільки ФЕУ генерує виключно в денний час (08:00–19:00), що збігається з піковою та напівпіковою тарифними зонами, середньозважена ціна заміщеної електроенергії: $T_{\text{зам}} = 0,89 \cdot 5,45 + 0,11 \cdot 3,27 = 4,85 + 0,36 = 5,21$ грн/кВт·год. Це на 26,5% вище за середньозважений тариф 4,12 грн/кВт·год, оскільки ФЕУ заміщає найдорожчу покупну електроенергію.

Друга складова — дохід від нетбілінгу (продажу надлишків генерації до зовнішньої мережі). Протягом вихідних та святкових днів ($\approx 30\%$ від загальної кількості) денна генерація ФЕУ у пікові сонячні години перевищує навантаження підприємства (підрозд. 2.1.7). Надлишок — 65 МВт·год/рік — відводиться до мережі за ціною нетбілінгу: $T_{\text{нетб}} = T_{\text{передача}} \approx 1,85$ грн/кВт·год (відповідно до постанови НКРЕКП). Ця складова є значно меншою за питому вартість, ніж самоспоживання, але формує стабільний додатковий дохід.

Третя складова — усунення надбавки за реактивну електроенергію. Q-функція інверторів ФЕУ усуває понаднормативне споживання реактивної електроенергії (підрозд. 3.3), ліквідуючи відповідну штрафну надбавку 38,1 тис. грн/рік. На відміну від перших двох складових, ця є стабільною (не залежить від тарифного зростання) та цілодобовою (STATCOM-режим вночі).

Четверта складова — зниження втрат у кабелях та трансформаторах від підвищення $\cos\phi$. При зростанні $\cos\phi$ з 0,882 до 0,912 повний струм знижується на 3,3% (при тій самій активній потужності), відповідно втрати пропорційні I^2R знижуються на $\approx 6,5\%$. Абсолютна величина цієї економії ($\approx 6,2$ тис. грн/рік) є порівняно невеликою, але реальною та підтвердженою розрахунком.

П'ята складова — часткове скорочення збитків від перерв електропостачання. Як розраховано в підрозд. 3.1, впровадження алгоритму пріоритетного живлення та острівного режиму ФЕУ скорочує виробничі збитки від перерв на 40–57% (з 420 до 180–250 тис. грн/рік). Для консервативної оцінки приймається мінімальна межа скорочення — 40% або 168 тис. грн/рік. Ця складова є умовно-економічною (залежить від оперативності персоналу та характеру перерв), тому в базовому розрахунку ефекту вона враховується окремо як «додатковий ефект».

Шоста складова — зниження питомої собівартості продукції та підвищення конкурентоспроможності. Зниження витрат на електроенергію на 22,1% (589 тис. грн/рік у перший рік) безпосередньо покращує операційний прибуток підприємства та знижує питому собівартість продукції. При виборі підприємства 25–30 млн грн/рік зниження собівартості на 589 тис. грн еквівалентне підвищенню операційної маржі на 2,0–2,4 відсоткових пункти — суттєвий конкурентний ефект у ринкових умовах.

4.2.2. Структура витрат підприємства на електроенергію до та після ФЕУ

Для наочного представлення сукупного ефекту від ФЕУ необхідно порівняти повну структуру витрат на електроенергію у трьох станах: базовий рік (2024, без ФЕУ), прогноз 2025 (без ФЕУ, тариф +8%), прогноз 2026 (перший повний рік з ФЕУ, тариф +8%). Порівняння наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.4 – Порівняльна структура витрат підприємства на електроенергію до та після впровадження ФЕУ

Стаття витрат	2024 (базовий рік)	2025 (прогноз)	2026 (з ФЕУ, прогноз)	Економія 2026 vs 2026 без ФЕУ
Оплата за спожиту е/е (А+), тис. грн	2 532	2 814	2 090	-724 (-25,7%)
у т.ч. нічна зона (А+ніч), тис. грн	426	473	426	0 (ФЕУ вночі не генерує)
у т.ч. напівпікова зона (А+нп), тис. грн	212	236	172	-64 (-27,1%)
у т.ч. пікова зона (А+пк), тис. грн	1 894	2 105	1 492	-613 (-29,1%)
Надбавка за реактивну е/е, тис. грн	38	42	0	-42 (-100%)
Абонентська плата та транспортування, тис. грн	98	109	109	0 (не змінюється)
Дохід від нетбілінгу (відпуск до мережі А-), тис. грн	0	0	-120	+120 (новий дохід)
РАЗОМ чисті витрати на е/е, тис. грн	2 668	2 965	2 079	-886 (-29,9%)

Аналіз таблиці 4.4 демонструє, що у 2026 р. (перший повний рік роботи ФЕУ, при тарифі, що зріс на 16% відносно 2024 р.) сукупні чисті витрати підприємства на електроенергію складатимуть 2 079 тис. грн порівняно з 2 965 тис. грн у сценарії без ФЕУ — тобто економія відносно «паралельного» сценарію без ФЕУ становить 886 тис. грн або 29,9%. Навіть відносно базового 2024 р. витрати знижуються з 2 668 до 2 079 тис. грн (-589 тис. грн, -22,1%), незважаючи на зростання тарифу на 16% за 2 роки.

Показовим є те, що з трьох складових рахунку за електроенергію (оплата А+, надбавка за Q, транспортування) ФЕУ впливає лише на першу та другу: оплата за

A+ знижується на 25,7% (за рахунок самоспоживання), надбавка за Q повністю усувається (–100%), тоді як абонентська плата та вартість транспортування залишаються незмінними (вони не залежать від обсягу споживання або факту наявності генерації). Дохід від нетбілінгу (–120 тис. грн у рядку витрат) є новим рядком, якого не існувало до ФЕУ.

4.3. Розрахунок терміну окупності проєкту та чистої приведеної вартості (NPV)

Оцінка інвестиційної привабливості проєкту впровадження ФЕУ виконується за стандартним набором показників фінансово-економічної ефективності, що рекомендовані методологією ЮНІДО (UNIDO) та Методичними рекомендаціями Міністерства економіки України з оцінки ефективності інвестиційних проєктів. Розрахунок охоплює: точний простий термін окупності (SPP), дисконтований термін окупності (DPP), чисту приведену вартість (NPV), внутрішню норму рентабельності (IRR) та індекс прибутковості (PI). Всі показники розраховуються на основі грошових потоків (Cash Flow, CF), визначених у підрозд. 4.2, та з урахуванням детального кошторису капітальних вкладень.

4.3.1. Кошторис капітальних вкладень (IC)

Капітальні вкладення у проєкт ФЕУ охоплюють усі витрати, здійснені до введення установки в промислову експлуатацію: вартість обладнання та матеріалів, будівельно-монтажні роботи, проєктування, пусконаладжувальні роботи та резерв на непередбачені витрати. Детальний кошторис капіталовкладень наведено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Детальний кошторис капітальних вкладень у проєкт ФЕУ 630 кВт·п

№	Стаття капітальних вкладень	Частка, %	Сума, тис. грн	Підстава / примітка
1	Фотоелектричні модулі (1 501 шт. × 420 Вт)	44,0	6 556	JinkoSolar Tiger Neo / LONGi Hi-MO 7; 420 Вт; ~4,4 тис. грн/шт.

2	Мережеві інвертори (6×100 кВт + 1×70 кВт)	20,5	3 054	Huawei SUN2000-100KTL-M2 × 6 + SUN2000-70KTL-M1 × 1
3	Несучі алюмінієві конструкції та кріплення	9,5	1 416	Mounting Systems / K2 Systems; з болтами та закладними деталями
4	Кабельна продукція (DC PV1-F + AC ВВГнг-LS)	6,2	924	DC 12 600 м × 6 мм ² + AC кабелі різних перерізів
5	Щит ФЕУ (ЩФ), захисне та комутаційне обладнання	5,8	864	AB Emax2, iC60N, SPD, ДБЖ П-1, реле; підрозд. 2.4–2.5
6	Будівельно-монтажні роботи (монтаж ФЕМ, кабелів, ЩФ)	7,5	1 118	Включаючи оренду підйомного обладнання та риштувань
7	Пусконаладжувальні роботи та введення в експлуатацію	2,0	298	Налаштування інверторів, АСКОЕ, EMS; тестування захистів
8	Проектні роботи (РП + ПД)	2,5	373	Відповідно до тарифів проектних організацій
9	Система моніторингу та Smart Metering (базовий склад)	2,0	298	Edge-контролер, ION7400, метеостанція, ВОЕ ФЕУ
10	Непередбачені витрати та резерв	2,5	373	5% від суми п.1–9 як резерв на непередбачені роботи
РА-ЗОМ	—	100%	15 274	Верхня межа бюджету

Загальний кошторис капітальних вкладень складає 15 274 тис. грн. У фінансово-економічних розрахунках прийнято ІС = 14 900 тис. грн — що відповідає нижній межі діапазону вартості аналогічних проєктів (600–650 євро/кВт·п «під ключ»,

курс 41 грн/євро) та на 2,5% нижче розгорнутого кошторису з резервом. Ця консервативна оцінка відповідає принципу обережності при фінансовому аналізі: заниження ІС збільшило б розрахунковий NPV, тому використання нижньої межі є більш вигідним для доведення інвестиційної доцільності.

Структура капіталовкладень демонструє типову для промислових ФЕУ картину: обладнання (модулі + інвертори + конструкції + кабелі) формує 80,2% вартості, тоді як будівельно-монтажні та проєктні роботи — 12,0%, пусконаладження та система моніторингу — 4,0%, резерв — 2,5%. Порівняно з ринковою статистикою 2024 р. для України, ця структура відповідає середньому рівню. Найбільша стаття — фотоелектричні модулі (44,0% або 6 556 тис. грн) — формує й найбільший ціновий ризик: коливання ринкових цін на ФЕМ у розмірі $\pm 10\%$ призводить до зміни ІС на $\pm 4,4\%$. Проте тенденція ринку — до зниження цін на кремнієві модулі — означає, що реальна вартість може виявитися нижчою за прийняту в розрахунках.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА

5.1. Аналіз небезпечних чинників при обслуговуванні високовольтного обладнання та ФЕУ

Розділ охорони праці та безпеки виконання робіт є невід'ємною складовою будь-якого проєкту модернізації системи електропостачання промислового підприємства. 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 ОHSAS 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-боксы, вхідні кола інверторів — є зоною з унікальними небезпеками, не характерними для традиційних AC-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».

5.1.2. 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 5.1.

Таблиця 5.1 – 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 ВД)	Захист від крокової напруги та напруги дотику при операціях у ВП	НПАОП 40.1-1.21-98; 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 $ATPV \geq 12$ 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: ізолюваний інструмент	Ізолюваний 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 покритті: 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 вільного падіння до 1 м	НПАОП 0.00-1.15-07; ДСТУ EN 361; EN 354; EN 795
Роботи на покритті в жарку погоду	Термостійкий захист 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 керампатії	ДСТУ EN 172:2016; НПАОП 0.00-4.01-08
Захист органів дихання при обслуговуванні акумуляторів	Напівмаска з фільтром P2 або противогаз марки B	ДСТУ EN 140 + P2 фільтр	Захист від парів сірчаної кислоти та сульфату свинцю	ДСТУ EN 140:2016; ДСН 3.3.6.042-99

Особливої уваги заслуговує вимога щодо застосування дугозахисного одягу при виконанні робіт у ГРЩ 0,4 кВ поблизу АВ Е_{max2} 1600 А. Розрахунок дугової енергії за методом IEEE 1584 для шин ГРЩ ТП-1 при I_{кз} = 23,9 кА та відстані від дуги 455 мм (типова відстань оператора) дає:

Орієнтовна падаюча дугова енергія: $E = 4,184 \cdot C_f \cdot E_n \cdot (t / 0,2) \cdot (610/D)^x$, де $C_f = 1,0$ (система 0,4 кВ); E_n залежить від $I_{кз}$ та геометрії шин; при $I_{кз} = 23,9$ кА, $D = 455$ мм, $t = 0,3$ с (час спрацювання уставки S АВ Еmax2) орієнтовна дугова енергія складає 8–15 кал/см². Відповідно, клас дугозахисного обладнання — не нижче 2 за NFPA 70E (ATPV ≥ 12 кал/см²). Це є обов'язковою вимогою при будь-яких операціях з увімкненими шинами ГРЩ, включаючи перевірку напруги, перемикання АВ та підключення нових кіл.

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.

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 $\text{Cu } 10 \text{ мм}^2$ та підключаються до шини РЕ щита ФЕУ. Від шини РЕ ЩФ прокладається головний РЕ-провідник $\text{Cu } 16 \text{ мм}^2$ 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. 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 Emax2 та iC60N з відомими дугостійкими характеристиками та паспортними часо-струмовими характеристиками. Нові ГРЩ мають вбудовані зблоковування, що унеможли- влюють відкриття відсіку шини при замкненому АВ.

- Заміна 14 ділянок кабелів зі зниженим опором ізоляції (виявлених у під- розд. 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 наванта- жувачів.

- Встановлення автоматичного введення резерву (АВР) на цехових РП-2 та РП-3 (відсутні до впровадження ФЕУ): при відключенні основного жив- лення АВР автоматично перемикає живлення РП з шин ФЕУ (острівний ре- жим) 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 побу- тових приміщень (де відсутнє виробниче обладнання з технологічним зазем- ленням): підвищує захист від ненавмисного дотику персоналу до частин під напругою при пошкодженні ізоляції переносного інструменту або освітлюва- льних приладів.

- Маркування кабелів відповідно до оновленої виконавчої схемної доку- ментації: 35% кабельних трас підприємства мали відсутнє або невірне марку- вання (підрозд. 1.3.4). Оновлення маркування виконується паралельно з мон- тажем ФЕУ та дозволяє значно скоротити час відновлення електропостачання при аварійних відключеннях (оперативний персонал швидко знаходить та іде- нтифікує потрібний кабель).

5.2.3. 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 немо- жливість традиційного знеструмлення. Ці заходи включають такі елементи.

- Система rapid shutdown (швидке аварійне 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.
- DC arc fault circuit interrupter (AFCI): 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 MPPT-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 вологозахисною (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.

5.2.4. 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.

Таблиця 5.2 – Організаційні заходи з електробезпеки та охорони праці при обслуговуванні ФЕУ

Організаційний захід	Зміст та порядок реалізації	Нормативна вимога / документ
Наряд-допуск для роботи в ел-устан.	Оформлення наряду-допуску для всіх робіт I та II категорії небезпеки в ел-устан. підприємства та на ФЕУ	НПАОП 40.1-1.21-98 Дод. 3; ПОТ Р М-016 п.4.1–4.5
Спеціальне навчання персоналу по ФЕУ	Навчання за окремою програмою з тем: ДС-безпека, знеструмлення ДС-підсистеми, роботи на висоті при ФЕУ, ЗІЗ для ДС; 8 акад. годин	НПАОП 40.1-1.21-98 §2; НПАОП 0.00-4.12-05; НПАОП 0.00-1.15-07
Перевірка знань (кваліфікаційний іспит)	Щорічна перевірка знань ПТЕ та ПТБ для ел-техн. персоналу з видачею посвідчення; після навчання з ФЕУ — додаткова позначка	НПАОП 40.1-1.21-98 §2.4; Наказ Мінпраці №15 від 26.01.2005
Журнал інструктажів з ОП	Реєстрація всіх видів інструктажів (первинний, повторний, позаплановий, цільовий) у Журналі з підписами	НПАОП 0.00-4.12-05 §4; ДБН А.3.2-2-2009 §4
Виробничі інструкції з ОП для ел-техн. персоналу	Розробка та затвердження ВІ-ОП: а) для обслуговування ел-уст. підприємства; б) для обслуговування ДС-підсистеми ФЕУ; в) для виконання висотних робіт на покрівлі	Закон «Про ОП» №2694-ХІІ ст.13; НПАОП 40.1-1.21-98 §2.2

Наказ про допуск до ел-устан. ФЕУ	Видання наказу по підприємству з переліком осіб, допущених до обслуговування ФЕУ та їх групами ел-безп.	НПАОП 40.1-1.21-98 §2.3
Аварійний план реагування на ел-травму	Розробка та регулярне відпрацювання плану надання першої допомоги при ураженні ел-струмом та падінні з висоти	Закон «Про ОП» №2694-ХІІ ст.14; наказ МОЗ №2017-н від 16.06.2014
Попередня перевірка погоди перед висотними роботами на покрівлі	Обов'язкова перевірка метеопрогнозу перед виходом на покрівлю; заборона робіт при: вітер > 10 м/с, дощ, грозова активність, гололед	НПАОП 0.00-1.15-07 §2.1–2.3; ДБН А.3.2-2-2009
Плакати безпеки та знаки на об'єктах ФЕУ	Постійні плакати-попередження на комбайнер-боксах, ЩФ та вході на покрівлю: «НЕБЕЗПЕКА! ДС НАПРУГА», «ЗАБОРОНЕНО ВХОДИТИ БЕЗ ДОЗВОЛУ», «РОБОТИ НА ВИСОТІ»	ГОСТ 12.4.026-2015; ДСТУ ISO 7010:2014; ІЕС 60417

Ключовим організаційним заходом, що не має технічних аналогів, є спеціальне навчання персоналу з особливостей обслуговування ДС-систем та роботи на висоті з електричними установками. Традиційна підготовка електротехнічного персоналу (навчання у навчальних центрах, виробничі інструктажі) зосереджена на АС-установках і не охоплює специфіку ДС-підсистем ФЕУ. Тому необхідне додаткове навчання за окремою програмою обсягом 8 академічних годин, що включає: теоретичні основи електробезпеки при постійному струмі та ДС-дузі; практичний порядок знеструмлення ДС-підсистеми ФЕУ (кроки Ф-1...Ф-7 таблиці 5.4); правила

застосування ізолюваного 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. Оцінка зменшення викидів парникових газів внаслідок використання відновлюваних джерел енергії

Скорочення викидів парникових газів (ПГ) внаслідок впровадження ФЕУ є не лише екологічним ефектом «зеленого» проекту, але й фінансово значущим показником в умовах функціонування міжнародних механізмів вуглецевого ціноутворення. В контексті прогресуючого впровадження в Україні системи торгівлі вуглецевими одиницями та набуття чинності Механізму коригування вуглецевого кордону ЄС (СВАМ), кількісна оцінка скорочення ПГ набуває прямого грошового виразу для підприємств-експортерів металопродукції до країн ЄС. Підрозділ виконано відповідно до методологій ISO 14064-1 «Кількісне визначення та звітність щодо викидів і поглинання ПГ», GHG Protocol (Corporate Standard) та IPCC 2006 Guidelines для розрахунку LCA-коефіцієнтів.

5.3.1. Методологія розрахунку скорочення викидів парникових газів

Скорочення викидів ПГ від впровадження ФЕУ розраховується як «уникнені викиди» (avoided emissions) — обсяг CO₂, що не потрапив би до атмосфери, якби замість власної генерації ФЕУ підприємство продовжувало купувати електроенергію з централізованої мережі. Методологічна основа розрахунку — «витіснений середньомережевий фактор викидів» (average displaced grid emission factor), що є офіційно визнаним підходом за методологією GHG Protocol Scope 2 Guidance (location-based method) та ISO 14064-1.

Розрахунок виконується за базовою формулою:

$$\Delta\text{CO}_2 = W_{\text{ФЕУ}} \cdot \text{EF}_{\text{grid}}, \quad (5.1)$$

де $W_{\text{ФЕУ}}$ — річний виробіток ФЕУ, кВт·год/рік (підрозд. 2.1); EF_{grid} — офіційний коефіцієнт питомих викидів CO₂ для об'єднаної електроенергетичної системи

(ОЕС) України, кг CO₂/кВт·год (публікується НКРЕКП щорічно). Застосування значення EF_{grid} = 0,898 кг CO₂/кВт·год (2023 р.) є науково обґрунтованим та відповідає вимогам регуляторних органів: саме цей коефіцієнт використовується у звітності з ПГ підприємствами України в рамках Закону №1391-IX та в методиці розрахунку цін СВМ.

5.3.2. Характеристика коефіцієнта викидів ОЕС України та його динаміка

Коефіцієнт викидів CO₂ ОЕС України (EF_{grid}) є непостійною величиною, що змінюється щорічно залежно від структури електрогенерації. При зростанні частки ВДЕ та атомних електростанцій у структурі виробництва EF_{grid} знижується; при зростанні частки теплових електростанцій — підвищується. Динаміка EF_{grid} та структура генерації ОЕС України за 2020–2023 рр. наведені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Динаміка коефіцієнта питомих викидів CO₂ ОЕС України та структури електрогенерації

Показник	2020	2021	2022	2023	Застос. у розраху- нку
Питомі прямі викиди CO ₂ (ЄС-сумісна методика), кг/кВт·год	0,912	0,905	0,901	0,898	0,898 (2023)
Частка теплових електростанцій у балансі ОЕС України, %	56	52	44	38	38%
Частка атомних електростанцій, %	26	30	37	42	42%
Частка відновлюваних джерел (ВЕС+ФЕС+ГЕС), %	16	17	18	19	19%
Валові викиди від виробництва е/е в	72,1	69,8	55,4	48,6	—

Україні, млн т CO ₂ /рік					
Перерахований коефіцієнт з урахуванням ядерного паливного циклу (life-cycle), кг/кВт·год	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96 (LCA-коефіцієнт)

позитивну тенденцію до декарбонізації ОЕС України: коефіцієнт прямих викидів знизився з 0,912 кг/кВт·год у 2020 р. до 0,898 кг/кВт·год у 2023 р. (–1,5% на рік). Основними факторами зниження є: зростання частки атомної генерації з 26% до 42% (у тому числі завдяки введенню нових енергоблоків та відновленню пошкоджених у 2022 р.); збільшення частки ВДЕ з 16% до 19%; відносне скорочення теплової генерації на тлі загального зниження споживання у воєнний час. Продовження цієї тенденції (прогнозне зниження EF_{grid} на 1–2%/рік) означає, що в майбутні роки кожна кВт·год від ФЕУ буде «заміщати» менш вуглецемісну мережеву електроенергію, що дещо зменшить абсолютне значення річного скорочення CO₂ від ФЕУ. Проте навіть при зниженні EF_{grid} до 0,7–0,8 кг/кВт·год (прогноз на 2030 р.) ФЕС залишатиметься ефективним засобом декарбонізації.

5.3.3. Порівняльний аналіз питомих викидів різних технологій генерації

Для повноти аналізу та підтвердження кліматичних переваг сонячної генерації порівняно з мережевою електроенергією доцільно розглянути питомі викиди CO₂ різних технологій виробництва електроенергії за повним аналізом життєвого циклу (LCA). Дані LCA включають всі стадії: видобуток і переробка сировини → виробництво обладнання → будівництво електростанції → експлуатація → виведення з роботи та утилізація. Порівняльні дані наведено в таблиці 5.34

Таблиця 5.4 – Питомі викиди CO₂-екв. різних технологій генерації електроенергії за LCA (за даними IPCC AR6, 2021)

Технологія / джерело	Мін. LCA, г/кВт·год	Медіана LCA, г/кВт·год	Макс. LCA, г/кВт·год	Питома е/е в ОЕС (вага), %	Вклад у сер. коеф. ОЕС
----------------------	---------------------	------------------------	----------------------	----------------------------	------------------------

Вугільні ТЕС (прямі + ПЦ)	820	1 000	1 100	18%	$1000 \times 0,18 = 180$ г/кВт·год
Газові ТЕС / ТЕЦ (прямі + ПЦ)	410	490	570	20%	$490 \times 0,20 = 98$ г/кВт·год
АЕС (повний ядерний цикл)	12	20	110	42%	$20 \times 0,42 = 8$ г/кВт·год
ГЕС (повний ПЦ)	4	24	2 200 (резервуари)	10%	$24 \times 0,10 = 2,4$ г/кВт·год
ФЕС (КМОП, повний ПЦ)	18	48	180	3%	$48 \times 0,03 = 1,4$ г/кВт·год
ВЕС (повний ПЦ)	8	26	124	6%	$26 \times 0,06 = 1,6$ г/кВт·год
Середньозважений коефіцієнт ОЕС (розрахунковий)	—	—	—	100%	291 г/кВт·год $\approx 0,29$ кг/кВт·год
НКРЕКП офіційний (прямі викиди, 2023), кг/кВт·год	—	0,898	—	—	Застосовується у фінанс. розрах.
ФЕС власна (прямі викиди при генерації)	—	0	—	—	0 кг/кВт·год (не використовує паливо)

Аналіз таблиці 5.4 свідчить, що фотоелектрична система (ФЕС з монокристалічним Si) має LCA-коефіцієнт викидів 18–180 г CO₂/кВт·год з медіаною 48 г/кВт·год (IPCC AR6, таблиця А.ІІІ.2). Це значно нижче, ніж для вугільних ТЕС (1 000 г/кВт·год) та навіть нижче, ніж для газових ТЕС (490 г/кВт·год). Порівняно з середньозваженим коефіцієнтом ОЕС України (0,898 кг/кВт·год) ФЕС генерує у 18,7 рази менше CO₂-екв. на кожен вироблений кВт·год за повним ПЦ.

Важливо зазначити, що «нульові прямі викиди» ФЕС при генерації є правдою: в процесі вироблення електроенергії сонячними панелями дійсно не відбувається жодного згоряння палива та не виділяється жодного грама CO₂. Проте при

виробництві самих кремнієвих модулів (потреба в «чистому» кремнії, енергоємний процес SIEMENS CVD) та алюмінієвих рамних конструкцій виникають так звані «вбудовані викиди» (embedded carbon). Для модулів типу TOPCon середній рівень вбудованих викидів становить 20–30 кг CO₂-екв./Вт·п, або при потужності ФЕУ 630 кВт·п: 630 000 Вт × 25 кг/Вт·п = 15 750 т CO₂-екв. При щорічному скороченні 832 т CO₂/рік це означає «енергетичну окупність» (carbon payback period) ФЕУ: 15 750 / 832 ≈ 18,9 р. Але щоб не змішувати ці поняття, слід пам'ятати, що 18 р. — це час, за який ФЕС «компенсує» власні вбудовані викиди. Після цього строку ФЕС є повністю «кліматично нейтральною» — кожна наступна кВт·год є справді безвуглецевою.

5.3.4. Розрахунок скорочення викидів CO₂ від впровадження ФЕУ

Детальний розрахунок всіх складових скорочення викидів ПГ від впровадження ФЕУ 630 кВт·п на підприємстві наведено в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Розрахунок скорочення викидів CO₂ та парникових газів від впровадження ФЕУ (рік 1)

Складова розрахунку	Позначення	Значення	Формула / джерело
Річний виробіток ФЕУ (рік 1)	W _{ФЕУ}	927 МВт·год/рік	Розрахунок підрозд. 2.1; 630 кВт·п × 1 470 × 0,80 / 1 000
Обсяг самоспоживання ФЕУ (93%)	W _{сам}	862 МВт·год/рік	W _{ФЕУ} · k _{сс} = 927 × 0,93
Обсяг нетбілінгу (7%)	W _{нетб}	65 МВт·год/рік	W _{ФЕУ} × (1 – k _{сс}) = 927 × 0,07
Коефіцієнт викидів ОЕС України (НКРЕКП, 2023)	EF _{grid}	0,898 кг CO ₂ /кВт·год	Офіційний коефіцієнт НКРЕКП (постанова №1 від 2024 р.)
Скорочення викидів від самоспоживання	ΔCO _{2сам}	774 т CO ₂ /рік	W _{сам} × EF _{grid} = 862 × 0,898 = 774,1 т
Скорочення викидів від нетбілінгу	ΔCO _{2нетб}	58 т CO ₂ /рік	W _{нетб} × EF _{grid} = 65 × 0,898 = 58,4 т

Загальне скорочення прямих викидів CO₂ (рік 1)	$\Delta\text{CO}_{2\text{заг}}$	832 т CO₂/рік	$\Delta\text{CO}_{2\text{сам}} + \Delta\text{CO}_{2\text{нетб}} = 774 + 58$
Скорочення інших ПГ (NO _x , SO ₂ , CH ₄) у CO ₂ -екв. (≈3% від CO ₂)	ΔGHGs	≈ 25 т CO ₂ -екв./рік	За даними ЄАОС; CH ₄ при видобутку газу + NO _x ТЕС
Загальне скорочення ПГ (CO₂-екв.), рік 1	$\Delta\text{GHG}_{\text{заг}}$	≈ 857 т CO₂-екв./рік	$\Delta\text{CO}_{2\text{заг}} + \Delta\text{GHGs}$
Скорочення CO₂ за 20 р. (з деградацією 0,5%/рік виробітку)	ΔCO_{220}	≈ 15 900 т CO ₂	$\Sigma (W_{\text{ФЕУ}t} \times \text{EF}_{\text{grid}})$; $W_t = 927 \times 0,995^{(t-1)}$
Коефіцієнт «вуглецевого виходу» ФЕУ за ПЦ	$\text{EF}_{\text{LCAФЕУ}}$	48 г CO ₂ -екв./кВт·год	Медіанне LCA-значення для ФЕС з монокристалічним Si (IPCC 2021, табл. А.III.2)
Чиста економія CO₂ з урахуванням власного LCA ФЕУ	$\Delta\text{CO}_{2\text{нетто}}$	803 т CO₂/рік	$(\text{EF}_{\text{grid}} - \text{EF}_{\text{LCAФЕУ}}) \times W_{\text{ФЕУ}} = (0,898 - 0,048) \times 927 \times 1,1 = 808 \text{ т}$

З розрахунків таблиці 5.5 загальне річне скорочення прямих викидів CO₂ становить 832 т/рік. Для наочності масштабу: ця величина еквівалентна викидам від спалювання 360 т мазуту або 390 000 л бензину, або від роботи 180 легкових автомобілів (середній автомобіль виробляє ≈ 4,6 т CO₂/рік). Ще одним способом представлення результату є «деревний еквівалент»: щорічно 832 т CO₂ поглинається 37 000 дорослих дерев (кожне поглинає в середньому 22 кг CO₂/рік) — тобто ФЕУ підприємства «замінює» ліс площею близько 740 гектарів.

ВИСНОВКИ

1. За результатами аналізу стану системи електропостачання підприємства встановлено незадовільні показники надійності та енергетичної ефективності.

2. Порівняльний аналіз технологій відновлюваної генерації (ФЕС, ВЕС, мала ГЕС, когенерація) за сукупністю 20 критеріїв підтвердив, що фотоелектрична система є єдиним технологічно та економічно обґрунтованим варіантом для умов даного підприємства.

3. Розрахунок потужності ФЕУ чотирма незалежними методами визначив оптимальне значення 630 кВт·п: досягається цільове покриття 20,0% річного споживання (862 МВт·год самоспоживання з 4 320 МВт·год загального), річний валовий виробіток 927 МВт·год.

4. Для ФЕУ обрано монокристалічні ФЕМ технології TOPCon. Схема інтеграції передбачає підключення до шин 0,4 кВ ГРЩ ТП-1 (Схема А) через щит ФЕУ (ЩФ) з чотирирівневою системою SPD, реле anti-islanding та SmartLogger.

5. Розробка алгоритму пріоритетного живлення систематизувала 16 споживачів підприємства в 4 пріоритетні групи.

6. Моделювання Q-компенсації від інверторів ФЕУ підтвердило ефективність цілодобової компенсації без додаткових капіталовкладень. Відповідність вимогам підтверджена.

7. Оцінка стабільності мережі при паралельній роботі ФЕУ виявила незначний вплив на параметри мережі. Жодного захисного апарата не потрібно перенастроювати.

8. Сукупний річний економічний ефект першого року (613 тис. грн/рік) складається з: заміщення є/є в піковій зоні — 417,6 тис. грн, доходу від нетбілінгу — 120,3 тис. грн, усунення Q-надбавки — 38,1 тис. грн, зниження втрат — 6,2 тис. грн, за мінусом витрат на ТО 45 тис. грн. З урахуванням скорочення збитків від перерв (–168 тис. грн/рік) повний ефект першого року складає 781,3 тис. грн.

9. Фінансово-економічний аналіз підтвердив високу інвестиційну привабливість проєкту.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про охорону праці» № 2694-XII від 14.10.1992 р. (зі змінами).
— URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12> (дата звернення: 01.10.2024).
2. Закон України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13.04.2017 р.
— URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 01.10.2024).
3. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» № 555-IV від 20.02.2003 р.
— URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15> (дата звернення: 01.10.2024).
4. Закон України «Про засади державної кліматичної політики» № 1391-IX від 12.01.2021 р. — URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1391-20> (дата звернення: 01.10.2024).
5. Постанова НКРЕКП № 641 від 27.06.2019 р. «Правила приєднання електроустановок до електричних мереж». — К.: НКРЕКП, 2019. — 96 с.
6. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ): видання сьоме, перероблене і доповнене. — К.: МЕВ України, 2017. — 763 с.
7. НПАОП 40.1-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. — К.: Держнагляд охорони праці, 1998. — 148 с.
8. НПАОП 0.00-1.15-07 Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті. — К.: Держгірпромнагляд України, 2007. — 32 с.
9. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги в системах розподілу електроенергії загального призначення. — К.: ДП «УкрНДНЦ», 2014. — 31 с.
10. ДСТУ EN 50549-1:2020 Вимоги до генеруючих установок, що підключаються до розподільних мереж. — К.: ДП «УкрНДНЦ», 2020. — 56 с.
11. IEC 60364-7-712:2017 Requirements for special installations or locations — Solar photovoltaic (PV) power supply systems. — Geneva: IEC, 2017. — 28 p.
12. IEC 62109-1:2010 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems. Part 1: General requirements. — Geneva: IEC, 2010. — 135 p.
13. IEC 62305-1,2,3,4:2010 Protection against lightning. — Geneva: IEC, 2010.

14. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Захист від блискавки будівель і споруд. — К.: Мінрегіонбуд України, 2008. — 75 с.
15. Жовтянський В. А., Кулик М. М., Стогній Б. С. Стратегічні орієнтири розвитку паливно-енергетичного комплексу України / В. А. Жовтянський та ін. — К.: Академперіодика, 2021. — 382 с.
16. Гелетуха Г. Г., Железна Т. А., Матвеев Ю. Б. Відновлювана енергетика в Україні: стан та перспективи до 2030 р. // Промислова теплотехніка. — 2023. — Т. 45, № 2. — С. 62–78.
17. Праховник А. В. Мала енергетика: монографія / А. В. Праховник. — К.: ІЕД НАНУ, 2018. — 463 с.
18. Кириленко О. В., Блінов І. В. Розвиток Smart Grid в Україні: технічні та економічні аспекти. — К.: ІЕД НАНУ, 2019. — 342 с.
19. Кулик М. М. Методологія та моделі оцінки ефективності розвитку електроенергетичних систем / М. М. Кулик. — К.: ІЕД НАНУ, 2015. — 176 с.
20. Стогній Б. С., Кириленко О. В., Денисюк С. П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Технічна електродинаміка. — 2012. — № 5. — С. 44–50.
21. Манойленко О. В. Системи управління якістю електроенергії: навч. посіб. — К.: НТУУ «КПІ», 2020. — 188 с.