

MR-5765

62.31

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Проектування сонячної електричної станції з аналізом причин деградації
фотоелектричних модулів»

Виконала: студентка 2-го курсу
магістерського рівня, групи ЕС-22мз
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Головко Т.І.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС

Сікорська О.В.
(прізвище та ініціали)

«07» червня 2024 р.

Опонент: Док. каф. ЕССЕМ, доцент, к.т.н.

Куртіна М.В.
(прізвище та ініціали)

«10» червня 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В.О.

(прізвище та ініціали)

«06» 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ – 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електротехніки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

«18» 03 2024 р

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

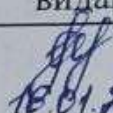
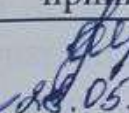
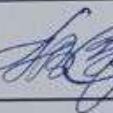
Головко Тетяні Іванівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи : Проектування сонячної електричної станції з аналізом причин деградації фотоелектричних модулів

1. Керівник роботи к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС Сікорська О.В.
затверджена наказом вищого навчально закладу від від 11.03.2024 року № 81
2. Термін подання студентом 28 травня 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.
Посилання на періодичні видання.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1.Проектування сонячної електричної станції. 2.Розрахунок вибору обладнання РП-10 кВ сонячної електричної станції. 3. Розрахунок сонячної електричної станції. 4. Аналіз причин деградації фотоелектричних модулів. 5. Дослідження роботи фотоелектричних модулів. 6.Економічна частина. 7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.; Висновки. Список використаних джерел. Додатки
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Проектування сонячної електричної станції. 2. Однолінійна схема нормального режиму СЕС. 3. Розрахунок сонячної електричної станції за допомогою програмного комплексу PVsyst. 4. Підбір параметрів для PVsyst та симуляція роботи СЕС. 5. Причини деградації сонячних модулів. 6. Фактори, які впливають на швидкість деградації та методи запобігання деградації ФЕМ. 7. Типи деградації сонячного модуля. 8. Дослідження роботи фотоелектричних модулів.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС Сікорська О.В.	 16.01.24	 28.05.24
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В. д.пед.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н.В. к.т.н., доц., доцент кафедри ЕЕС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Вступ. Опрацювання літературних джерел	17.01.24	20.01.24	вик.
2	Проектування сонячної електричної станції	21.01.24	10.02.24	вик.
3	Розрахунок вибору обладнання РП-10 кВ сонячної електричної станції	11.02.24	01.03.24	вик.
4	Розрахунок сонячної електричної станції	02.03.24	22.03.24	вик.
5	Аналіз причин деградації фотоелектричних модулів	23.03.24	15.04.24	вик.
6	Дослідження роботи фотоелектричних модулів	16.04.24	25.04.24	вик.
7	Охорона праці та безпека	26.04.24	01.05.24	вик.
8	Економічна частина	02.05.24	12.05.24	вик.
9	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24	вик.
10	Оформлення презентації	22.05.24	24.05.24	вик.
11	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	25.05.24	28.05.24	вик.
12	Опонування МКР	29.05.24	02.06.24	вик.
	Захист МКР	Згідно графіку захистів		вик.

Студент

підпис

Головко Т.І.

Керівник

підпис

Сікорська О.В.

АНОТАЦІЯ

Головко Тетяна Іванівна «Проектування сонячної електричної станції з аналізом причин деградації фотоелектричних модулів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Вінниця: ВНТУ. -2024. - 113 с

На укр. мові. Бібліогр.: 25 назв; рис.: 27; табл.: 28.

У магістерській кваліфікаційній роботі було передбачено розробку конкретних рішень щодо створення об'єкта будівництва – Сонячна електрична станція, яка працює на основі сонячної енергії, має потужність 9 МВт. Проектована сонячна електростанція розроблена для виробництва електроенергії. Проведений вибір та розрахунок обладнання РП-10 кВ. Зроблений розрахунок генерації за рік в програмному комплексі PVsyst. Проведений аналіз причин деградації фотоелектричних модулів та розглянуті методи запобігання деградації також розглянуті фактори які впливають на швидкість деградації фотоелектричних модулів. Проведений аналіз роботи фотоелектричних модулів діагностики методом тепловізійного обстеження шляхом вимірювання вольт-амперних характеристик.

Розділ охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях присвячений дослідженню умов праці проектувальників СЕС. Перераховано шкідливі виробничі та фізичні фактори, які впливають на працівників (а саме : мікроклімат (температура, вологість); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил)). Приведені технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання, також технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії. Також проведені оцінки стійкості роботи сонячної електричної станції до дії іонізуючих випромінювань, були визначено, що елементи СЕС стійкі. Було проведено дослідження стійкості роботи сонячної електричної станції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

В економічній частині виконано кошторисний розрахунок виїзду бригади для проведення планових діагностик СЕС та проведений розрахунок заробітної плати для постійних працівників на СЕС (інженери). Досліджена стійкість роботи сонячної електричної станції в умовах дії іонізуючих випромінювань. Досліджена стійкість роботи СЕС в умовах впливу електромагнітного імпульсу.

Ключові слова: фотоелектрична станція, стандартні умови вимірювання, тепловізійний контроль, деградація фотоелектричних модулів.

ABSTRACT

Holovko Tetiana Ivanivna 'Design of a solar power plant with analysis of the causes of degradation of photovoltaic modules'. Master's qualification work in the speciality 141 «Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics.» - Vinnytsia: VNTU. -2024. – 113 pp.

In Ukrainian. Bibliography: 25 titles; Figures: 27; Table: 28.

The master's qualification work envisaged the development of specific solutions for the creation of a construction object - a solar power plant operating on the basis of solar energy with a capacity of 9 MW. The designed solar power plant is designed to generate electricity. The selection and calculation of the equipment of the 10 kV switchgear was carried out. The generation for the year was calculated in the PVsyst software package. An analysis of the causes of degradation of photovoltaic modules and methods of preventing degradation are carried out, as well as factors that affect the rate of degradation of photovoltaic modules. The analysis of the operation of photovoltaic modules is carried out by the method of thermal imaging inspection by measuring the volt-ampere characteristics.

The section on occupational health and safety in emergency situations is devoted to the study of the working conditions of SPP designers. The harmful industrial and physical factors affecting workers are listed. Technical solutions for the safe operation of equipment are presented. The solar power plant's sustainability to ionising radiation was also assessed, and it was determined that the solar power plant elements are stable, so no additional measures are required. A study was conducted on the sustainability of the solar power plant in the face of emergency threats.

In the economic part, the study estimates the cost of a team's departure for scheduled diagnostics of a solar power plant and calculates the salary for permanent employees at the solar power plant (engineers). The stability of the solar power plant operation in the conditions of ionising radiation was investigated. The stability of the solar power plant under the influence of electromagnetic pulse was investigated.

Keywords: photovoltaic power plant, standard measurement conditions, thermal imaging control, degradation of photovoltaic modules.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
1. ПРОЄКТУВАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ	10
1.1. Характеристика об'єкта та його склад.....	10
1.2. Електротехнічне обладнання	12
2. РОЗРАХУНОК ВИБОРУ ОБЛАДНАННЯ РП-10 кВ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ.....	17
2.1. Вибір вимикачів 10 кВ.....	17
2.2. Вибір роз'єднувачів (ввідні та лінійні комірки РП-10 кВ)	21
2.3. Комірка ТН – 10 кВ.....	24
2.4. Вибір трансформаторів струму	26
2.5. Ввідна комірка №01 РП-10 кВ	26
2.6. Лінійні комірки №03-06 РП-10 кВ.....	28
2.7. Вибір трансформатора напруги	30
2.8. Вибір високовольтного нелінійного обмежувача перенапруг 10 кВ ...	31
2.9. Розрахунок втрат напруги в лініях	34
2.10. Вибір кабельно-провідникової продукції	35
2.11. Визначення фактору навантаження	36
2.12. Перевірка вибраного перерізу кабелів типу АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25) та АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25)	38
2.13. Вибір перерізу робочої жили кабелів	39
2.14. Перевірка термічної стійкості зворотної жили кабелю	42
2.15. Компенсація реактивної потужності	43
2.15. Розрахунок орієнтовного річного виробітку електроенергії.....	43
3. РОЗРАХУНОК СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ	45
3.1. Опис типу сонячної електричної станції	45
3.2 Розрахунок кількості фотоелектричних модулів	47
3.3 Підбір параметрів СЕС	48
3.4 Симуляція роботи СЕС.....	50
4. АНАЛІЗ ПРИЧИН ДЕГРАДАЦІЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ МОДУЛІВ....	52
4.1. Загальна інформація про деградацію фотоелектричних модулів	52
4.2. Структура та робота фотоелектричних елементів	53
4.3 Причини деградації фотоелектричних модулів	58
4.4 Деградація фотоелектричного модуля.....	66
4.5 Порівняння сонячних панелей	76
4.6 Методи запобігання деградації фотоелектричних модулів	80
4.7 Фактори, які впливають на швидкість деградації фотоелектричних модулів	81

5. ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ МОДУЛІВ	86
6. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	93
6.1 Кошторисний розрахунок заробітної плати	93
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	97
7.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	97
7.1.1 Вимоги електробезпеки до приміщень з комп'ютерами	97
7.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	102
7.2.1 Мікроклімат	102
7.2.2 Склад повітря робочої зони.....	103
7.2.3 Виробниче освітлення	103
7.2.4 Виробничий шум	105
7.2.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи сонячної електричної станції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.	108
7.2.6 Дослідження стійкості роботи сонячної електричної станції в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	109
7.2.7 Дослідження стійкості роботи сонячної електричної станції в умовах дії електромагнітного імпульсу	110
ВИСНОВКИ.....	114
ДОДАТКИ.....	119
ДОДАТОК А.....	120
ДОДАТОК Б	121
ДОДАТОК В	124
ДОДАТОК Г	125
ДОДАТОК Ґ	126
ДОДАТОК Д.....	129
ДОДАТОК Е	130
ДОДАТОК Ж1	131
ДОДАТОК Ж2	132
ДОДАТОК З.....	133

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

MEAS	Measurement — Виміряне значення
LID	Світло-індукована деградація
РП	Розподільчий пристрій
ТП	Трансформаторна підстанція
КЗ	Коротке замикання
ЗН	Заземляючі ножі
ТС	Трансформатор струму
ТН	Трансформатор напруги
ОПН	Обмежувач перенапруг
КТП	Комплектна трансформаторна підстанція
ЗРУ	Закрита розподільна установка
PID	Потенційно-індукована деградація
Impp	Струм при максимальній потужності
STC	Стандартні умови вимірювання
Voc	Напруга холостого ходу
Vmpp	Напруга в точці максимальної потужності
Isc	Струм короткого замикання
NOM	Номінальне значення
Diff	Різниця (різниця між виміряною ефективністю та паспортними даними ФЕМ)
FF	Коефіцієнт заповнення (визначається як відношення максимальної потужності сонячного елемента до добутку Voc і Isc)

ВСТУП

Актуальність теми: Сонячна енергія є однією з відновлювальних форм енергії, яка використовується для виробництва електричної або теплової енергії, отримуючи її від сонця. Вона є безкоштовною, постійно поповнюється та доступна, і на відміну від викопного палива її використання не шкодить навколишньому середовищу. Однак сонячна енергія все ще має свої проблеми, які пов'язані з технологічними та економічними викликами.

В останні роки зацікавленість у сонячній енергетиці постійно зростає, оскільки вона ґрунтується виключно на відновлювальних джерелах енергії. За оцінками Statista [1], у 2022 році світ спожив близько 25 500 терават-годин електроенергії, графік показаний на рисунку 1. Однак Національне управління океанічних і атмосферних досліджень повідомило, що 173 000 терават сонячної енергії безперервно падає на нашу планету, що більш ніж у 10 000 разів перевищує загальне світове енергоспоживання. Завдяки використанню сонячної енергії планета має нескінченне джерело відновлюваної енергії, принаймні доти, доки існуватиме сонце.

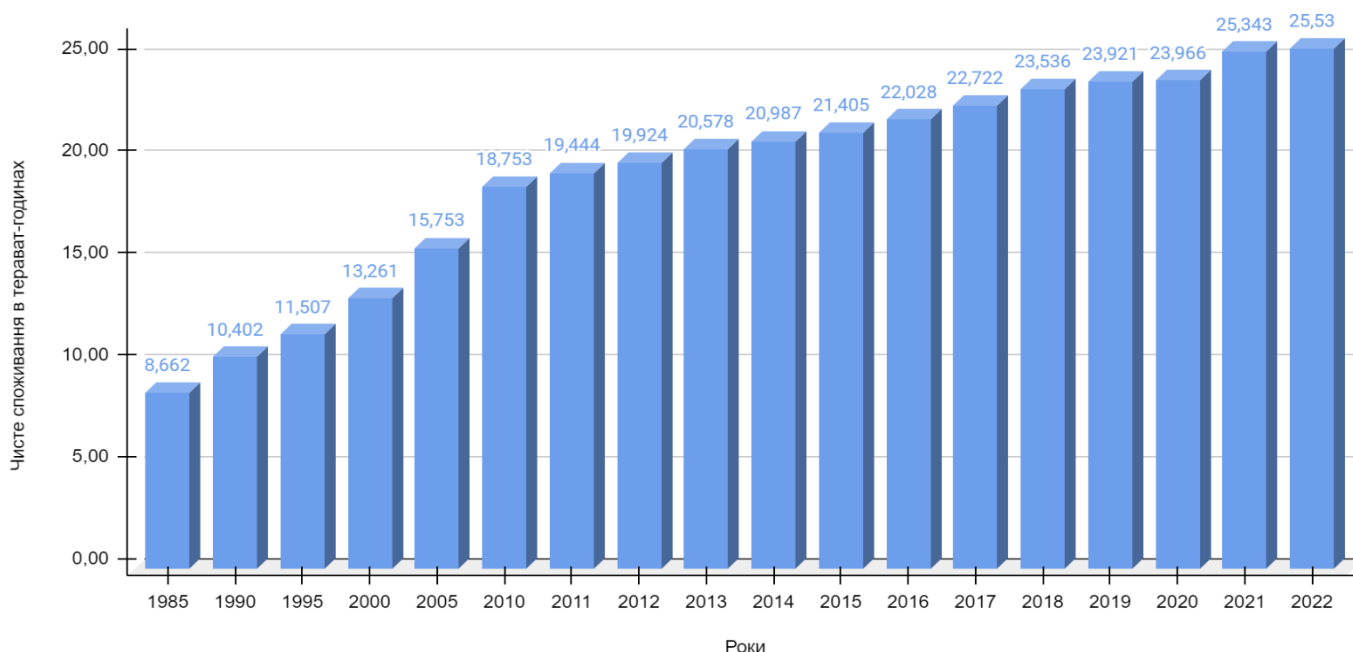


Рисунок 1 - Чисте споживання електроенергії у світі в окремі роки з 1980 по 2022 рік

У 2023 році лише сонячна фотоелектрична енергія забезпечила три чверті приросту потужностей відновлюваної енергетики у всьому світі. Протягом найближчих п'яти років очікується подальший зріст введення потужностей відновлюваної енергетики, з якого рекордних 96% припадатиме на сонячну та вітрову енергетику. Це стає можливим завдяки їхній відносно низькій вартості генерації порівняно з альтернативами на базі викопного палива, а також політиці, що продовжує підтримувати розвиток відновлюваної енергетики.

Прогнозується, що до 2028 року сонячні фотоелектричні та вітрові потужності зростуть більш ніж удвічі порівняно з 2022 роком, постійно б'ючи рекорди протягом прогнозованого періоду і досягнуть майже 710 ГВт. [2]

Зростаючий інтерес до сонячної енергетики зумовлений її численними перевагами:

Зменшення викидів вуглекислого газу — одна з ключових переваг сонячної енергії. Вона є чистим джерелом енергії, яке не вкидає парникових газів, тому є важливим засобом пом'якшення впливу зміни клімату. Сонячні електростанції сприяють зменшенню забруднення повітря та покращують загальну якість повітря [2].

Економія витрат на електроенергію: Використання енергії сонця може суттєво знизити витрати на електроенергію, особливо у довгостроковому плані.

Сталість і відновлюваність: Сонячна енергія є відновлюваною і невичерпною, що забезпечує стабільне енергопостачання.

Енергетична незалежність та безпека. Сонячні електростанції грають важливу роль у забезпеченні енергетичної незалежності шляхом розширення джерел енергії. Завдяки сонячній енергетиці країни та регіони можуть зменшити свою залежність від викопного палива та зменшити геополітичні ризики пов'язані з енергопостачанням. Сонячні електростанції сприяють енергетичній безпеці, використовуючи місцевий та багатий енергетичний ресурс.

Створення робочих місць та економічне зростання. Сонячна енергетика має потенціал для створення значної кількості робочих місць на різних етапах, таких як виробництво, встановлення, експлуатація та обслуговування сонячних

електростанцій. Сонячні електростанції можуть стимулювати місцеву економіку, залучати інвестиції та сприяти розвитку сектору чистої енергетики.

Масштабованість і модульна конструкція: Сонячні електростанції можуть бути побудовані в різних масштабах, починаючи від невеликих житлових установок і закінчуючи великими проєктами. Масштабність дозволяє адаптувати сонячну енергетику до різних енергетичних потреб, від живлення окремих будинків до постачання електроенергії цілим громадам.

Позамережеві енергетичні рішення: Сонячні електростанції, у поєднанні з системами зберігання енергії можуть забезпечувати електроенергією віддалені райони або регіони з обмеженим доступом до електромережі. Позамережеві сонячні установки можуть вирішити енергетичні потреби сільських громад, покращуючи їхні умови життя.

Сонячна енергія є чистим та екологічним джерелом, має потенціал допомогти зменшити глобальний вуглецевий слід та пом'якшити наслідки зміни клімату. Завдяки цим позитивним аспектам, попит на сонячну енергетику зростає в геометричній прогресії.

СЕС використовують енергію сонця для виробництва електроенергії у промислових масштабах. Ці електростанції використовують фотоелектричні технології або системи концентрованої сонячної енергії для перетворення сонячного світла в електричну енергію.

Проектування сонячної електростанції включає в себе кілька ключових етапів для забезпечення її ефективності та результативності. Ось загальна схема процесу [3]:

- **Техніко-економічне обґрунтування.** Врахування наявності вільних земельних ділянок, потенціал сонячних ресурсів, можливість підключення до електромережі, вплив на навколишнє середовище та регуляторні вимоги.

- **Вибір майданчика.** Визначення відповідного місця для сонячної електростанції на основі таких факторів, як сонячне випромінювання, топографія, наявність землі, близькість до інфраструктури передачі електроенергії та екологічні міркування.

- **Оцінка сонячних ресурсів.** Проведення детальної оцінки сонячних ресурсів, щоб визначити потенціал сонячної енергії на обраній ділянці. Це включає аналіз історичних даних про погоду, рівень сонячної радіації та аналіз затінення.

- **Визначення розміру системи.** Визначення потужності сонячної електростанції на основі попиту на енергію або цільового призначення проєкту. Врахування таких факторів, як споживання електроенергії, піковий попит і конкретні вимоги проєкту.

- **Вибір технології.** Вибір відповідної сонячної технології для електростанції, наприклад, фотоелектричні (PV) або концентровані сонячні системи (CSP). Розгляд ефективності, вартості, надійності і придатності кожної технології для конкретного проєкту.

- **Планування та проєктування сонячної електростанції.** Розробка детального проєкту і плану розташування сонячної електростанції. Розміщення сонячних панелей або дзеркал, визначення кутів нахилу та орієнтації, а також оптимізація розташування для максимального виробництва енергії.

- **Електротехнічний проєкт.** Створення електротехнічного проєкту, який включає конфігурацію сонячних панелей, електропроводку, сонячні кабелі, інвертори, трансформатори та інші компоненти.

- **Взаємозв'язок та інтеграція з електромережею.** Визначення найкращого підходу для підключення сонячної електростанції до електромережі.

- **Будівельне та структурне проєктування.** Розробка плану будівельного та структурного проєктування сонячної електростанції, включаючи фундаменти, монтажні конструкції та системи підтримки. Врахування таких факторів, як вітрові навантаження, сейсмічна активність та умови навколишнього середовища.

- **Оцінка впливу на навколишнє середовище.** Оцінка потенційного впливу сонячної електростанції на навколишнє середовище, включаючи землекористування, споживання води та вплив на місцеву флору і фауну.

Впровадження заходів з пом'якшення наслідків для мінімізації будь-яких несприятливих впливів.

- **Економіка проєкту.** Проведення фінансового аналізу для оцінки економічної життєздатності сонячної електростанції. Розгляд капітальних витрат, операційних витрат, генерування доходів, стимули та рентабельність інвестицій.

- **Будівництво та введення в експлуатацію.** Виконання будівельного етапу, забезпечивши дотримання проєктних планів і стандартів безпеки. Встановлення сонячних панелей, електричних компонентів та іншої необхідної інфраструктури. Введення станції в експлуатацію та проведення ретельного тестування для забезпечення її належного функціонування.

- **Експлуатація та обслуговування.** Розробка комплексного плану експлуатації та обслуговування сонячної електростанції. Це включає регулярні перевірки, очищення панелей, технічне обслуговування обладнання, моніторинг продуктивності та усунення несправностей.

- **Моніторинг та аналіз продуктивності.** Впровадження системи моніторингу для безперервного відстеження продуктивності сонячної електростанції. Аналіз зібраних даних, щоб виявляти та вирішувати будь-які проблеми та оперативно оптимізувати виробництво енергії.

Сонячна фотоелектрична система – це чудовий спосіб використання легкодоступної екологічно чистої енергії сонця. Її конструкція та монтаж надійні, що робить її підходящою для малих, середніх та великих енергетичних потреб. Такі системи зробили енергію сонця доступною практично в будь-якій точці світу [2].

Мета і задачі дослідження: Метою дослідження є проєктування сонячної електричної станції з аналізом причин деградації фотоелектричних модулів.

1. ПРОЄКТУВАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

1.1. Характеристика об'єкта та його склад

У магістерській роботі передбачено розробку конкретних рішень щодо створення об'єкта будівництва – Сонячна електрична станція (СЕС), яка працює на основі сонячної енергії, має потужність 9 МВт.

Проектowana сонячна електростанція розроблена для виробництва електроенергії, перетворюючи енергію сонячного випромінювання безпосередньо на електричну енергію за допомогою фотогальванічних напівпровідникових полікристалічних модулів (панелей). Загальна кількість фотогальванічних панелей проєктованої електростанції складає 40 238 шт. з одиничною потужністю 270 Вт., виробництва компанії TALE SUN.

Електрична потужність, отримана з фотогальванічних панелей за допомогою системи збору, подається по радіальній мережі до ящиків з'єднань (ЯЗ) з постійною напругою до 1000 В. Загальна к-сть ЯЗ дорівнює 144 штуки (з них 43 шт. на 12 приєднань, 101 шт. на 13 приєднань).

Ящики з'єднань запроектовано висотою – 884 мм, шириною – 528 мм та глибиною – 245 мм, які встановлювати на пластикові основи. Від ЯЗ потужність постійної напруги збирається в централізовані інвертори, по вісім ЯЗ в кожний.

Таблиця 1.1.1 Містить техніко-економічні показники.

Табл. 1.1.1 - Техніко-економічні показники

№ п/п	Назва показника	Значення
1	К-сть фотогальванічних панелей типу TP660P P=270 Вт виробництва компанії TALE SUN;	40238
2	К-сть ЯЗ для паралельного з'єднання блоків фотогальванічних панелей, шт.: 12-ть блоків панелей; 13-ть блоків панелей.	43 101
3	К-сть інверторних станцій типу PVIS.1000 в складі: двох інверторів типу GSL0500 500 кВА та силового трансформатора 0,315/10 кВ потужністю 1250 кВА:	9
4	Номінальна потужність електростанції, кВт:	9 МВт

Додатково на станції повинен зберігатись аварійний резерв обладнання в наступному обсязі: – фотогальванічні панелі TP660P–403 шт.

Проектом буде розглядатись встановлення дев'яти інверторних станцій потужністю 1000 кВА.

У таблиці 1.1.2 наведено електротехнічне обладнання яким комплектуються інверторні станції в залежності від потужності.

Таблиця 1.1.2 - Електротехнічне обладнання

№ п/п	Назва обладнання	Кількість
1. Інверторна станція типу PVIS.1000		
1.1.	Централізований інвертор типу GSL0500, шт.;	2
1.2.	Силовий двохобмотковий трансформатор потужністю 1250 кВА 0,315/10 кВ, шт.	1
1.3.	Комірки 10 кВ, компл.	1

Інверторна станція типу PVIS.1000 - це автономна система сонячного енергопостачання, що використовується для перетворення сонячної енергії в електричну. Вона складається з наступних компонентів:

Сонячні панелі: Перетворюють сонячне світло в постійний струм (DC).

Інвертор: Перетворює DC від сонячних панелей в змінний струм (AC), який використовується в побуті.

Акумуляторна батарея: Зберігає надлишки енергії, виробленої сонячними панелями, для використання вночі або коли сонячного світла недостатньо.

Контролер заряду: Забезпечує безпечне та ефективне заряджання акумуляторної батареї.

Таким чином, централізовані інвертори здійснюють перетворення постійної напруги, що генерується сонячними панелями на змінну.

Силовий трансформатор використовується для підвищення рівня напруги до 10 кВ.

Збір потужності від інверторних станцій здійснюється за допомогою радіально-магістральних кабельних ліній 10 кВ, які підключаються до розподільчого пристрою РП-10 кВ.

1.2. Електротехнічне обладнання

Фотоелектричні модулі – це безперечно найважливіший компонент сонячної енергетичної системи. Вони виконують перетворення електромагнітної енергії сонячної радіації безпосередньо в постійний струм.

Ринок фотоелектричних модулів постійно розвивається, завдяки чому доступні модулі різних технологій, що відкриває широкі можливості для вибору та впровадження в сонячних енергетичних системах.

Полікристалічний кремній (poly-Si), монокристалічний кремній (mono-Si), тонко-плівкові та моно-PERC (пасивний емітер і тильний контакт) є одними з найбільш часто використовуваних модулів. Проте, проводяться постійні дослідження і розробки для підвищення ефективності різних технологій, таких як моно-PERT (пасивний емітер з тильним повністю розсіяним контактом), гетероперехід, квантова точка, перовскіт та інші.

В нашому проєктуванні ми обираємо фотогальванічні панелі TP660P-270 (компанія TALESUN), які виготовлені із полікристалічного кремнію.

Характеристики фотогальванічних панелей, наведено в таблиці 1.2.1

Таблиця 1.2.1 - Характеристики фотогальванічних панелей TP660P-270 (компанія TALESUN)

№	Назва показника	TP660P
1	Пікова потужність, Р _м	270 Вт
2	Струм КЗ, І _к	9,09 А
3	Напруга ХХ (холостого ходу), U _{хх}	38,5 В
4	Напруга в режимі видачі максимальної потужності, U _{мп}	31,3 В
5	Струм в режимі видачі максимальної потужності, І _{мп}	8,63 А
6	Розміри (Д, Ш, Т), мм	1650x992x35
7	Вага	18,5 кг
8	Нормований показник ефективності	16,8 %

Параметри панелей вказані для нормальних умов при сонячній радіації 1000 Вт/м² та температурі панелі 25°C.

Електричні характеристики блоків, які складаються з панелей типу TP660P потужністю 270 Вт від компанії TALESUN: $P_m = 5,94$ кВт, $U_{мп} = 688,6$ В, $I_{мп} = 8,63$ А.

У проєкті передбачено з'єднання панелей у стрінги по 22 шт. Робоча напруга стрінга була визначена з бази даних програмного комплексу PVsyst і складає 619 В при температурі панелей 50 С.

Для перетворення постійної напруги в змінну та підвищення її до рівня 10 кВ запроєктовано встановлення дев'яти інверторних станцій типу PVIS.1000, при цьому номінальна потужність кожної станції складає 1000 кВт. Кожна інверторна станція типу PVIS.1000 складається з двох централізованих інверторів типу GSL0500, кожен з яких має потужність 500 кВт, а також з силового двохобмоткового трансформатора потужністю 1250 кВА при напрузі 0,315 кВ на первинній стороні та 10 кВ на вторинній.

Схема електричних з'єднань інверторних станцій наведено в додатку В.

Основні параметри інвертора типу GSL0500 наведено в таблиці 1.2.2

Таблиця 1.2.2 - Основні параметри інвертора типу GSL0500

Вхідні параметри інвертора GSL0500	
Номінальна потужність, кВт	550
Максимальне значення напруги при постійному струмі, В	1000
Робочий діапазон напруги, В	450-850
Максимальне значення струму, А	1200
Вихідні параметри інвертора GSL0500	
Номінальна активна потужність, кВт	500
Максимальний вихідний змінний струм, А	1007
Значення вихідної напруги, В	315

Діапазон $\cos \varphi$	-0,9 ÷ 0,9
ККД, % (max)	98,7
Допустима частота в мережі, Гц	50 ($\pm 4,5$)
Загальні параметри інвертора GSL0500	
Діапазон робочих температур, °C	-40 ÷ 60
Відносна вологість, %	0 ÷ 95, без конденсації вологи
Клас захисту оболонки	IP21
Розміри (ШхВхГ), мм	1600 x 2000 x 850
Вага, кг	1200

Збір потужності до інверторів від блоків фотогальванічних панелей виконується через ящики з'єднань (ЯЗ). Передбачено встановлення 144 ЯЗ.

Проектом прийняті такі рішення по приєднаннях:

- ТП-1: до входів 1.1.1 – 1.1.8, 1.2.1 – 1.2.6 під'єднати ЯЗ на 13 блоків панелей, а до входів 1.2.7, 1.2.8 під'єднати ЯЗ на 12 блоків панелей;
- ТП-2: до входів 2.1.1 – 2.1.8, 2.2.1-2.2.8 під'єднати ЯЗ на 12 блоків панелей;
- ТП-3: до входів 3.1.1 – 3.1.8, 3.2.1 під'єднати ЯЗ на 13 блоків панелей, а до входів 3.2.2, 3.2.8 під'єднати ЯЗ на 12 блоків панелей;
- ТП-4: до входів 4.1.1 – 4.1.6, 4.2.8 під'єднати ЯЗ на 13 блоків панелей, а до входів 4.1.7 – 4.1.8, 4.2.1 – 4.2.7 під'єднати ЯЗ на 12 блоків панелей;
- ТП-5: до входів 5.1.1 – 5.1.8, 5.2.2 – 5.2.8 під'єднати ЯЗ на 13 блоків панелей, а до входів 5.2.1 під'єднати ЯЗ на 12 блоків панелей;
- ТП-6: до входів 6.1.1 – 6.1.2, 6.2.5 – 6.2.7 під'єднати ЯЗ на 12 блоків панелей, а до входів 6.1.3 – 6.1.8, 6.2.1 – 6.2.4, 6.2.8 під'єднати ЯЗ на 13 блоків панелей;
- ТП-7: до входів 7.1.1 – 7.1.8, 7.2.1 – 7.2.8 під'єднати ЯЗ на 13 блоків панелей;

- ТП-8: до входів 8.1.1 – 8.1.8, 8.2.1 – 8.2.8 під'єднати ЯЗ на 13 блоків панелей;

- ТП-9: до входів 9.1.1 – 9.1.8, 9.2.1, 9.2.2, 9.2.7, 9.2.8 під'єднати ЯЗ на 13 блоків панелей, а до входів 9.2.3 – 9.2.6 під'єднати ЯЗ на 12 блоків панелей;

Ящики з'єднань складаються (згідно к-сті блоків):

- чотиріполюсним автоматичним вимикачем з $U_n=1000$ В, $I_n=250$ А – 1шт. (ввід);

- запобіжником зі струмом плавкої вставки 12 А в кількості:

24 компл. ("+" та "-" кожного з блоків) – для 12 блоків;

26 компл. ("+" та "-" кожного з блоків) – для 13 блоків;

- захисним апаратом від грозових перенапруг.

Схеми електричних з'єднань ЯЗ на 12 та 13 приєднань наведено в додатку Г

Для передачі потужності із проєктних інверторних станцій заплановано будівництво РП-10 кВ, яке базується на комірках КСО-393. Ці комірки будуть встановлені у швидкокомонтовану модульну будівлю.

Перелік комірок та обладнання наведено в таблиці 1.2.3

Таблиця 1.2.3 - Перелік комірок та обладнання в РП-10 кВ

№ ком.	Призначення комірки	Назва обладнання	Тип обладнання
01	Ввідна (КСО393-17В)	Роз'єднувач триполюсний	РВЗ-10/630-II-УЗ, 630 А, 10 кВ
		Вакуумний вимикач 10 Кв	ВВ/VL-12-25/1000-У2 ($U_n=10$ кВ, $I_{ном.}=1000$ А)
		Трансформатор струму 10 кВ	ТОЛУ-10 600/5 0,5s/0,5/10Р 2,5/5/10 ВА
		Роз'єднувач триполюсний	РВЗ-10/630-II-УЗ, 630 А, 10 кВ
		Обмежувач перенапруги	ОПНп-10/12 ("Промсервіс")
		Обмежувач перенапруги	ТЗЛ-200 60/1, 10Р, 2 ВА, 200 мм
03-06	Лінійна (КСО393-17В)	Роз'єднувач триполюсний	РВЗ-10/630-II-УЗ, 630 А, 10 кВ
		Вакуумний вимикач 10 Кв	ВВ/VL-12-25/1000-У2 ($U_n=10$ кВ, $I_{ном.}=1000$ А)

		Трансформатор струму 10 кВ	ТОЛ-10 200/5 0,5s/10P 5/10 ВА (ТА3К) ТОЛ-10 150/5 0,5s/10P 5/10 ВА (ТА4К, ТА5К, ТА6К)
		Трансформатор струму нульової послідовності	ТЗЛМ-1-2 25/1, 10P, 2 ВА
		Роз'єднувач триполюсний	РВЗ-10/630-II-УЗ, 630 А, 10 кВ
		Обмежувач перенапруги	ОПНп-10/12 ("Промсервіс")
		Розрив забезпечується рухомим контактним з'єднанням	
05	Трансформатор напруги (КСО393-11В)	Трансформатор напруги	НТАМИ-10:V3/0,1:V3/0,1:3,0.5/6P (з вбудованими запобіжниками ПКН-011-10)
		Обмежувач перенапруги	ОПНп-10/12 ("Промсервіс")
		Роз'єднувач триполюсний	РВЗ-10/630-II-УЗ, 630 А, 10 кВ
		Запобіжник	ПКН-011-10
		Розрив забезпечується рухомим контактним з'єднанням	

РП-10 кВ монтується х 3-ох модулів. Розміри (Д х Ш х В) складають 8400 х 3250 х 3300 мм. В проєкті приймаємо однорядне розташування обладнання в РП-10 кВ.

Висновки до розділу

У цьому розділі було розроблено конкретні рішення для створення об'єкта будівництва - фотогальванічної електростанції з потужністю 9 МВт. Проєктована електростанція призначена для виробництва електроенергії за допомогою фотогальванічних модулів, які безпосередньо перетворюють сонячне випромінювання в електричну енергію.

У розділі розглянуто загальні аспекти проєктування, зокрема підключення головної схеми електричних з'єднань фотогальванічної електростанції до зовнішньої мережі ПАТ "Вінницяобленерго". Також наведені характеристики електротехнічного обладнання, зокрема сонячних панелей від компанії TALESUN типу TP660P з потужністю 270 Вт та основні параметри інверторів від компанії KStar типу GSL0500.

2. РОЗРАХУНОК ВИБОРУ ОБЛАДНАННЯ РП-10 кВ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

2.1. Вибір вимикачів 10 кВ

У проєкті передбачається встановлення в РП-10 кВ в якості ввідних та лінійних вимикачів вакуумного триполюсного вимикача 10 кВ типу VL-12P20A06-M2C2T2SA4U0 виробництва компанії Susol.

Аналіз вимикача здійснюємо з врахуванням можливого максимального навантаження – для ввідної комірки РП-10кВ ($S_{ном} = 9000$ кВт) та лінійної комірки РП-10 кВ ($S_{ном} = 3000$ кВт).

Технічні характеристики вимикача приведені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 - Технічні характеристики вакуумного триполюсного вимикача типу VL-12P20A06-M2C2T2SA4U0

Назва параметра	Показник
Номінальна робочі напруга [$U_{ном.в}$] , кВ	10
Найбільша робоча напруга [$U_{max.в}$] ,кВ	12
Номінальний струм [$I_{ном.в}$], А	630
Номінальний струм відключення [$I_{відкл.в}$], кА	20
Номінальний струм к.з, що витримується вимикачем протягом 3с. [$I_{терм.в}$],кА	20
Пікове значення наскрізного струму к.з. [$I_{дин.в}$],кА	50

Перевірка обраного вимикача 6 кВ проводиться за наступними показниками:

Розрахунок проводимо для більшого навантаження.

1. По номінальній напрузі:

$$U_{ном.вим} \geq U_{ном.м} \quad (2.1)$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

2. За найбільшою робочою напругою:

$$U_{max.вим} \geq U_{max.м} \quad (2.2)$$

$$12 \text{ кВ} = 12 \text{ кВ}$$

3. За максимальним робочим струмом:

$$I_{\text{ном.роб}} \geq I_{\text{max.роб}} \quad (2.3)$$

де $I_{\text{max.роб}}$ – максимальний струм в нормальному режимі роботи СЕС:

$$I_{\text{max.роб}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} \quad (2.4)$$

де S_{max} – номінальна потужність ввідної комірки РП-10 кВ, $S_{\text{max}}=9000$ кВт;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга на шинах РП-10 кВ, $U_{\text{ном}}=10$ кВ.

$$I_{\text{max.роб}} = \frac{9000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 577,4 \text{ А}$$

$$630 \text{ А} \geq 577,4 \text{ А}$$

4. По відключаючій здатності:

а) симетричний струм відключення:

$$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{відкл.в}} \quad (2.5)$$

де $I_{\text{п.т}}$ – розрахункова періодична складова струму КЗ,

$$I_{\text{п.т}} = 3,1 \text{ кА};$$

$I_{\text{відкл.в}}$ – номінальний струм відключення вимикача,

$$I_{\text{відкл.в}} = 20 \text{ кА.}$$

$$3,1 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$$

б) можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}, \quad (2.6)$$

де $i_{\text{а.т}}$ – аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів, яка буде розраховуватись за формулою:

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_A}}, \quad (2.7)$$

де $i_{\text{а.ном}}$ – номінальне допустиме значення аперіодичної складової у струмі, що відключається для часу τ , яке розраховується за формулою:

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{відкл.в}}}{100}, \quad (2.8)$$

де $I_{\text{п0}}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ, $I_{\text{пт}}=3,1$ кА;

τ – розрахунковий час від початку КЗ до моменту розходження контактів вимикача, який буде розраховуватись за наступною формулою:

$$\tau = \tau_{\text{зmin}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}, \quad (2.9)$$

де τ_{3min} – мінімальний час дії РЗ, $\tau_{3min}=0,01$ с;

$t_{св}$ – власний час відключення вимикача, $t_{св}=0,004$ с;

T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ для розрахункової точки, $T_a=0,03$ с;

β_H – нормована відносна величина аперіодичної складової струму КЗ, $\beta_H=60\%$;

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,519 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,03}} = 2,28 \text{ кА};$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 60 \cdot 20}{100} = 16,97 \text{ кА};$$

$$2,28 \text{ кА} < 16,97 \text{ кА}.$$

5. По електродинамічній стійкості:

а) по періодичній складовій струму КЗ:

$$I_{П0} \leq I_{відкл.в} \quad (2.10)$$

де $I_{П0}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ,

$$I_{П0}=3,1 \text{ кА};$$

$I_{відкл.в}$ – діюче значення періодичної складової граничного наскрізного струму КЗ, $I_{відкл.в} = 20 \text{ кА}$;

$$3,1 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$$

б) по ударному струмі КЗ:

$$i_{уд} \leq I_{дин.в} \quad (2.11)$$

де $i_{уд}$ – ударний струм КЗ, який розраховується за наступною формулою:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) \quad (2.12)$$

де $I_{дин.в}$ – електродинамічний струм, який вимикач не може витримати.

Відповідно до паспортних даних $I_{дин.в} = 50 \text{ кА}$.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}}\right) = 7,6 \text{ кА};$$

$$7,6 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}$$

6. За термічною стійкістю вимикач перевіряється по тепловому імпульсу струму КЗ:

$$B_K \leq I_{\text{терм.в}}^2 \cdot t_{\text{терм.в}} \quad (2.13)$$

де B_K – тепловий імпульс розрахункового струму КЗ, який визначається за формулою:

$$B_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{терм.в}} + T_a) \quad (2.14)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – сума часу дій РЗ та часу відключення вимикача. В якості тривалості дії ПРЗА при КЗ приймається уставка по часу резервного захисту, яка дорівнює 0,7 с. Повний час відключення вакуумного вимикача складає не більше 0,04 с. Тому $t_{\text{відкл}} = 0,74$ с.

$I_{\text{терм.в}}$ – струм КЗ, який вимикач може витримувати протягом 3 с. (струм термічної стійкості).

Відповідно до паспортних даних $t_{\text{терм.в}} = 20$ кА;

$t_{\text{терм.в}}$ – час протікання струму КЗ.

Відповідно до паспортних даних $t_{\text{терм.в}} = 3$ с.

$$B_K = 3,1^2 \cdot (0,74 + 0,03) = 7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{терм.в}}^2 \cdot t_{\text{терм.в}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результати розрахунків вакуумного вимикача 10 кВ ВВ/VL-12-25/1000-У2 наведено у таблиці 2.2 у порівнянні із паспортними даними вимикача

Таблиця 2.2 - Результати розрахунку вакуумного вимикача 10 кВ ВВ/VL-12-25/1000-У2

Назва параметра	Паспортні дані	Розрахункові дані
Номінальна робоча напруга [$U_{\text{ном.в.}}$], кВ	10	10
Найбільша робоча напруга [$U_{\text{мах.в.}}$], кВ	12	12
Номінальний струм [$I_{\text{ном.в.}}$], А	630	577,4
Номінальний струм відключення [$I_{\text{відкл.в.}}$], кА	20	3,1
Номінальний струм к.з, що витримується вимикачем протягом 3 с [$I_{\text{терм.в.}}$], $I_{\text{терм.в}}^2 \cdot t_{\text{терм.в}}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	7,4
Пікове значення наскрізного струму к.з.[$I_{\text{дин.в.}}$], кА	50	7,6

2.2. Вибір роз'єднувачів (ввідні та лінійні комірки РП-10 кВ)

Так як показники роз'єднувачів, встановлених в ввідній комірці та лінійних комірках РП-10 кВ ідентичні, а розбіжність полягає лише у конструктивному виконанні (в к-сті заземлюючих ножів), перевірку зазначеного проєктного електротехнічного обладнання проводимо з урахуванням можливого максимального навантаження а саме для ввідної комірки РП ($S_{max}=9000$ кВт).

Проєкт передбачає встановлення в якості роз'єднувача ввідної комірки триполюсного роз'єднувача типу РВЗ-10/630-II-УЗ та РВЗ-10/630-III-УЗ; для лінійних комірок встановлюються триполюсний роз'єднувач типу РВЗ-10/630-II-УЗ. Технічні параметри роз'єднувача наведено в таблиці 2.2.1

Таблиця 2.2.1 - Технічні параметри роз'єднувача

Назва параметра	Показник
Номінальний струм $[I_{ном.р}]$, А	630
Номінальна робоча напруга $[U_{max.р}]$, кВ	10
Найбільша робоча напруга $[U_{max.р}]$, кВ	12
Струм термічної стійкості $[I_{тер.р}]$, кА	20
Кількість заземлюючих ножів	2(1) ¹
Час протікання струму термічної стійкості, с:	
- Для головних ножів	3
- Для ЗН	1
Струм динамічної стійкості $[I_{дин.р}]$, кА	52

Значення що наведене у дужках, стосується обладнання, яке встановлюється у комірці ТН РП-10 кВ

1. По номінальній напрузі:

$$U_{ном.роз} \geq U_{ном.м} \quad (2.2.1)$$

$$10 \text{ В} = 10 \text{ кВ}$$

2. За найбільшою робочою напругою:

$$U_{\text{max.роз}} \geq U_{\text{max.м}} \quad (2.2.2)$$

$$12 \text{ кВ} = 12 \text{ кВ}$$

3. За максимальним робочим струмом:

$$I_{\text{ном.роб}} \geq I_{\text{max.роб}} \quad (2.2.3)$$

де $I_{\text{max.роб}}$ – максимальний струм в нормальному режимі роботи СЕС:

$$I_{\text{max.роб}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} \quad (2.2.4)$$

де S_{max} – номінальна потужність ввідної комірки РП-10 кВ, $S_{\text{max}}=9000$ кВт;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга на шинах РП-10 кВ, $U_{\text{ном}}=10$ кВ.

$$I_{\text{max.роб}} = \frac{9000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 577,4 \text{ А}$$

$$630 \text{ А} \geq 577,4 \text{ А}$$

4. За динамічною стійкістю (при протіканні через роз'єднувач ударного струму КЗ)

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.р}} \quad (2.2.5)$$

де $i_{\text{уд}}$ – ударний струм КЗ, який розраховується за наступною формулою:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) \quad (2.2.6)$$

де $I_{\text{п0}}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ,

$$I_{\text{п0}}=3,1 \text{ кА};$$

де $I_{\text{дин.р}}$ – електродинамічний струм, який роз'єднувач може витримати.

Відповідно до паспортних даних $I_{\text{дин.р}} = 52 \text{ кА}$.

T_a - постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ для розрахункової точки, $T_a=0,03\text{с}$;

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,05}{0,03}}\right) = 7,6 \text{ кА};$$

$$7,6 \text{ кА} < 52 \text{ кА}.$$

5. За термічною стійкістю роз'єднувач перевіряється по тепловому імпульсу струму КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{терм.р}}^2 \cdot t_{\text{терм.р}} \quad (2.2.7)$$

де B_k – тепловий імпульс розрахункового струму КЗ, який визначається за формулою:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{терм.р}} + T_a) \quad (2.2.8)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – сума часу дій РЗ та часу відключення вимикача.

В якості тривалості дії ПРЗА при КЗ приймається уставка по часу резервного захисту, яка дорівнює 0,7 с.

Повний час відключення вакуумного вимикача складає не більше 0,04 с. Тому $t_{\text{відкл}} = 0,74$ с.

$I_{\text{терм.в}}$ – струм КЗ, який роз'єднувач може витримувати протягом 3 с. (струм термічної стійкості).

Відповідно до паспортних даних $t_{\text{терм.р}} = 20$ кА;

$t_{\text{терм.в}}$ – час протікання струму КЗ.

Відповідно до паспортних даних $t_{\text{терм.р}} = 3$ с.- для головних ножів, $t_{\text{терм.р}} = 1$ с. для ЗН

Допустимий тепловий імпульс для головних та заземляючих ножів для роз'єднувача РВЗ-10/630-II-УЗ

$$B_k = 3,1^2 \cdot (0,74 + 0,03) = 7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{терм.р}}^2 \cdot t_{\text{терм.р}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{для головних ножів};$$

$$I_{\text{терм.р}}^2 \cdot t_{\text{терм.р}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{для заземляючих ножів};$$

$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результати розрахунків роз'єднувача РВЗ-10/630-II-УЗ наведено у таблиці 3.4 у порівнянні із паспортними даними роз'єднувача.

Таблиця 3.4 - Результати розрахунку роз'єднувача РВЗ-10/630-ІІ-УЗ

Паспортні дані	Розрахункові дані
$U_{ном.м.} = 10 \text{ Кв}$	$U_{ном.м.} = 10 \text{ кВ}$
$U_{ном.р.} = 12 \text{ Кв}$	$U_{ном.р.} = 12 \text{ кВ}$
$I_{ном.р.} = 630 \text{ А}$	$I_{ном.р.} = 577,4 \text{ А}$
$I_{дин.р.} = 52 \text{ Ка}$	$I_{уд} = 7,6$

2.3. Комірка ТН – 10 кВ

Відповідно до п.4.2.24 Глави 4.2 ПУЕ 2017, затвердженої наказом міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 липня 2017 року № 476 [5], проєкт передбачає встановлення в якості роз'єднувача комірок ТН-10 кВ триполюсного роз'єднувача з двома заземлюючими ножами типу РВЗ-10/630-ІІІ-УЗ. Технічні параметри роз'єднувача наведено в таблиці 2.2.1

1. По номінальній напрузі:

$$U_{ном.р} \geq U_{ном.м} \quad (2.3.1)$$

$$10 \text{ В} = 10 \text{ кВ}$$

2. За найбільшою робочою напругою:

$$U_{max.р} \geq U_{max.м} \quad (2.3.2)$$

$$12 \text{ кВ} = 12 \text{ кВ}$$

3. За динамічною стійкістю (при протіканні через роз'єднувач ударного струму КЗ)

$$i_{уд} \leq i_{дин.р} \quad (2.3.3)$$

де $i_{уд}$ – ударний струм КЗ, який розраховується за наступною формулою:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) \quad (2.3.4)$$

де $I_{п0}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ,

$$I_{п\tau} = 3,1 \text{ кА};$$

де $I_{дин.р}$ – електродинамічний струм, який роз'єднувач може витримати.

Відповідно до паспортних даних $I_{дин.р} = 52 \text{ кА}$.

T_a - постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ для розрахункової точки, $T_a=0,03\text{с}$;

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot (1 + e^{-\frac{0,05}{0,03}}) = 7,6 \text{ кА};$$

$$7,6 \text{ кА} < 52 \text{ кА}.$$

4. За термічною стійкістю

Роз'єднувач перевіряється по тепловому імпульсу струму КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{терм.р}}^2 \cdot t_{\text{терм.р}} \quad (2.3.5)$$

де B_k – тепловий імпульс розрахункового струму КЗ, який визначається за формулою:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{терм.р}} + T_a) \quad (2.3.6)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – сума часу дій РЗ та часу відключення вимикача. В якості тривалості дії ПРЗА при КЗ приймається уставка по часу резервного захисту, яка дорівнює 0,7 с. Тому $t_{\text{відкл}} = 0,74 \text{ с}$.

$I_{\text{терм.в}}$ – струм КЗ, який роз'єднувач може витримувати протягом 3 с. (струм термічної стійкості). Відповідно до паспортних даних $t_{\text{терм.р}} = 20 \text{ кА}$;

$t_{\text{терм.в}}$ – час протікання струму КЗ.

Відповідно до паспортних даних $t_{\text{терм.р}} = 3 \text{ с.}$ для головних ножів,
 $t_{\text{терм.р}}=1\text{с.}$ для ЗН

Допустимий тепловий імпульс для головних та заземляючих ножів для роз'єднувача РВЗ-10/630-III-УЗ

$$B_k = 3,1^2 \cdot (0,74 + 0,03) = 7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{терм.р}}^2 \cdot t_{\text{терм.р}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{для головних ножів};$$

$$I_{\text{терм.р}}^2 \cdot t_{\text{терм.р}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{для заземляючих ножів};$$

$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результати розрахунків роз'єднувача РВЗ-10/630-III-УЗ наведено у таблиці 2.3.1 у порівнянні із паспортними даними роз'єднувача

Таблиця 2.3.1 - Результати розрахунку роз'єднувача РВЗ-10/630-III-УЗ

Паспортні дані	Розрахункові дані
U _{ном.м.} =10 КВ	U _{ном.м.} =10 кВ
U _{ном.р.} =12 КВ	U _{ном.р.} =12 кВ
I _{ном.р.} =630 А	I _{ном.р.} =577,4 А
I _{дин.р.} =52 Ка	I _{уд} =20,7

2.4. Вибір трансформаторів струму

Для ввідної комірки №01 РП-10 кВ в якості трансформатора струму 10 кВ, згідно проектних рішень встановлюються ТС типу ТОЛУ-10 600/5 0,5s/0,5/10Р 2,5/5/10 ВА (з приєднаною потужністю S=9000 кВт); для лінійної комірки №03 РП-10 кВ встановлюється ТС типу ТОЛ-10 200/5 0,5s/10Р 5/10 ВА (S=3000 кВт): для лінійних комірок №04, №05, №06, РП-10 кВ встановлюється ТС типу ТОЛ-10 150/5 0,5s/10Р 5/10 ВА (S=2000 кВт).

2.5. Ввідна комірка №01 РП-10 кВ

В зазначеній комірці встановлюється ТС-10 кВ типу ТОЛУ-10 600/5 0,5s/0,5/10Р 2,5/5/10 ВА з наступними технічними характеристиками , які показані в таблиці 2.5.1

Таблиця 2.5.1 - Технічні характеристики ТОЛУ-10 600/5 0,5s/0,5/10Р 2,5/5/10 ВА

Назва параметра	Показник
Номинальна робоча напруга [U _{ном.ТС.}], кВ	10
Найбільша робоча напруга [U _{мах.ТС.}], кВ	12
Номинальний первинний струм [I _{1ном.}], А	600
Номинальний вторинний струм [I _{2ном.}], А	5
Кількість вторинних обмоток :	
- для захисту	1
- для вимірювань	2
Струм термічної стійкості [I _{терм.ТС.}], кА	36
Час протікання струму термічної стійкості, с.	1
Струм динамічної стійкості [I _{дин.ТС.}], кА	90

1. По номінальній напрузі:

$$U_{\text{ном.ТС}} \geq U_{\text{ном.м}} \quad (2.5.1)$$

$$10 \text{ В} = 10 \text{ кВ}$$

2. За найбільшою робочою напругою:

$$U_{\text{max.ТС}} \geq U_{\text{max.м}} \quad (2.5.2)$$

$$12 \text{ кВ} = 12 \text{ кВ}$$

3. За максимальним робочим струмом:

$$I_{\text{ном.роб}} \geq I_{\text{max.роб}} \quad (2.5.3)$$

де $I_{\text{max.роб}}$ – максимальний струм в нормальному режимі роботи СЕС:

$$I_{\text{max.роб}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} \quad (2.5.4)$$

де S_{max} – номінальна потужність ввідної комірки РП-10 кВ, $S_{\text{max}}=9000$ кВт;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга на шинах РП-10 кВ, $U_{\text{ном}}=10$ кВ.

$$I_{\text{max.роб}} = \frac{9000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 577 \text{ А}$$

$$600 \text{ А} \geq 577 \text{ А}$$

4. За електродинамічною стійкістю до струмів КЗ:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.ТС}} \quad (2.5.5)$$

де $i_{\text{уд}}$ – ударний струм КЗ.

$i_{\text{дин.ТС}}$ – електродинамічний струм, який може витримати трансформатор струму.

Згідно із паспортними даними $i_{\text{дин.ТС}} = 90$ кА;

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) \quad (2.5.6)$$

де $I_{\text{п0}}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ,

$$I_{\text{п0}}=3,1 \text{ кА};$$

T_a - постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ для розрахункової точки, $T_a=0,03$ с;

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,05}{0,03}}\right) = 7,6 \text{ кА};$$

$$7,6 \text{ кА} < 90 \text{ кА}.$$

Результати розрахунків ТС ТОЛУ-10 600/5 0,5s/0,5/10P 2,5/5/10 ВА наведено у таблиці 2.5.2 у порівнянні із паспортними даними

Таблиця 2.5.2 - Результати розрахунків ТС ТОЛУ-10 600/5 0,5s/0,5/10P 2,5/5/10

Назва параметра	Паспортні значення	Розрахункові значення
Номінальна робоча напруга [$U_{\text{ном.ТС}}$], КВ	10	10
Найбільша робоча напруга [$U_{\text{мах.ТС}}$], кВ	12	12
Номінальний первинний струм [$I_{\text{1ном}}$], А	600	577
Струм динамічної стійкості [$I_{\text{дин.ТС}}$], Ка	90	7,6

2.6. Лінійні комірки №03-06 РП-10 кВ

Для лінійної комірки проектом встановлюються такі трансформатори: ТОЛ-10 200/5 0,5s/10P 5/10 ВА (ТА3К) та ТОЛ-10 150/5 0,5s/10P 5/10 ВА (ТА4К, ТА5К, ТА6К). Технічні характеристики ТС наведені у таблиці 2.6.1

Таблиця 2.6.1 - Технічні параметри

Назва параметра	ТОЛ-10 200/5 0,5s/10P 5/10 ВА (ТА3К)	ТОЛ-10 150/5 0,5s/10P 5/10 ВА (ТА4К, ТА5К, ТА6К)
Номінальна робоча напруга [$U_{\text{ном.ТС}}$], кВ	10	10
Найбільша робоча напруга [$U_{\text{мах.ТС}}$], кВ	12	12
Номінальний первинний струм [$I_{\text{1ном}}$], А	200	150
Номінальний вторинний струм [$I_{\text{2ном}}$], А	5	5
Кількість вторинних обмоток :		
- для захисту	1	1
- для вимірювань	1	1
Струм термічної стійкості [$I_{\text{терм.ТС}}$], кА	17,5	12,5
Час протікання струму термічної стійкості, с.	3	3
Струм динамічної стійкості [$I_{\text{дин.ТС}}$], Ка	51	31,8

Проведемо розрахунок для первинної обмотки ТС-10 кВ в РП-10 кВ:

1. По номінальній напрузі:

$$U_{\text{ном.ТС}} \geq U_{\text{ном.м}} \quad (2.6.1)$$

$$10 \text{ В} = 10 \text{ кВ}$$

2. За найбільшою робочою напругою:

$$U_{\text{max.ТС}} \geq U_{\text{max.м}} \quad (2.6.2)$$

$$12 \text{ кВ} = 12 \text{ кВ}$$

3. За максимальним робочим струмом:

$$I_{\text{ном.роб}} \geq I_{\text{max.роб}} \quad (2.6.3)$$

де $I_{\text{max.роб}}$ – максимальний струм в нормальному режимі роботи СЕС:

$$I_{\text{max.роб}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} \quad (2.6.4)$$

де S_{max} – номінальна потужність комірки № 03 ($S_{\text{max}} = 3000 \text{ кВт}$); комірок №04 - №06 ($S_{\text{max}} = 2000 \text{ кВт}$)

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга на шинах РП-10 кВ, $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$.

$$I_{\text{max.роб}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 192,5 \text{ А} - \text{комірка № 03}$$

$$I_{\text{max.роб}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 128,3 \text{ А} - \text{комірки №04 - №06}$$

$$200 \text{ А} \geq 192,5 \text{ А}$$

$$150 \text{ А} \geq 128,3 \text{ А}$$

4. За електродинамічною стійкістю до струмів КЗ:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.ТС}} \quad (2.6.5)$$

де $i_{\text{уд}}$ – ударний струм КЗ.

$i_{\text{дин.ТС}}$ – електродинамічний струм, який може витримати трансформатор струму.

Згідно із паспортними даними $i_{\text{дин.ТС}} = 51 \text{ кА}$ для ТОЛ-10 200/5 0,5с/10Р 5/10 ВА (ТАЗК); $i_{\text{дин.ТС}} = 31,8 \text{ кА}$ для ТОЛ-10 150/5 0,5с/10Р 5/10 ВА (ТА4К, ТА5К, ТА6К)

Ударний струм КЗ визначається за формулою:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) \quad (2.6.6)$$

де $I_{п0}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ, $I_{п0}=3,1$ кА;

T_a - постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ для розрахункової точки, $T_a=0,03$ с;

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,05}{0,03}}\right) = 7,6 \text{ кА};$$

$$7,6 \text{ кА} < 51 \text{ кА}.$$

$$7,6 \text{ кА} < 31,8 \text{ кА}$$

Результати розрахунків ТС наведено у таблиці 2.6.2 у порівнянні із паспортними даними

Таблиця 2.6.2 - Результати розрахунків ТС

Паспортні дані		Розрахункові дані	
ТОЛ-10 150/5	ТОЛ-10 200/5	ТОЛ-10 150/5	ТОЛ-10 200/5
$U_{ном.м} = 10$ кВ		$U_{ном.м} = 10$ кВ	
$U_{мах.ТС} = 12$ кВ		$U_{мах.ТС} = 12$ кВ	
$I_{ном.ТС} = 150$ А	$I_{ном.ТС} = 200$ А	$I_{ном.ТС} = 128,3$ А	$I_{ном.ТС} = 192,5$ А
$I_{дин.ТС} = 31,8$ кА	$I_{дин.ТС} = 51$ кА	$I_{уд} = 7,6$ кА	

2.7. Вибір трансформатора напруги

Проект передбачає встановлення трансформатора напруги НТАМИ-10:V3/0,1:V3/0,1:3, 0.5/6P (з вбудованими запобіжниками ПКН-011-10).

Технічні дані показані у таблиці 2.7.1

Таблиця 2.7.1 - Технічні дані НТАМИ-10:V3/0,1:V3/0,1:3, 0.5/6P (з вбудованими запобіжниками ПКН-011-10)

Назва параметра	Показник
Номінальна робоча напруга [$U_{ном.ТС}$], Кв	10
Найбільша робоча напруга [$U_{мах.ТС}$], Кв	12
Номінальна частота, Гц	50
Напруга основної вторинної обмотки, В	100
Напруга додаткової вторинної обмотки, В	100
Клас точності	0,5/6P

Перевірка трансформатора напруги 10 кВ:

1. По номінальній напрузі:

$$U_{\text{ном.ТН}} \geq U_{\text{ном.м}} \quad (2.7.1)$$

$$10 \text{ В} = 10 \text{ кВ}$$

2. По найвищій напрузі обладнання:

$$U_{\text{max.ТН}} \geq U_{\text{max.м}} \quad (2.7.2)$$

$$12 \text{ кВ} = 12 \text{ кВ}$$

Результати розрахунку приведені у таблиці 2.7.2

Таблиця 2.7.2 - Результати розрахунку трансформатора напруги НТАМИ-10:V3/0,1:V3/0,1:3, 0.5/6P

Назва параметра	Паспортні дані	Розрахункові дані
Номінальна робоча напруга [$U_{\text{ном.ТН.}}$], Кв	10	10
Найбільша робоча напруга [$U_{\text{max.ТН.}}$], Кв	12	12

2.8. Вибір високовольтного нелінійного обмежувача перенапруг 10 кВ

Проект передбачає встановлення в якості ОПНп-10 кВ ввідної та лінійних комірок та комірки трансформатора напруги обмежувачів перенапруг типу ОПНп-10/12.

Технічні характеристики наведено в таблиці 2.8.1

Таблиця 2.8.1 - Технічні характеристики ОПНп-10/12

Назва параметра	Значення
Найбільша тривало допустима робоча напруга [$U_{\text{нр.опн}}$], кВ	10
Номінальна напруга [$U_{\text{ном.опн}}$], Кв	12
Струм спрацювання противибухового пристрою ОПН [$I_{\text{зах.опн}}$], кА	10
Залишкова напруга при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс, кВ, не більше ніж: - з амплітудою 5Ка	36
Залишкова напруга при комутаційному імпульсі струму 30/60 мкс, кВ, не більше ніж: - з амплітудою 500 А	31
Клас розряду лінії	2

Аналіз обраного обмежувача перенапруг 10 кВ проводиться відповідно до СОУ Н ЕЕ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанови щодо вибору та застосування у розподільчих установках" [5]:

а) Проводиться визначення найбільшої тривало допустимої робочої напруги $U_{\text{нр опн}}$ і номінальної напруги $U_{\text{ном опн}}$

Найбільша тривало допустима робоча напруга $U_{\text{нр опн}}$ приймається не меншою за найбільшу тривало допустиму робочу напругу на шинах, яка згідно з ГОСТ 1516.3-96 [6] становить $U_{\text{нр опн}} = 12$ кВ:

$$U_{\text{ном опн}} \geq U_{\text{ном опн}} \quad (2.8.1)$$

$$12 \text{ кВ} = 12 \text{ кВ}$$

б) Проводиться вибір енергоємності ОПН

Враховуючи відсутність специфічних умов, за яких в обмежувачах може виділятися значна енергія, приймається клас розряду лінії – 2.

в) Проводиться визначення залишкових перенапруг ОПН при нормальних імпульсах струмів

Розрахункові залишкові напруги при комутаційних і грозових перенапругах $U_{\text{залг}}$ визначаються при нормованих імпульсних струмах. Для грозових перенапруг таким струмом є номінальний розрядний струм $I_{\text{н}}$ з формою хвилі 8/20 мкс, який становить $I_{\text{н}} = 5$ кА. При комутаційних перенапругах для ОПН 10 кВ залишкову напругу $U_{\text{залг}}$ прийнято визначати при нормованому струмі $I_{\text{норм.к}} = 500$ А з формою хвилі 30/60 мкс.

Розрахункові значення залишкових напруг на ОПН з деяким наближенням визначаємо як:

$$U_{\text{зал.к}} = \sqrt{2} \cdot U_{\text{нр}} \cdot K_{30/60} \quad (2.8.2)$$

$$U_{\text{зал.к}} = \sqrt{2} \cdot U_{\text{нр}} \cdot K_{8/20} \quad (2.8.3)$$

де $K_{30/60}$ та $K_{8/20}$ – коефіцієнти « типових кратностей », які визначаються як відношення залишкових напруг на ОПН до найбільшої тривало допустимої робочої напруги ($K_{30/60} = 1,75$; $K_{8/20} = 2,1$);

$$U_{\text{зал.к}} = \sqrt{2} \cdot 12 \cdot 1,75 = 29,7 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{зал.к}} = \sqrt{2} \cdot 12 \cdot 2,1 = 35,6 \text{ кВ}$$

$$29,7 \approx 31$$

$$35,6 \approx 36$$

г) Проводиться вибір ОПН за умови вибухонебезпеки

Струм захисної стійкості ОПН визначається за формулою:

$$I_{\text{зах.опн}} > I_{\text{мах.зах}} \quad (2.8.4)$$

$I_{\text{зах.опн}}$ – максимальне значення струму, який здатний витримати ОПН без будь якого пошкодження;

$I_{\text{мах.зах}}$ – максимальне значення струму КЗ з урахуванням коефіцієнта запасу, який визначається за формулою:

$$I_{\text{мах.зах}} = k_3 \cdot I_{\text{кз}} \quad (2.8.5)$$

де $I_{\text{кз}}$ – максимальне значення струму КЗ на шинах 10 кВ, $I_{\text{кз}} = 3,1 \text{ кА}$

k_3 – коефіцієнт запасу, $k_3 = 1,1$

$$I_{\text{мах.зах}} = 1,1 \cdot 3,1 = 3,41 \text{ кА}$$

$$10 \text{ кА} > 3,41 \text{ кА}$$

Результати розрахунків перевірки обраних нелінійних обмежувачів перенапруги 10 кВ наведені в таблиці 2.8.2

Таблиця 2.8.2 - Розрахунки перевірки обраних нелінійних обмежувачів перенапруги

Паспортні значення	Розрахункові значення
$U_{\text{нр.опн}} = 12 \text{ КВ}$	$U_{\text{нр.опн}} = 12 \text{ кВ}$
$U_{\text{зал.гр}} = 36 \text{ КВ}$	$U_{\text{зал.гр}} = 35,6 \text{ кВ}$
$U_{\text{зал.к}} = 31 \text{ КВ}$	$U_{\text{зал.к}} = 29,7 \text{ кВ}$
$I_{\text{зах}} = 10 \text{ Ка}$	$I_{\text{зах}} = 3,41 \text{ кА}$

2.9. Розрахунок втрат напруги в лініях

Втрати напруги в лінії електричної мережі визначаються за формулою :

$$\Delta U = I \cdot R \quad (2.9.1)$$

де I – струм у фазі , А

$$I = P/U \text{ для постійного струму} \quad (2.9.2)$$

$$I = P/(\sqrt{3} \cdot U) \text{ – для змінного струму} \quad (2.9.3)$$

R – опір фази (або кола «+/-»):

$$R = R_0 \cdot l \quad (2.9.4)$$

де R_0 – питомий опір фазного провідника, Ом/км;

l – довжина лінії , км.

Найдовша лінія сонячного кабелю PV ZZ 1х6 проходить між блоком фотогальванічних панелей Б5.1.8.11 та Б5.1.8.12 та ящиком з'єднань ЯЗ5.1.8 та складає 118 м.

Втрати напруги в лінії на ділянці « блок фотогальванічних панелей – ящик з'єднань » розраховуються наступним чином:

$$\Delta R_{\text{Б-ЯЗ.}} = R_{0PVZZ} \cdot l_{\text{Б-ЯЗ.}} = 2 \cdot 3,39 \text{ Ом/км} \cdot 0,118 \text{ км} = 0,8 \text{ Ом}$$

Струм I на даній ділянці згідно з характеристиками фотогальванічної панелі складає:

$$I_{\text{Б-ЯЗ}} = 8,63 \text{ А}$$

Відповідно до вищенаведеної формули втрати напруги на ділянці , що розглядається будуть складати:

$$\Delta U_{\text{Б-ЯЗ.}} = I_{\text{Б-ЯЗ}} \cdot R_{\text{Б-ЯЗ.}} = 8,63 \cdot 0,8 = 6,9 \text{ В}$$

або

$$\Delta U_{\% \text{Б-ЯЗ.}} = \frac{\Delta U_{\text{Б-ЯЗ.}}}{U_{\text{ф}}} \cdot 100\% = \frac{6,9}{688,6 \text{ В}} \cdot 100\% = 1\%$$

Найдовша лінія кабелю АВВГ що проходить між ЯЗ та інвертором складає 226 м. (перетин струмопровідної жили 150мм²)

Струм І на даній ділянці для даного ЯЗ на 12 приєднань складає:

$$I_{\text{ЯЗінв}} = 103,56 \text{ А}$$

Втрати напруги в лінії на ділянці « ЯЗ – інвертор » розраховується наступним чином:

$$\Delta R_{\text{ЯЗінв}} = R_{\text{АВВГ}} \cdot I_{\text{ЯЗінв}} = 2 \cdot 0,206 \text{ Ом/км} \cdot 0,226 \text{ км} = 0,093 \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{\% \text{ЯЗінв}} = \frac{\Delta U_{\text{ЯЗінв}}}{U_{\text{ф}}} \cdot 100\% = \frac{9,64}{688,6 \text{ В}} \cdot 100\% = 1,4\%$$

Так як, кабель що прокладається від інвертора до РУ-0,4 кВ силового трансформатора , постачається комплектно з інверторною станцією, втрати напруги в ньому не розраховуються.

Отже, сумарні втрати напруги на найдовшій ділянці «блок фотогальванічних панелей – інвертор» складатимуть:

$$\Delta U_{\%} = \Delta U_{\% \text{Б-ЯЗ}} + \Delta U_{\% \text{ЯЗ-інв}} = 1 + 1,4 = 2,4\%$$

Максимально можливі втрати напруги в лініях від панелей сонячних батарей до інверторної станції не перевищують 2,4 % що є допустимим.

2.10. Вибір кабельно-провідникової продукції

Проектом передбачено організацію наступних кабельних зв'язків:

- між фотогальванічними панелями під час їх послідовного з'єднання у блоки;
- між блоками та ящиками з'єднань;
- між ящиками з'єднань та інверторними станціями;
- між інверторними станціями та РП-10 кВ;
- між РП-10 кВ та КТП власних потреб.

Для послідовного з'єднання фотогальванічних панелей в блоки планується використання кабелів, які постачаються комплектно з панелями.

Приєднання блоків панелей до ящиків з'єднань буде виконано двома мідними кабелями перетином 6 мм² в зовнішній ізоляції, що не розповсюджує

горіння марки TOP SOLAR PV ZZ-F (AS) 1x6 мм² (виробництва Intercable, TF Cable або LAPP Cable).

Приєднання ящиків з'єднань до інверторних станцій буде виконано алюмінієвими кабелями перетином 120 мм² та 150 мм² марки АВВГ.

З метою забезпечення рівня втрат в кабелях змінного струму (від інверторів до межі балансової належності) не більше 2%, переріз струмопровідної жили кабелів вибирається в залежності від довжини лінії.

З'єднання інверторних станцій з РП-10 кВ буде виконано кабелями силовими з алюмінієвими струмопровідними жилами, ізоляцією із зшитого поліетилену, поздовжньою і поперечною герметизацією екрану і посиленою зовнішньою оболонкою з поліетилену типу АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25) та АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25) (виробництва Южкабель або Intercable).

Кабельні зв'язки до 1000 В будуть прокладені вздовж металоконструкцій, на яких встановлюються фотогальванічні панелі, ящики з'єднань, а також в ґрунті у траншеї на глибині 0,7-1,3 м на відстані 0,1 м від стінок траншеї.

Низьковольтний кабель прокласти в двостінних гофрованих поліетиленових трубах з зовнішнім діаметром від 63 до 160 мм.

На початку та в кінці проєктованих КЛ, виконується заземлення екранів однофазних кабелів.

Заземлення здійснюється приєднанням їх до пристрою заземлення ЗРУ-10 кВ до ПС та до пристрою заземлення РП-10 кВ СЕС.

Опір заземлення контуру має не перевищувати 10 Ом у будь-яку пору року. Так, як кабелі прокладаються за схемою "у трикутник" заземлення екранів з обох кінців виконується без транспозиції.

2.11. Визначення фактору навантаження

В разі підземного прокладання кабелю фактор навантаження буде враховувати теплову інерцію землі [7].

Визначимо фактор навантаження для отримання коефіцієнту можливого збільшення навантаження:

$$m = \frac{\sum_i P_i}{24 \cdot P_{max}} \quad (2.11.1)$$

де P_i – потужність, яку видає станція в i -ту годину найбільш продуктивної доби, кВт.

P_{max} – пікова потужність найбільш продуктивної доби, кВт.

Погодинна генерація сонячної електричної станції показана в таблиці 2.11.1

Таблиця 2.11.1 - Погодинна генерація

Значення мВт	Час
-0,0201	2023/07/28 00:01:00
-0,0185	2023/07/28 01:01:00
-0,0188	2023/07/28 02:01:00
-0,0189	2023/07/28 03:01:00
-0,0191	2023/07/28 04:01:00
-0,0198	2023/07/28 05:01:00
0,0554	2023/07/28 06:01:00
0,8631	2023/07/28 07:01:00
2,8934	2023/07/28 08:01:00
5,2338	2023/07/28 09:01:00
7,0546	2023/07/28 10:01:00
8,3908	2023/07/28 11:01:00
8,6991	2023/07/28 12:04:00
8,9424	2023/07/28 13:01:00
8,8898	2023/07/28 14:01:00
8,699	2023/07/28 15:01:00
7,0297	2023/07/28 16:01:00
5,1206	2023/07/28 17:01:00
2,8822	2023/07/28 18:01:00
1,0862	2023/07/28 19:01:00
0,0999	2023/07/28 20:01:00
-0,0172	2023/07/28 21:01:00
-0,0169	2023/07/28 22:01:00
-0,0179	2023/07/28 23:01:00

Виходячи з даних в таблиці $P_{max}=8942$ кВт, при $t=13:00$

$$m = \frac{75840}{24 \cdot 8942} = 0.35$$

Приймаємо фактор навантаження рівним 0,4. Коефіцієнт згідно фактору навантаження приймаємо $K_m = 1,2$.

2.12. Перевірка вибраного перерізу кабелів типу АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25) та АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25)

КЛ 10 кВ виконана кабелями АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25) та АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25).

АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25), АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25) - Кабелі силові з алюмінієвими ТПЖ, ізоляцією зі зшитого поліетилену, поздовжньою й поперечною герметизацією екрана та посиленою зовнішньою оболонкою з поліетилену (виробництва «ЮЖКАБЕЛЬ»)

Проведемо розрахунки вибору перетину струмопровідної жили зазначених у проєкті кабелів. У таблиці наведені вихідні значення 2.12.1

Таблиця 2.12.1 - Вихідні дані

Назва параметру	АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25)	АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25)
Температура навколишнього середовища	36	
Розрахункова температура ґрунту		
- у весняно-літній період	20	
- у осінньо-зимовий період	10	
Глибина прокладання кабелів у ґрунті, м	0,7	
Питомий тепловий опір ґрунту, К*м/Вт	1,108	1,108
Найбільша робоча напруга, Кв	12	12
Розрахункова потужність, кВа	1000	1000

Визначимо розрахунковий струм КЛ у нормальному режимі роботи:

$$I_{\text{норм.розр.}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном.}} \cdot \cos \varphi} \quad (2.12.1)$$

де S – повна потужність;

$U_{\text{ном.}}$ – номінальна напруга мережі;

n – кількість КЛ.

$$I_{\text{норм.розр.}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10 \cdot 0,9} = 64,5 \text{ А}$$

2.13. Вибір перерізу робочої жили кабелів

Тривало-допустимий струм для жил кабелів, згідно каталогу ПАО «ЮЖКАБЕЛЬ», які будуть прокладатись схемою «у трикутник» за стандартних умов становить 186 А для АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25) та для АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25) становить 221 А.

1. Нормальний режим роботи

- за тривало допустимим струмовим навантаженням:

$$I_{\text{трив.доп}}^{\text{роз}} \geq I_{\text{норм.розр}} \quad (2.13.1)$$

де $I_{\text{норм.розр}}$ – розрахунковий струм КЛ у нормальному режимі роботи;

$I_{\text{трив.доп}}^{\text{роз}}$ – тривало-допустиме значення струму для перерізу робочої жили кабелю.

$$I_{\text{трив.доп}}^{\text{роз}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_m \cdot I_{\text{трив.доп}}^{\text{с}} \quad (2.13.2)$$

де $K_1 = 0,932$ – коригувальний коефіцієнт, який враховує тип кабелепроводу для двошарового поліетилену.

$K_2 = 1$ – коригувальний коефіцієнт, який враховує глибину прокладання кабелю (для стандартної глибини закладання кабелю 0,7-0,8).

$K_3 = 1$ – коригувальний коефіцієнт, який враховує температуру ґрунту (при температурі землі 20 град у Вінницькій області)(ст.46 СОУ-Н [7]).

$K_4 = 1,108$ – коригувальний коефіцієнт, який враховує типовий тепловий опір ґрунту (при опорі ґрунту 1,2 (суглинок)).

$K_5 = 0,73$ – коригувальний коефіцієнт, який враховує групу одножильних кабелів (при відстані між кабелями 100 мм).

$K_6 = 1$ – коригувальний коефіцієнт, який враховує переріз екрану.

$K_m = 1,4$ – коригувальний коефіцієнт, який враховує фактор перевантаження.

$I_{\text{трив.доп}}^C$ - значення тривало-допустимого струму для перерізу жили згідно паспортних даних.

Для АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25):

$$I_{\text{трив.доп}}^{\text{роз}} = 0,932 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,108 \cdot 0,73 \cdot 1 \cdot 1,4 \cdot 186 = 196,2 \text{ A}$$

Визначимо значення тривало-допустимого струму:

$$196,2 \text{ A} \geq 64,5 \text{ A}$$

Для АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25):

$$I_{\text{трив.доп}}^{\text{роз}} = 0,932 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,108 \cdot 0,75 \cdot 1 \cdot 1,4 \cdot 221 = 233,23 \text{ A}$$

Визначимо значення тривало-допустимого струму:

$$233,23 \text{ A} \geq 64,5 \text{ A}$$

Згідно з розрахунками переріз кабелів 70 мм² та відповідно 95 мм² за вказаних умов підходить нам для проєктування.

2. Післяаварійний режим роботи

Відповідно до наказу міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 17 грудня 2020 року №1081 [8], перевантажувальні можливості кабелю не враховуються.

$$I_{\text{ав.доп.}} \geq I_{\text{авар.}} \quad (2.13.3)$$

де $I_{\text{ав.доп.}}$ – допустимий струм жили кабелю в післяаварійному режимі роботи;

$I_{\text{авар.}}$ – очікуваний струм передавання по КЛ разом із додатковим навантаженням КЛ під час аварії.

Визначимо допустимий струм жили кабелю в після аварійному режимі роботи:

$$I_{\text{ав.доп}} = K_{\text{гр}} \cdot I_{\text{трив.доп}}^{\text{роз}} \quad (2.13.4)$$

де $K_{\text{гр}}=1,1$ – коефіцієнт що враховує тривалість післяаварійного режиму, який не перевищує 72 години за рік та допускає нагрівання жили кабелю до 130 С при прокладанні в ґрунті.

$I_{\text{трив.доп}}^{\text{роз}}$ – тривало-допустиме значення струму для перерізу робочої жили кабелю.

Для АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25):

$$I_{ав, доп} = 1,1 \cdot 196,2 = 215,8 \text{ А}$$

Для АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25):

$$I_{ав, доп} = 1,1 \cdot 233,32 = 256,6 \text{ А}$$

Очікуваний струм передавання по КЛ під час аварії складає:

Для АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25):

$$I_{ав} = I_{норм. розр} = 64,5 \text{ А}$$

$$I_{ав, доп} = 215,8 \text{ А} \geq I_{ав} = 64,5 \text{ А}$$

Для АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25):

$$I_{ав} = I_{норм. розр} = 64,5 \text{ А}$$

$$I_{ав, доп} = 256,6 \text{ А} \geq I_{ав} = 64,5 \text{ А}$$

3. Перевірка термічної стійкості робочої жили

$$k_T \cdot I_{кз, доп} > I_{кз роз}^{(3)} \quad (2.13.5)$$

де $I_{кз, доп} = 6,6 \text{ кА}$ для АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25), $I_{кз, доп} = 8,9 \text{ кА}$ для АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25) – допустимий струм КЗ протягом 1с. згідно паспортних даних.

$k_T = \frac{1}{\sqrt{t}}$ – коефіцієнт, що враховує час дії струму короткого замикання, відмінного від 1с.

$I_{кз роз}^{(3)} = 5,997 \text{ кА}$ – розрахунковий струм трифазного короткого замикання на секції 10 кВ ПС 110/35/10 кВ

$t=0,8 \text{ с.}$ час спрацювання релейного захисту на відключення при трифазному струмі КЗ.

Розрахуємо термічну стійкість для АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25):

$$k_T = \frac{1}{\sqrt{0,8}} = 1,12 \quad (2.13.6)$$

$$1,12 \cdot 6,6 = 7,4 \text{ кА} > 5,997 \text{ кА}$$

Розрахуємо термічну стійкість для АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25):

$$k_T = \frac{1}{\sqrt{0,8}} = 1,12$$

$$1,12 \cdot 8,9 = 9,8 \text{ кА} > 5,997 \text{ кА}$$

Отже з виразів бачимо, що значення допустимого струму КЗ струмопровідної жили є більшим за очікуване значення струму розрахункового виду КЗ.

2.14. Перевірка термічної стійкості зворотної жили кабелю

Проведемо перевірку термічної стійкості зворотної жили кабелю за наступною формулою:

$$\frac{I_{\text{КЗ.доп.екрана}}}{1/\sqrt{t}} > I_{\text{КЗроз}}^{(3)} \quad (2.14.1)$$

де $\frac{I_{\text{КЗ.доп.екрана}}}{\sqrt{t}}$ – коефіцієнт, що враховує час дії струму короткого замикання, відмінного від 1с.

$t = \sqrt{1,25}$ с. час спрацювання релейного захисту на відключення струму КЗ.

$I_{\text{КЗроз}}^{(3)} = 5,997 \text{ кА}$ – розрахунковий струм КЗ.

$I_{\text{кз.доп.екрана}} = 5,1 \text{ кА}$ для АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25) та АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25) – допустимий струм КЗ протягом 1с. згідно паспортних даних.

$$\frac{5,1}{\sqrt{0,8}} = 6,3 \text{ кА} > 5,997 \text{ кА}$$

Отже, з виразів бачимо, що значення допустимого струму КЗ екрана є більшим за очікуване значення струму розрахункового виду КЗ на землю.

Розрахункові дані по двох силових кабелях приведено в таблиці 2.14.1

Таблиця 2.14.1 - Розрахункові дані по двох силових кабелях

Назва параметру	АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25)	АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25)
Інорм.розрах. (А)	64,5	
Іроз.трив.доп (А)	196,2	233,23
Іав.доп (А)	215,8	256,6
Кt (кА)	7,4	9,8
Ікз.доп.екрана	6,3	

2.15. Компенсація реактивної потужності

Розрахунок компенсації реактивної потужності не виконується адже відповідно до ТУ ПАТ «Вінницяобленерго» на приєднання СЕС до мереж ПАТ «Вінницяобленерго» інвертори, що використовуються для приєднання фотогальванічної електростанції до мережі ПАТ «Вінницяобленерго», повинні бути залучені до регулювання реактивної потужності в межах $\cos \varphi = \pm 0,9$. Отже, режим генерації (споживання) реактивної потужності визначається ПАТ «Вінницяобленерго» через уставки регуляторів інверторів.

Однолінійна схема нормального режиму зображена в додаток Ж1-Ж2

2.15. Розрахунок орієнтовного річного виробітку електроенергії

Прогнозування виробітку буде у програмному комплексі PVsyst, використовуючи його власну базу даних щодо електротехнічного обладнання та інформацію від заводу-виробника (зокрема, трансформаторних підстанцій). Метеорологічні дані для моделювання також беруться із доступних баз PVsyst.

Звіту Додаток Г

Отримане значення річного виробітку - 12 110 тис. мВт*год

Висновки до розділу 2

У розділі робився ретельний розрахунок обладнання сонячної електричної станції включаючи вибір вимикачів 10 кВ, вибір роз'єднувачів 10 кВ, трансформаторів струму та напруги 10 кВ, вибір високовольтного нелінійного обмежувача перенапруг 10 кВ та розрахунок орієнтовного річного виробітку електроенергії).

Результати розрахунків зійшлись або наближені до паспортних даних обладнання та не перевищують їх, що дозволяє використовувати це обладнання при проєктуванні.

Проведений розрахунок втрат напруги в лініях який показав, що максимально можливі втрати напруги в лініях від панелей сонячних батарей до інверторної станції не перевищують 2,4 % що є допустимим.

Аргументовано відсутність необхідності в розрахунку компенсації реактивної потужності. Був проведений розгляд кабельних зв'язків, заземлення та грозозахисту.

Проведений вибір кабельно-провідникової продукції. Визначений фактор навантаження, який дорівнює 0,35. Зроблена перевірка вибраних перерізів кабелів типу АПвЭгаПу-10-3х(1х70/25) та АПвЭгаПу-10-3х(1х95/25). Визначено розрахунковий струм КЛ у нормальному режимі роботи. Проведено розрахунки для вибору перерізу робочої жили кабелів за нормальним режимом роботи, в післяаварійному режимі роботи, зроблено перевірку термічної стійкості робочої жили та перевірку термічної стійкості зворотної жили кабелів.

Розрахунки зійшлись або наближені до каталожних даних силових кабелів та не перевищують їх, що дозволяє використовувати ці кабелі при проєктуванні.

3. РОЗРАХУНОК СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

3.1. Опис типу сонячної електричної станції

Фотоелектрична станція буде наземною у Вінницькій області. На рисунку 3.1.1 зображена територія де планується СЕС із Google Maps



Рис. 3.1.1 - Фото території з Google Maps та межі розміщення СЕС

Наземна сонячна електростанція (СЕС) – це система, що генерує електроенергію за допомогою сонячних панелей, розташованих на землі. Її робота ґрунтується на прямому перетворенні сонячної енергії в електричну. Принципова схема СЕС зображена на рисунку 3.1.2 .

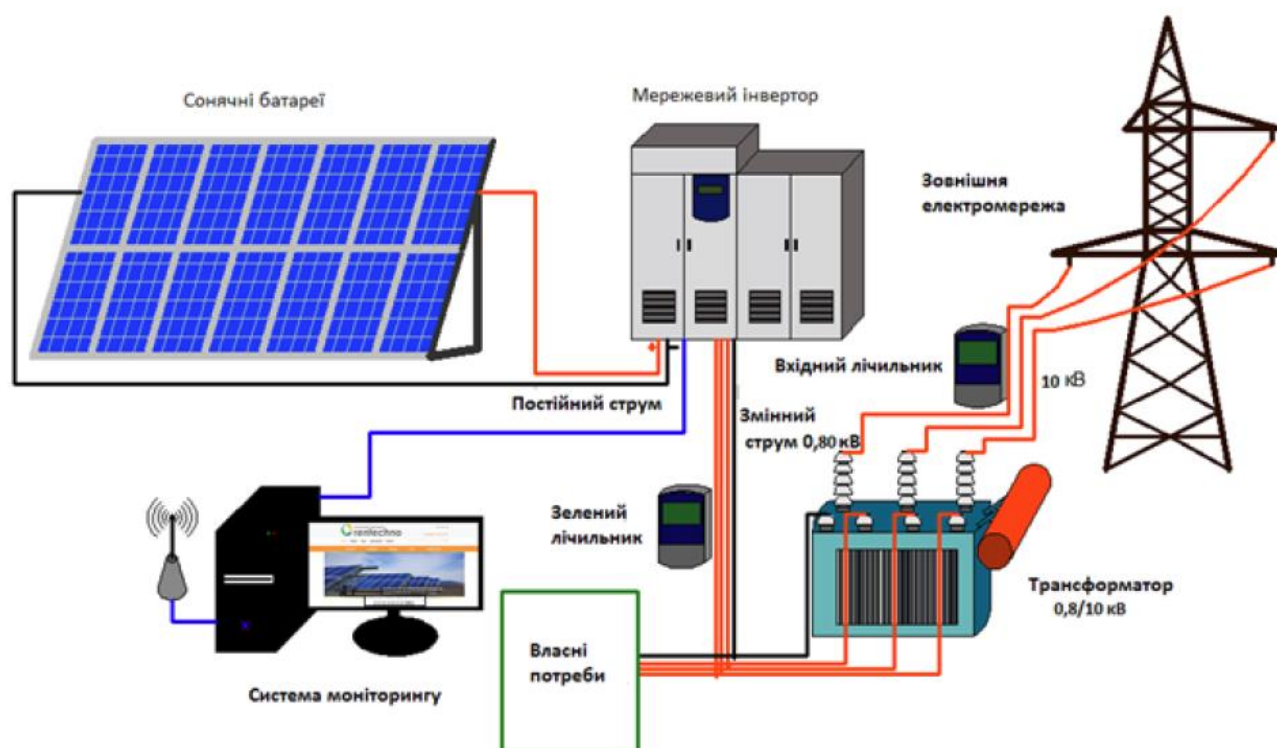


Рис. 3.1.2 - Принципова схема СЕС

Переваги наземної сонячної станції:

- **Екологічність:** не генерують шкідливих викидів.
- **Економічність:** експлуатаційні витрати мінімальні.
- **Доступність:** можуть бути встановлені на будь-якій відкритій ділянці з достатньою кількістю сонячного світла.
- **Модульність:** легко розширюються.
- **Швидкий монтаж:** можуть бути введені в експлуатацію протягом декількох тижнів.

Недоліки наземних СЕС:

- **Використання землі:** потребують значної площі.
- **Залежність від погоди:** генерація електроенергії залежить від погодних умов.
- **Вартість:** первісні інвестиції можуть бути значними

3.2 Розрахунок кількості фотоелектричних модулів

Для розрахунку будемо використовувати програмний комплекс PVsyst [9].

PVsyst — це програмний інструмент, розроблений для сонячної енергетики. PVsyst створює, моделює та аналізує системи сонячної енергії всіх типів.

1) PVsyst дозволяє користувачам вводити конкретні дані про свої сонячні системи (дані про сонячні фотоелектричні модулі та інвертори.)

2) PVsyst може моделювати продуктивність енергетичної системи за різних умов. Орієнтація сонячних панелей, розташування та клімат на місці, електричне навантаження та схеми споживання тощо.

3) Функція 3D-моделювання в PVsyst дозволяє користувачам візуалізувати свою систему в 3D-просторі.

Функція 3D-моделювання має такі переваги:

- **візуалізація** (3D-моделювання може допомогти користувачам краще зрозуміти, як система буде виглядати на даху або на землі);
- **затінення** (3D-моделювання може допомогти користувачам визначити, як навколишні об'єкти будуть затінювати систему);
- **естетика** (3D-моделювання може допомогти користувачам оцінити естетику системи).

Переваги PVsyst

Точність: PVsyst використовує вдосконалені алгоритми та бази даних для моделювання продуктивності систем сонячної енергії. Таким чином, користувачі розробляють оптимізовані системи для свого розташування, метеорологічних даних і електричного навантаження.

Гнучкість: PVsyst дозволяє користувачам вводити широкий діапазон даних і налаштовувати моделювання відповідно до своїх потреб. Оптимізація продуктивності системи на основі різних обставин економить гроші користувача.

Простота використання: PVsyst полегшує професіоналам із сонячної енергетики введення даних, виконання моделювання та аналіз результатів.

Програмне забезпечення також постачається з вичерпною документацією та ресурсами підтримки, щоб допомогти користувачам отримати максимальну віддачу від програмного забезпечення.

Робота з програмним комплексом

Для початку вказуємо систему фотомодулів. Задаємо кут нахилу (для проєктованої фотоелектричної станції кут нахилу = 25 град.) та кут азимуту (для проєктованої фотоелектричної станції азимут = 0 град.). Вказуємо кількість рядів на сонячній станції (кількість рядів = 245). Прописуємо відстань між рядами фотоелектричних панелей та їхню габаритність (для проєктованої фотоелектричної станції відповідно це 7,70 м. та 3.30 м.). На рисунку 3.2.1 зображено меню для внесення початкових даних.

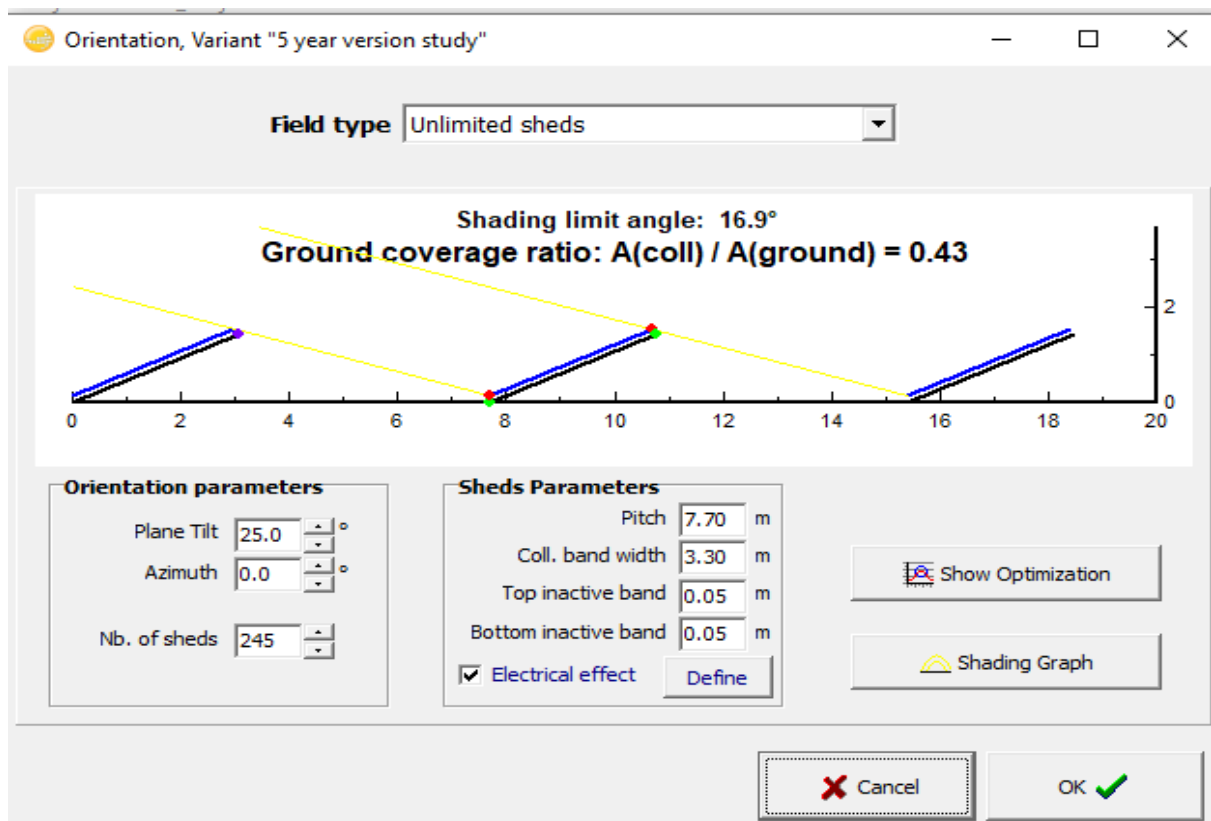


Рис. 3.2.1 - Меню для внесення початкових даних

3.3 Підбір параметрів СЕС

Площа для встановлення для встановлення фотомодулів становить приблизно 65330 м². За допомогою пункту Pre-sizing helping знаходимо приблизну можливу потужність СЕС. Вона склала 10864 кВт.

Проводимо вибір фотоелектричних панелей – в нас це TALESUN ZHONGLI TP660P-270. Механічні та електричні показники прописані в Datasheet в Додатку Д.

Вказуємо тип інвертора (Kstar GSL0500). Механічні та електричні показники прописані в Datasheet в Додатку Е.

Програма враховує напругу при максимальній потужності станції при 20 °C та 60 °C та напругу XX при -10 °C.

- Напруга максимальної потужності при 60 °C склала $V_{mpp} = 590$ V;
- Напруга максимальної потужності при 20 °C склала $V_{mpp} = 707$ V;
- Напруга холостого ходу при -10 °C склала $V_{oc} = 973$ V;
- Струм максимальної потужності склав $I_{mpp} = 15805$ A;
- Струм КЗ $I_{sc} = 16626$ A.

На рисунку 3.3.1 зображено меню програми PVsyst для вибору параметрів CEC

Grid system definition, Variant "1 year version study1 si-mono"

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-arrays

Global system summary

Nb. of modules	40238	Nominal PV Power	10864 kWp
Module area	66859 m²	Maximum PV Power	10089 kWdc
Nb. of inverters	18	Nominal AC Power	9000 kWac

PV Array

Sub-array name and Orientation

Name: PV Array

Orient.: Unlimited sheds

Tilt: 25°

Azimuth: 0°

Select the PV module

Available Now Filter: All PV modules

Talesun Solar (suzhou) 270 Wp 25V Si-poly TP6H60P-270 Since 2018 Manufacturer 2018

Sizing voltages: Vmpp (60°C) 26.8 V

Voc (-20°C) 44.2 V

Select the inverter

Available Now Output voltage 315 V Tri 50Hz

KStar 500 kW 450 - 850 V TL 50/60Hz GSL0500 Since 2014

Nb. of inverters 18

Operating Voltage: 450-850 V Global Inverter's power 9000 kWac

Input maximum voltage: 1000 V

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series 22 between 17 and 22

Nbre strings 1829

Overload loss 0.1 %

Pnom ratio 1.21

Nb. modules 40238 Area 66859 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C)	590 V
Vmpp (20°C)	707 V
Voc (-20°C)	973 V

Plane irradiance 1000 W/m²

Imp (STC) 15790 A

Isc (STC) 16626 A

Isc (at STC) 16626 A

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C 9783 kW

Array nom. Power (STC) 10864 kWp

System overview Cancel OK

Рис. 3.3.1 - Меню програми PVsyst для вибору параметрів CEC

3.4 Симуляція роботи СЕС

Після внесення початкових даних в програмі PVsyst розпочинаємо симуляцію роботи станції протягом 1го року експлуатації, щоб отримати детальні дані про її роботу. По закінченню симуляції виводиться звіт, приведений в Додатку Г

Загальна генерація дорівнює 12110 МВт. Коефіцієнт ефективності дорівнює 83.09% (відношення електричної енергії, що генерується станцією, до сонячної енергії, що падає на її фотомодулі. Він показує, наскільки ефективно станція перетворює сонячне світло на електрику).

Таблиця 3.4.1 - Дані про генерацію СЕС протягом року

	t, °C	EArray МВт	Egrid МВт	PR
Січень	-3.06	340	321	0.833
Лютий	-2.60	479	457	0.890
Березень	2.44	1089	1046	0.878
Квітень	9.42	1399	1344	0.850
Травень	15.41	1703	1638	0.825
Червень	17.90	1661	1598	0.818
Липень	21.01	1719	1653	0.804
Серпень	20.10	1549	1491	0.811
Вересень	13.85	1213	1168	0.843
Жовтень	8.55	858	824	0.856
Листопад	3.25	386	366	0.831
Грудень	-1.89	221	204	0.731
Рік	8.77	12617	12110	0.831

На рисунку 3.4.1 зображено графік нормалізованого індексу продуктивності протягом року

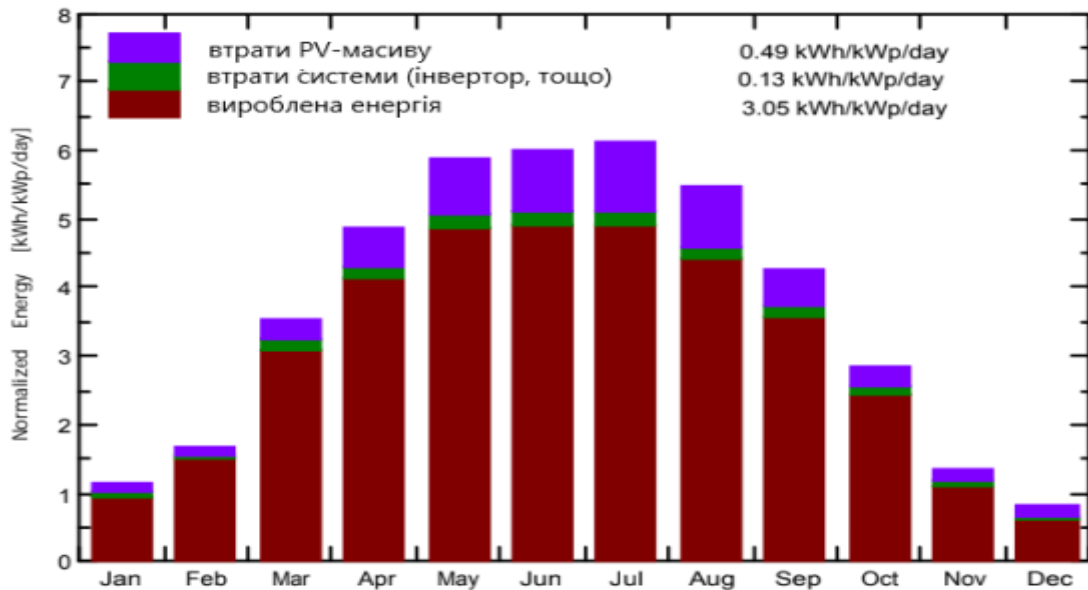


Рис. 3.4.1 - Графік нормалізованого індексу продуктивності протягом року
Звіт симуляції завершується діаграмою втрат (рисунок 5.5.2)

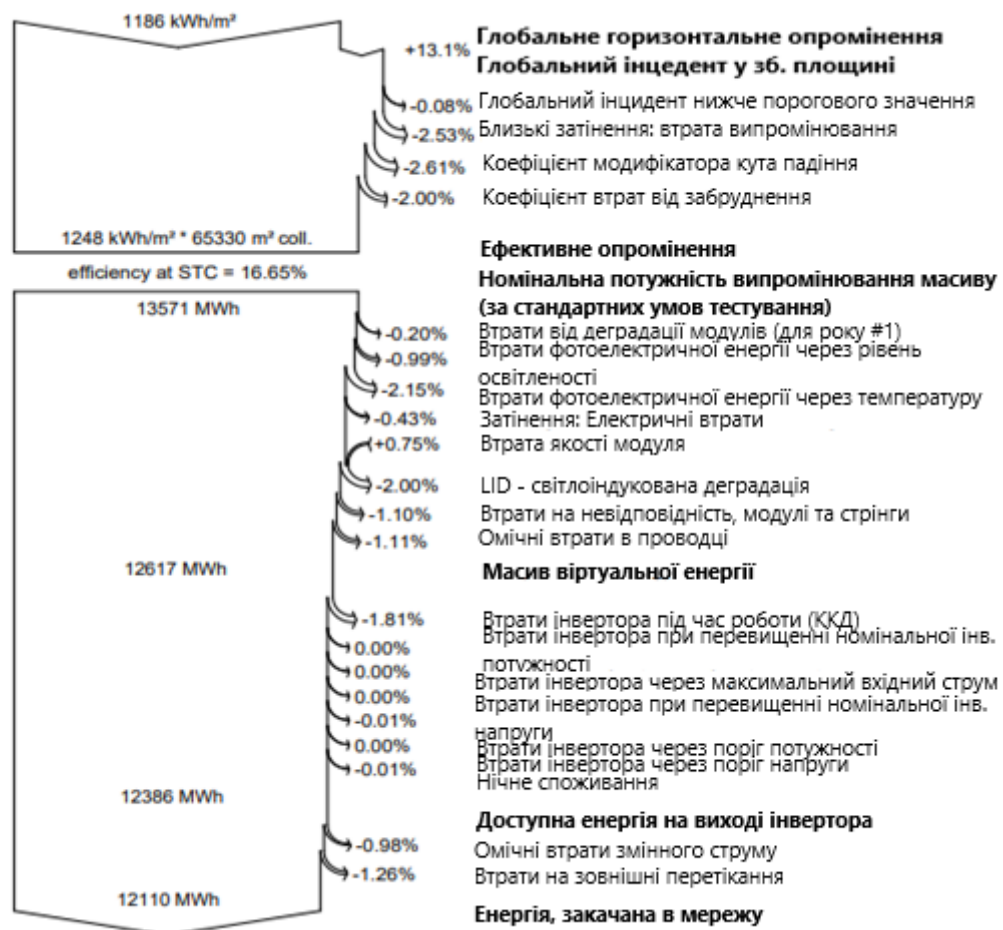


Рис. 5.5.2 - Діаграма втрат

4. АНАЛІЗ ПРИЧИН ДЕГРАДАЦІЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ МОДУЛІВ

4.1. Загальна інформація про деградацію фотоелектричних модулів

Відновлювані джерела енергії становлять значну та зростаючу частку виробництва енергії в усьому світі. Очікується, що до 2025 року фотоелектричні і вітрові технології стануть найбільшим джерелом енергії у світі [10].

Надійність фотоелектричних модулів стає головним питанням, коли більшість виробників фотоелектричних модулів гарантують 25-річний або 30-річний термін експлуатації. Виробники фотоелектричних модулів гарантують падіння потужності менше ніж на 20% протягом гарантійного терміну [10].

З таким довгим гарантійним періодом темпи деградації сонячних панелей повинні бути чітко визначені та бути нижче 0,8% на рік. За період існування та експлуатації фотоелектричних модулів виходить, що темпи деградації становлять приблизно 0,6–0,7% на рік [2]. Але наразі недостатньо даних про несправності для статистичного аналізу, оскільки більшість діючих фотоелектричних модулів ще не досягли 25 років експлуатації. Тому швидкість деградації багатьох модулів може перевищувати 0,7% на рік, що призведе до збитків для виробників, оскільки вони повинні дотримуватися гарантії, надаючи новий модуль. Залежно від задіяного механізму, деградація сонячних панелей у польових умовах може бути довгостроковою або короткочасною.

Надійність і термін служби фотоелектричних систем залежать здебільшого від ефективності фотоелектричної системи та різних моделей її деградації. На продуктивність фотоелектричних модулів можуть впливати різні фактори, такі як температура, вологість, якість матеріалів і умови експлуатації. Таким чином, деградація фотоелектричних модулів є неминучим явищем і може призвести до значного зниження їх ефективності.

Деградація фотоелектричної (PV) може бути як лінійною, так і нелінійною залежно від основних механізмів, що викликають деградацію. Лінійна деградація відбувається, коли швидкість деградації є постійною з часом, що призводить до поступового зниження продуктивності фотоелектричного модуля. Нелінійна деградація виникає, коли швидкість деградації змінюється з часом, що

призводить до прискореного або сповільненого зниження продуктивності. Існує кілька факторів, які можуть сприяти лінійній деградації фотоелектричних модулів [10]. Одним із найважливіших факторів є вплив сонячного світла, яке може призвести до поступового руйнування матеріалів, що використовуються у фотоелектричному модулі.

Старіння – це термін, який використовується для опису деградації фотоелектричного модуля до очікуваного терміну служби [9]. Фактори, які лежать в основі скорочення терміну служби фотоелектричного модуля, можна визначити як фактори старіння. Корінням цієї дегенерації є проблеми, пов'язані зі старінням. Дослідники та вчені з усього світу виявили, що однією з головних причин скорочення очікуваної тривалості життя є старіння. Фактори старіння є одними з тих, які суттєво впливають як на продуктивність, так і на ефективність. Кожен фактор старіння має свій окремий вплив, але в поєднанні вони суттєво впливають термін служби фотоелектричних модулів [10].

4.2. Структура та робота фотоелектричних елементів

Сонячне світло складається з частинок, званих фотонами, які випромінюються Сонцем. Коли ці фотони потрапляють на поверхню фотоелектричної комірки, вони поглинаються напівпровідниковим матеріалом, який є зазвичай кремній. Електрон у напівпровідниковому матеріалі вибивається під дією енергії світла. Шари напівпровідникового матеріалу створюють електричне поле, тобто що одна сторона складається з чистого позитивного заряду, а інша сторона складається з сумарного негативного заряду [11].

Електрони втрачаються електричним полем, починаючи текти в фотоелектричній комірці та сприяючи виникненню електричного струму. Нарешті, коли вільні електрони створюють електричний струм, електрони накопичуються металевими провідними пластинами з боків кожного модуля і переносяться на дроти.

Фотоелектричні елементи є пристроями з р-п-переходом, які перетворюють сонячне світло в електрику за допомогою фотоелектричного ефекту - поглинання фотона в напівпровідниковому р-п-переході генерує

електронно-діркові пари. Багато з'єднаних між собою фотоелектричних елементів утворюють сонячні панелі для виробництва вихідної потужності [11].

Виробництво фотоелектричних елементів включає етапи :

- **Текстурування;**

Етап текстурування у виробництві фотоелектричних елементів полягає у створенні мікронерівностей або структур на поверхні матеріалу, що забезпечує підвищену ефективність збору світла.

- **Легування;**

Етап легування у виробництві фотоелектричних елементів полягає у введенні домішок у напівпровідниковий матеріал для зміни його електричних властивостей та створення певних типів зарядових носіїв.

- **Дифузії;**

Етап дифузії у виробництві фотоелектричних елементів включає в себе процес введення атомів домішок у напівпровідниковий матеріал за допомогою високотемпературного оброблення. Що дозволяє створити шар змінених електричних властивостей, необхідний для формування функціональних структур фотоелектричних елементів.

- **Покриття.**

- Етап покриття у виробництві фотоелектричних елементів передбачає нанесення захисного або функціонального шару на поверхню фотоелектричного матеріалу. Це може бути антирефлексійне покриття, захисний шар від впливу навколишнього середовища або електроди для виведення електричного струму.

- Компоненти фотоелектричної системи, такі як панелі, конденсатори, інвертори, перетворюють сонячну енергію [13]. Фотоелектричні модулі містять задній лист, передній лист, контактні шари, комірки, антивідбиваючі шари.

- Напівпровідник є важливим шаром фотоелектричного елемента, він складається з 2 шарів р-типу та n-типу, які перетворюють світло на електрику. На кожній стороні напівпровідника є шар провідного матеріалу накопичення виробленої електроенергії. Інший шар – це своєрідне антивідблискове покриття

для запобігання втратам світла через відбиття. Структура фотоелемента показана на рисунку 4.2.1

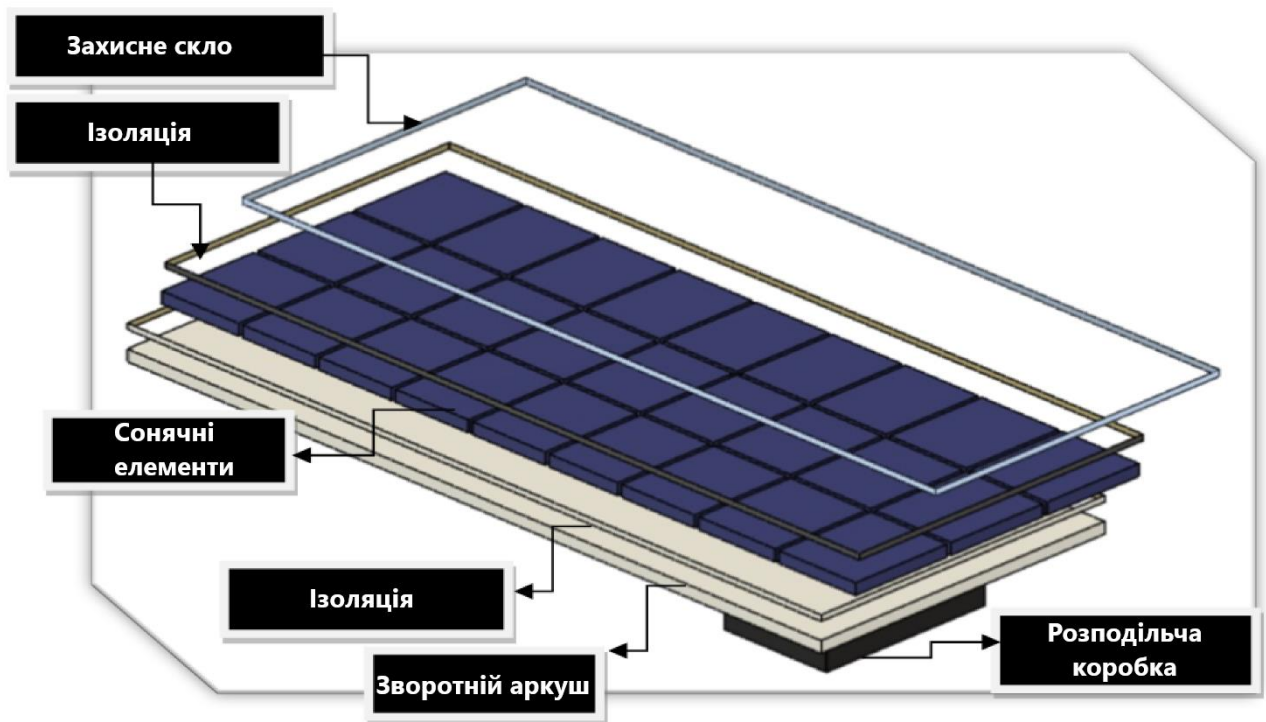


Рис. 4.2.1 Компоненти фотоелектричного модуля

Фотоелектричні панелі містять з'єднані фотоелектричні елементи, які виробляють максимальну номінальну потужність на основі ефективності перетворення напівпровідникового матеріалу [12].

Фотоелектричні елементи діють як генератори фотоелектричного струму залежно від зовнішніх факторів, таких як температура та орієнтація [12]. Переважною моделлю фотоелектричної комірки є одnodіодна модель, яка представляє різні параметри комірки [12].

- **Захисне скло**

Захисне скло - це тонкий шар скла, призначений для захисту сонячних елементів від зовнішніх впливів. Зазвичай воно виготовляється з загартованого скла, яке має високу стійкість до ударів, подряпин та інших механічних пошкоджень.

Більшість ФЕМ мають гладку поверхню, але деякі виробники пропонують ФЕМ з шершавою поверхнею. Шершава поверхня може мати ряд переваг, таких

як зменшення відблисків (може допомогти зменшити відблиски від сонця, що може призвести до збільшення поглинання сонячного світла фотоелектричними модулями), збільшення розсіювання світла (може допомогти розсіяти сонячне світло, що може призвести до більш рівномірного освітлення ФЕМ. Це може допомогти зменшити втрати потужності, пов'язані з затіненням), зменшення бруду та пилу (може допомогти зменшити накопичення бруду та пилу на ФЕМ. Це може призвести до більш високої продуктивності ФЕМ протягом більш тривалого періоду часу), підвищення стійкості до подряпин (отже бути більш стійкою до подряпин, ніж гладка поверхня. Це може допомогти захистити ФЕМ від пошкоджень, які можуть призвести до зниження продуктивності), зниження витрат (використання шершавої поверхні може призвести до зниження витрат на виробництво ФЕМ).

Захисне скло виконує певні функції [12]:

- **Захищає від УФ-випромінювання:** УФ-випромінювання може пошкодити сонячні елементи, що призведе до зниження їхньої ефективності. Захисне скло блокує більшу частину УФ-випромінювання, захищаючи сонячні елементи.
- **Захищає від механічних пошкоджень:** Захисне скло стійке до ударів, подряпин та інших механічних пошкоджень, що може пошкодити сонячні елементи.
- **Захищає від вологи:** Захисне скло запобігає проникненню вологи до сонячних елементів, що може призвести до їхньої корозії.
- **Забезпечує герметизацію:** Захисне скло герметизує сонячні елементи, захищаючи їх від пилу, бруду та інших забруднень.

Існує три типи захисного скла:

1. **Загартоване скло:** Воно стійке до ударів, подряпин та інших механічних пошкоджень.
2. **Антиблікове скло:** Це скло має спеціальне покриття, яке зменшує відблиски, що може призвести до підвищення ефективності сонячної панелі.

3. Скло з самоочищенням: Це скло має спеціальне покриття, яке розщеплює бруд і пил під впливом сонячного світла.

- **Ізоляція**

У фотоелектричних модулях використовуються різні інкапсулюючі речовини, такі як полідиметилсилоксан (PDMS) і термопластичний поліуретан (TPU). PDMS демонструє кращу стійкість негативних факторів навколишнього середовища.

Зношення інкапсулятора може призвести до низької оптичної характеристики фотоелектричних модулів, що спричиняє зниження електричної потужності внаслідок зниження поглинання світла та екстремального відбиття світла.

Ефект зміни кольору інкапсулятора починається зі зниженням струму короткого замикання. Падіння струму короткого замикання може становити до 40%, хоча це не вважається несправністю фотоелектричної системи, оскільки це може не становити загрози безпеці. Проте зміна кольору призводить до більш серйозних пошкоджень, таких як розшарування та корозія в результаті виділення оцтової кислоти. Незважаючи на те, що ультрафіолетове випромінювання займає відносно невеликий відсоток у сонячному спектрі, менше 4%, це вважається основною причиною деградації фотоелектричного інкапсуляційного матеріалу.

- **Сонячні елементи**

Відмова сонячної батареї в основному відбувається через дуже тонкий профіль кремнієвої пластини. Ці тонкі пластини дуже крихкі та легко тріскаються під час виробництва чи транспортування.

Як правило, мікротріщини модуля неможливо виявити неозброєним оком. Отже, вони можуть поширюватися та поширюватися. Коли тріщини перешкоджають функціонуванню більше ніж 8% модулів, це може призвести до гарячої точки [12]. Крім того, тріщини піддаються розширенню та утворенню нових тріщин, особливо під впливом факторів навколишнього середовища та механічних навантажень, таких як жаркі, холодні та вітряні кліматичні умови.

Отже, вони прискорюють процес старіння, демонструючи вищу швидкість деградації [15].

- **Зворотний аркуш**

Задня частина — це останній захисний шар фотоелектричного модуля, який забезпечує конструкцію фотоелектричного модуля. Пошкодження та деградація тильного аркуша можуть виявлятися у вигляді тріщин, зміни кольору, розшарування, бульбашок і слідів вигорання [14]. В дослідженні [14] фотоелектричні модулі були розгорнуті на заводі потужністю 8 МВт. Усі вони були від одного виробника, але з двома типами заднього листа: ПВФ (фторований) і поліамід. Фотоелектричні модулі були розгорнуті в 2011 році та досліджені після шести років експлуатації. Візуальний огляд показав, що 14% модулів з поліамідним покриттям мають тріщини.

- **Розподільча коробка та байпасні діоди**

Розподільча коробка прикріплена до фотоелектричного модуля за допомогою клейкого матеріалу для регулювання та забезпечення безпечного потоку зібраних фотострумів у фотоелектричний модуль. Збої в розподільчій коробці в основному викликані низькою якістю електропроводки, перегоранням байпасних діодів, корозією та поганим з'єднанням з фотоелектричним модулем (відшарування), спричиненим переважно високою вологістю [12]. Несправність розподільчої коробки може призвести до нульового вироблення електроенергії. Більшість несправностей розподільчій коробці допускають проникнення водяної пари, що спричиняє серйозні проблеми з безпекою, такі як ініціювання електричної дуги або утворення гарячих точок.

4.3 Причини деградації фотоелектричних модулів

Під час реальної експлуатації фотоелектричні модулі піддаються різним зовнішнім та внутрішнім стресовим факторам, які впливають на їхню продуктивність та довгострокову надійність. В той час, як зовнішні фактори стресу пов'язані з умовами навколишнього середовища, внутрішні фактори

стресу викликані складом матеріалів фотоелектричних модулів та ефектами, пов'язаними з обробкою [15].

Екологічні чинники:

- Освітленість

Ключовими характеристиками падаючого сонячного випромінювання на фотоелектричні модулі є його потужність, спектральний розподіл та кут падіння.

Спектральний розподіл та рівень інтенсивності падаючого випромінювання залежать від ряду факторів, таких як зміни вмісту стратосферного озону залежно від широти та пори року, часу доби, сезону, азимуту, кута нахилу від горизонталі, хмарності, поверхні, відображення, висота та забруднення повітря. UVB (280-315 нм) є найбільш руйнівною частиною УФ-випромінювання, особливо для полімерних матеріалів у фотоелектричних модулях, хоча його частка потужності (~1,5%) невелика в порівнянні з таким УФ - випромінюванням (315-400 нм; ~98,5 %) згідно з еталонним спектром. Однак ця частка коливається для падаючого УФ-світла [15]: вона вище в нижчих широтах, влітку і опівдні, коли сонячні промені найсильніші, і в таких зовнішніх умовах очікується швидша деградація.

- Температура

Температура є ключовим фактором впливу навколишнього середовища, оскільки вона може безпосередньо впливати на електричні характеристики фотоелектричного модуля, прискорювати проникнення та швидкість реакцій у матеріалах, а також викликати механічну напругу через відмінності коефіцієнтів теплового розширення частин модуля. Температура всередині елемента або модуля може відрізнятися від температури навколишнього середовища, зокрема через поглинання випромінювання.

Температура прискорює вплив на багато механізмів деградації модулів, особливо ті, які пов'язані з хімічними реакціями та дифузією. Через невідповідність коефіцієнтів теплового розширення матеріали модуля розширюються і стискаються з різною швидкістю при зміні температури. Ця невідповідність може викликати термомеханічну напругу в конструкції модуля.

Такі напруги особливо впливають на механічну стабільність активних електричних елементів, таких як елементи, паяні з'єднання. Це може призвести до деформації, розшарування інтерфейсів модулів і навіть розтріскування. Коливання добових і сезонних температур викликають циклічні термомеханічні напруги, що може призвести до втомних відмов різних компонентів модуля.

- Волога

Волога також є важливим чинником навколишнього середовища для фотоелектричних модулів, оскільки попадання вологи може погіршити клейові з'єднання на межах між компонентами модуля, що призведе до розшарування, руйнування покриттів; а це призводить до корозії елементів металізації. На відкритому повітрі волога проявляється у багатьох формах, таких як водяна пара (або вологість), конденсат (або роса), дощ, сніг та лід.

Оскільки водяна пара знаходиться в газовій формі, вона може проникати через полімерні пакувальні матеріали, накопичуватися всередині конструкції модуля і викликати деградацію компонентів модуля.

Вода, в основному конденсована волога, роса або дощ, може поглинатися або десорбуватися. Потрапляння води у великих кількостях може спричинити механічну напругу через гідродинамічне розширення та стиснення об'єму. Це також може руйнувати низькомолекулярні частинки та добавки з полімерних матеріалів, додатково розчиняти іони, погіршувати електричну ізоляцію діелектриків і викликати струм витоку [15].

У твердій формі, наприклад, у вигляді льоду, може змінюватися об'ємом під час циклів заморожування-відтавання і створювати механічні напруги на зовнішній стороні фотоелектричного модуля, що буде призводити до розшарування переднього скла або пошкодження рами.

Коли модуль насичений вологою, зниження температури може призвести до того, що рівень вологи перевищить межу насичення, що призведе до утворення конденсату у вигляді крапель води, особливо на межі розділу, на поверхнях осередків та на елементах металізації. Хоча ослаблені інтерфейси можуть розшаровуватися та створювати додаткові шляхи проникнення вологи,

замикання та корозія металізації можуть призвести до значного зниження продуктивності через підвищений опір.

Після виробництва модулі майже не містять води, але концентрація внутрішньої вологи в польових умовах з часом підвищуватиметься. Час досягнення рівноважного рівня концентрації вологи є одним із ключових параметрів терміну служби фотоелектричних модулів.

- Механічне навантаження

У фотоелектричних модулях можуть виникати різні механічні напруги через виробничі процеси, транспортування, маніпуляції під час установки, вітру, граду, снігу та термомеханічних навантажень. Оскільки сонячні елементи та елементи металізації тонкі та крихкі, вони схильні до таких стресових умов і повинні бути захищені від розтріскування або руйнування. Захищені нижні листи також схильні до механічних навантажень. Захисне скло та рамка можуть бути пошкоджені механічними навантаженнями, що може призвести до виходу з ладу фотоелектричного модуля.

Для полімерних пакувальних матеріалів механічна напруга може створювати або розширювати тріщини, особливо коли механічна міцність полімеру вже ослаблена іншими факторами стресу навколишнього середовища, такими як ультрафіолетове випромінювання або вологість.

Снігове навантаження є фактором статичної напруги, і тривале скупчення снігу на передній стороні може викликати тріщини. Якщо модуль нахилений, скупчення снігу та утворення льоду на краях модуля можуть пошкодити жорсткість рами. Може відбутися навіть від'єднання рами від модуля [15]. У цьому випадку модулі втрачають екологічний та електричний захист.

Вітер, з іншого боку, є фактором динамічного стресу і може впливати як спереду, так і ззаду, залежно від свого напрямку. Механічні навантаження, викликані вітром, можуть бути значними, оскільки його напрямок та швидкість можуть раптово змінитись у поривчастих погодних умовах. Тривалий вплив циклічних поривчастих вітрів може призвести до зростання мікротріщин. Тому

модулям у монтажній конструкції слід допускати деякий ступінь затягування, щоб вони могли протистояти вібраціям, спричиненим вітром.

- Забруднення

Забруднення може виникнути через скупчення пилу, забруднення повітря, зростання мікробних водоростей або пташиного посліду на поверхні модуля. Рівномірний пил або біологічне забруднення не впливають на довгострокову надійність фотоелектричних модулів на відміну від інших механізмів відмови, таких як корозія, розшарування та тріщини в елементах, але вони можуть впливати на енергетичні характеристики, і це необхідно враховувати при вимірі деградації на відкритому повітрі.

Ступінь забруднення може залежати від властивостей поверхні модуля, місця встановлення та конфігурації монтажу модулів, наприклад, кута нахилу та висоти від землі. Цикли утворення роси або висихання можуть викликати цементацію частинок пилу, що ускладнює їх видалення шляхом природного очищення [15].

Забруднення пилом може бути значним, особливо в безлюдному кліматі [16]. З іншого боку, у тропічному кліматі з високою вологістю та частим утворенням роси біологічне забруднення також може перешкоджати проходженню світла у сонячний елемент.

Як правило, пил визначається як дрібні тверді частинки діаметром менше 500 мкм. Частинки складаються з пилу в повітрі, який походить від багатьох екологічних причин. Вихідна потужність сонячної фотоелектричної панелі зменшується в результаті накопичення частинок у повітрі на її поверхні та спричинення осідання на фотоелектричній панелі. Однак форма, розмір і структура накопичення пилу можуть впливати на осипання та його вплив як на термін служби, так і на ефективність фотоелектричного модуля. Накопичення частинок пилу на сонячних панелях показано на рисунку разом із мікроскопічним зображенням цих крихтих частинок. Значний вплив пилу на продуктивність фотоелектричної системи робить це одним із найбільш критичних питань, з якими сьогодні стикаються вчені та науковці.

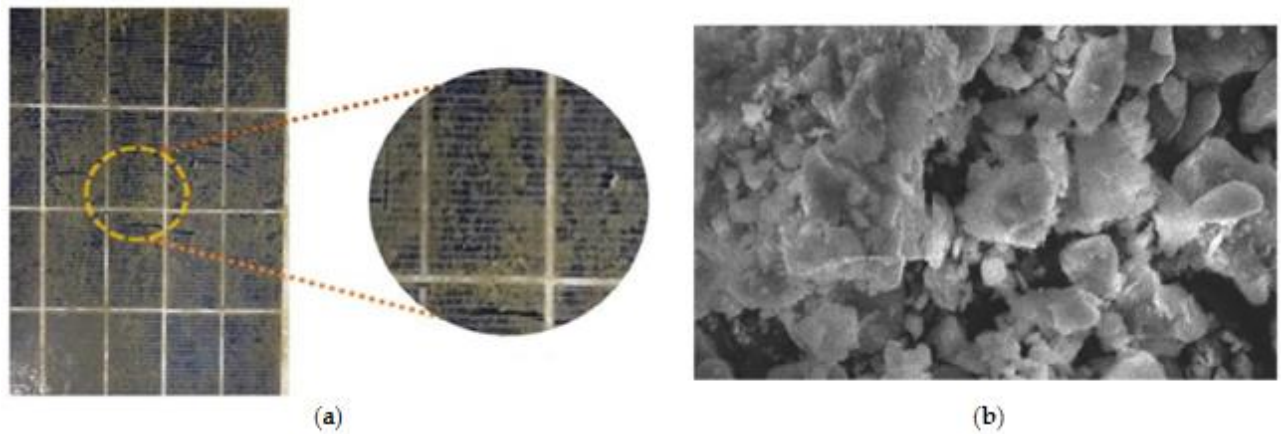


Рис.4.3.1 - (а) Накопичення пилу на поверхні фотоелектричної панелі та (b) мікроскопічний вигляд накопиченого пилу.

Через різні географічні умови вплив пилу відрізняється від країни до країни. Фотоелектричні панелі в сухому тропічному кліматі, порівняно з м'якими регіонами, такими як Китай, також зазнають значного впливу пилу.

- Хімічні речовини (природні та промислові забруднювачі)

Деякі хімічні сполуки природного чи промислового походження можуть спричинити корозію фотоелектричних модулів. Найбільш поширені соляний туман у прибережних районах (особливо шкідливий у тропічному кліматі), аміак у сільськогосподарських сільських районах та сірчана та азотна кислота у промислових районах [16].

Ці чинники навколишнього середовища можуть призвести до руйнування різних компонентів фотоелектричних модулів, таких як задні листи, клейкі герметики, розподільні коробки, кабеля та роз'єми. Крім зниження продуктивності, вони можуть спричинити проблеми з безпекою через порушення ізоляції модулів.

Внутрішні чинники навколишнього середовища:

Внутрішні фактори, такі як конструкція модуля, специфікація матеріалів та ефекти, пов'язані з обробкою, також можуть викликати деградацію модуля або впливати на нього. Процес ламінування дуже впливає не тільки на якість, але також на надійність і довговічність фотомодулів.

- Обробка

Погана обробка як при виробництві компонентів, так і модулів часто вважається основною причиною відмов фотоелектричних модулів в польових умовах.

Декілька прикладів: термічна напруга під час ламінування може викликати мікротріщини в сонячних елементах. Надмірне теплове розширення етиленвінілацетату (EVA) під час ламінування може призвести до зміщення сонячних елементів, збільшення зазорів між ними та викликати додаткову напругу у фотоелектричній стрічці та паяних з'єднаннях. Залишкові напруги можуть виникнути, коли ламінат охолоджується від температури затвердіння герметизуючого полімеру до кімнатної температури, і це може призвести до виведення ламінату.

Однією з основних проблем, є погане склеювання EVA, зазвичай через занадто низькі температури або занадто короткого часу склеювання. Погано склеєна EVA більш схильна до розшарування, оскільки це призводить до недостатньої міцності зчеплення між EVA та сусідніми компонентами модуля (склом, осередками та нижнім листом).

- Архітектура модуля та специфікація матеріалів

Крім того, архітектура модуля та специфікація матеріалів впливають процес деградації. Наявність кисню та водяної пари, які відіграють важливу роль у багатьох режимах деградації, сильно залежить від транспортних властивостей пакувальних матеріалів модуля.

Фізичні властивості пакувальних матеріалів, такі як швидкість проникнення водяної пари, швидкість передачі кисню, швидкість передачі оцтової кислоти, розчинність у воді та товщина плівки, є ключовими параметрами для таких явищ, як проникнення вологи, випаровування та окислення оцтової кислоти. У повітропроникній конструкції модуля з плівкою заднього листа з високою швидкістю пропускання водяної пари волога може переміщатися всередину та назовні модуля через градієнти концентрації в залежності від рівня відносної вологості навколишнього середовища та температури під час добових (і сезонних) циклів. Волога у разі проникає вночі,

коли температура низька (і відносна вологість висока), і виділяється вдень, коли температура висока (і відносна вологість низька). Задній шар з низькою (або нульовою) швидкістю пропускання водяної пари, у недихаючій конструкції, як у модулях скло/скло, може допомогти деякою мірою запобігти попаданню вологи (оскільки волога все ще може проникати з боків), але також утримує вологість та інші газоподібні побічні продукти розкладання залишаються всередині модуля, що може спричинити додаткові проблеми.

- Несумісність специфікації

Узгодження конструкції відповідних фотоелектричних компонентів, особливо герметика та заднього листа, з іншими компонентами модуля важливе для довговічності та надійності модуля. Способи деградації, на які впливають герметик і нижній шар, включають знебарвлення, розшарування, PID та корозію металів. Крім того, термомеханічні властивості герметика (наприклад, коефіцієнт теплового розширення, розм'якшення та демпфування) відіграють важливу роль і повинні бути збалансовані для правильної конструкції модуля.

Першим помітним випадком несумісності матеріалів було пожовтіння EVA, що спостерігалось у фотоелектричних модулях, які були встановлені в Каліфорнії на початку 1980-х років [17]. Було виявлено, що зміна кольору відбувається через взаємодію між пероксидом, який має функцію склеювання, і деякими стабілізуючими добавками. Зміна рецептури герметика з використанням сумісних добавок значно зменшила цей тип знебарвлення [17].

Проте останніми роками з'явилося більше випадків несумісності матеріалів, переважно через впровадження нових матеріалів у фотоелектричні модулі. До 2010 року більшість фотоелектричних модулів поєднували в собі герметик з етиленвінілацетату та нижній шар на основі фторполімеру з полівінілфторидом як зовнішні шари, де окремі компоненти були модифіковані для забезпечення належного склеювання. Тому нові комбінації герметика та нижнього шару вимагають особливої уваги.

4.4 Деградація фотоелектричного модуля

Деградація означає постійне зниження продуктивності компонента. Деградований фотоелектричний модуль продовжує виконувати свою найважливішу функцію. Він все ще може виробляти електроенергію від сонячного світла, але з меншою продуктивністю. Крім того, коли деградація перевищує критичний поріг, стан деградації може викликати більше проблем [18].

Багато факторів впливають на надійність і довгострокову роботу фотоелектричних модулів. Якість і характеристики використовуваних матеріалів, взаємодія компонентів, виробничий процес і місцевий клімат на місці експлуатації відіграють значну роль. Деградація сонячної панелі в основному спричинена впливом сонячного світла, суворої погоди, пилу, бруду, затінення, мікротріщин, деградації, викликані потенціалом (PID), вологого тепла, а іноді й дефектів виробника. Ці фактори з часом поступово знижують ефективність сонячної панелі.

- **Затінення**

Затінення – це тип деградації фотоелектричних модулів (ФЕМ), що виникає внаслідок часткового або повного блокування сонячного світла, що падає на них. Це може призвести до значного зниження продуктивності сонячної електростанції (СЕС) та скорочення терміну служби ФЕМ. Затінення може відбуватись в наслідок двох факторів [18]:

- **зовнішні** (дерева, будівлі, інші споруди);
- **внутрішні** (опорні стовпи, кабелі, система кріплення).

Вплив затінення на ефективність сонячних модулів дуже великий, адже затінення одного модуля може призвести до значного зниження виробництва енергії фотоелектричними модулями (стрінгами). Затінені модулі можуть нагріватися більше, ніж незатінені, що може призвести до їх деградації. Також варто зазначити, що регулярне затінення може в деяких випадках спричинити

утворення гарячих точок протягом кількох років через ефект зворотного струму затінених модулів.

- **LID - Деградація, викликана світлом**

Нормована втрата продуктивності від 0,25% до 0,7% на рік.

Коли сонячна панель вперше піддається впливу сонячного світла, виникає явище, яке називається «стабілізація потужності», через сліди кисню в кремнієвій пластині. Цей ефект добре вивчений і є початковою фазою стабілізації світло-індукованої деградації або LID. Під час цієї фази сонячна панель може втратити від 2% до 3% своєї номінальної потужності протягом перших кількох сотень годин роботи, а повний ефект цієї початкової фази відбувається протягом першого року використання.

Після початкової фази стабілізації швидкість LID значно знижується до 0,3%–0,7% на рік протягом наступних 25+ років. Однак LID може становити лише 0,25% на рік для високопродуктивних модулів таких виробників, як LG, Sunpower, Trina Solar, Longi Solar і REC, завдяки використанню високочистої кремнієвої підкладки N-типу.

Більшість виробників дещо перевищують номінальну потужність панелі на 5%, що враховує невеликий дисбаланс елементів і компенсує деяке початкове погіршення. Це також забезпечує точність номінальної потужності панелі. Наприклад, панель потужністю 350 Вт може спочатку виробляти до 5% більше енергії або до 368 Вт протягом короткого проміжку часу [19]. Однак це невелике перевиробництво, як правило, короткочасне і може бути невимірним, якщо панелі не працюють в ідеальних умовах. Гарантія продуктивності виробника описуватиме рівень LID та очікувану втрату продуктивності протягом (25 років) гарантійного періоду. На рисунку 4.4.1 показано швидкість деградації через LID протягом терміну служби сонячних панелей LG.

Швидкість деградації через LID протягом терміну служби сонячних панелей LG

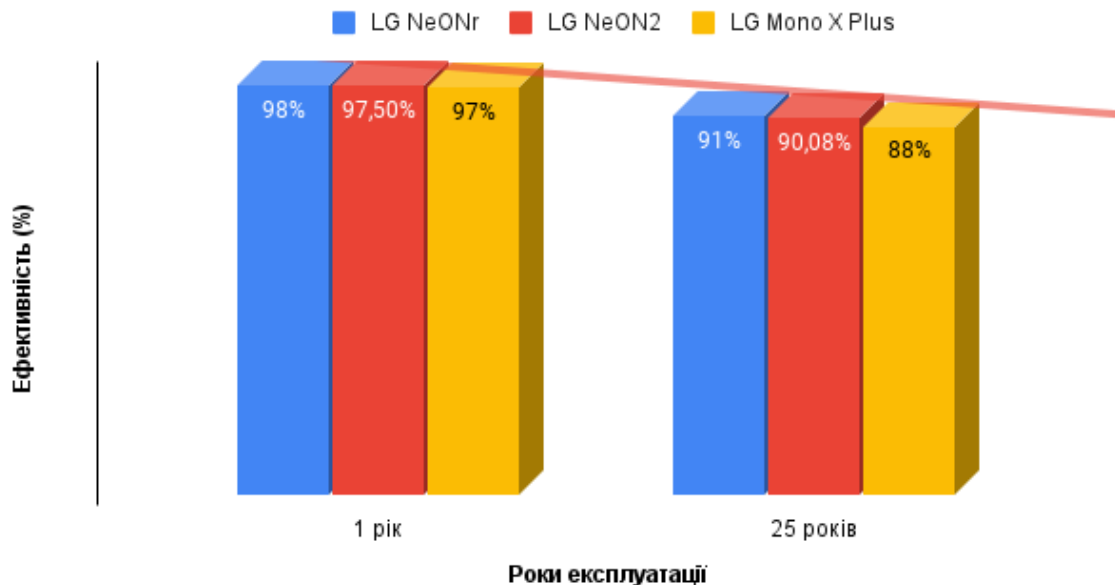


Рис. 4.4.1 - Швидкість деградації через LID протягом терміну служби сонячних панелей LG

PID - Потенційно викликана деградація

Потенційно індукована деградація або PID – це форма деградації панелі, яке може сягати понад 20% за кілька місяців, та зазвичай стає очевидною після 4-10 років використання, не пов'язане ні зі звичайним старінням модуля, ні з неправильним встановленням модуля. PID виникає через високу напругу, високі температури та високу вологість. PID — це, по суті, витік напруги від елементів до корпусу сонячної панелі, що призводить до зниження вихідної потужності. На жаль, спочатку проблема може бути непомітною, але з часом вона поступово погіршується. Потенційно індуковану деградацію може бути важко діагностувати без спеціалізованого тестера IV кривої. Однак першою ознакою може бути аномально низька напруга.

Швидкість PID залежить від – напруги системи, рівня вологості та температури комірки. Таким чином, це має руйнівний вплив на всі рівні встановлення фотоелектричної системи – фінансування, експлуатацію та економіку [19].

Окремі модулі в фотоелектричних системах часто з'єднуються послідовно, щоб збільшити напругу в системі. Різниця потенціалів утвореного таким чином ланцюга іноді може досягати кількох сотень вольт. З метою захисту людей від ураження електричним струмом всі металеві конструкції модулів заземляють. Таким чином, струми витоку можуть виникати через відсутність ізоляції між структурою та активними шарами (PV осередками). Це явище може призвести до поляризації, яка може погіршити електричні характеристики фотоелектричних елементів. PID характеризується прогресивним погіршенням продуктивності фотоелектричних модулів на основі кристалічного кремнію через наявність індукованого електричного струму в самому центрі модуля.

Панелі, на які впливає PID, містять нефункціональні чорні комірки (часто з боку негативного полюса), які зазвичай знаходяться біля рами. Це виникає через величезний потік електронів через такі сонячні елементи та різницю напруги на панелі.

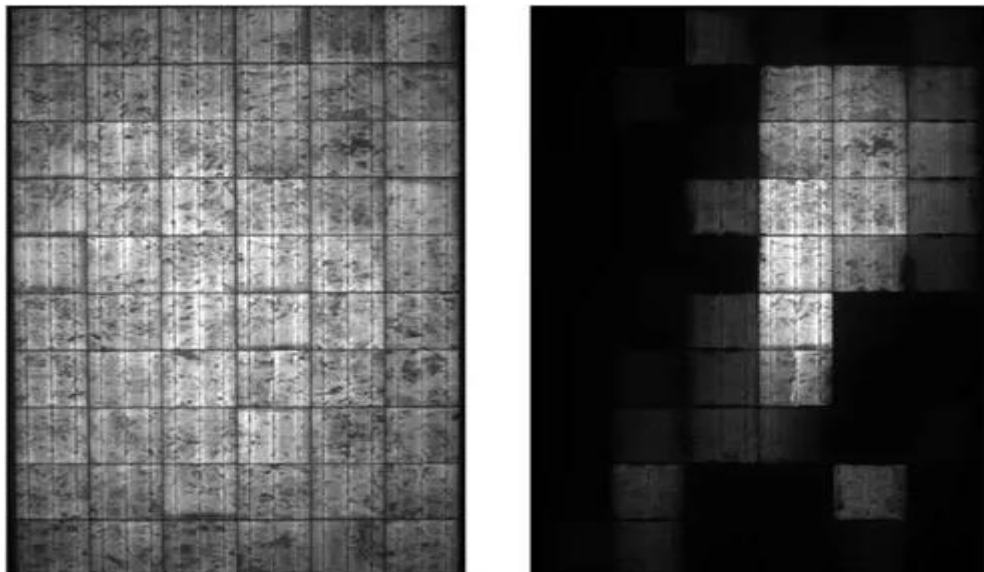


Рис. 4.4.2 - Приклад фотоелектричного модуля із Потенційно викликаною деградацією

- **Гарячі точки та мікротріщини**

Більшість сучасних сонячних панелей виготовляються з використанням серії сонячних елементів, виготовлених із надтонких кристалічних кремнієвих пластин. Пластини зазвичай мають товщину близько 0,16 мм. Звичайно, пластини та комірки є досить крихкими і можуть тріснути або зламатися під

сильними механічними навантаженнями, такими як неправильне поводження під час встановлення, екстремальне навантаження від вітру або великий град. Варто зазначити, що не всі модулі є крихкими, високоефективні елементи IBC, які використовують Sunpower, Trina Solar, Longi Solar та LG, набагато міцніші завдяки великій кількості зворотних контактів, які зміцнюють елемент [19].

Гарячі точки — це ділянки фотоелектричного модуля з високими температурами, яка виникає через великий опір в одній або кількох елементах панелі. Гарячі точки можуть пошкодити комірки або інші частини пристрою, як показано на рисунку [20].



Рис. 4.4.3 - Фотоелектричний модуль з гарячими точками

Сонячні батареї генерують електричний струм, який проходить через з'єднані між собою елементи. Якщо це порушено через внутрішню несправність або серйозні мікротріщини, то підвищений опір виробляє тепло, яке у свою чергу, ще більше збільшує опір і створює більше тепла, що призводить до гарячої точки. У важких ситуаціях це може навіть спалити фотоелектричний модуль.

У пошкодженій ділянці модуля може утворитися локальна гаряча точка. Гарячі точки можуть прискорити деградацію та розшарування заднього листа, що зрештою збільшує ризик виникнення замикань на землю та дугових замикань.

Деградація у вигляді гарячої точки може статися, коли сонячна батарея отримує менше сонячного світла, ніж інші елементи панелі, через тінь або іншу перешкоду, яка частково закриває частину батареї. Через це затінена комірка виробляє менше енергії, ніж інші комірки, що може призвести до зворотного напрямку струму через затінену комірку, що може спричинити перегрів і, можливо, непоправну шкоду.

При створенні сонячних елементів важливо вибрати матеріали з високою термічною стабільністю. Раннє виявлення гарячих точок шляхом отримання інфрачервоних фотографій модулів може допомогти збільшити виробництво електроенергії та термін служби фотоелектричної системи. Як наслідок, використання сфокусованого сонячного випромінювання у фотоелектричних установках може підвищити питому потужність фотоелектричних модулів, одночасно зберігаючи температуру сонячних елементів у них. У кремнієвих сонячних елементах гарячі точки можуть виникати, коли частина елемента затінюється або іншим чином закривається від сонця, тоді як решта елемента продовжує виробляти електроенергію [20]. Це може призвести до зворотного зміщення затіненої області, що може призвести до накопичення тепла та потенційної гарячої точки. Гарячі точки в кремнієвих елементах можуть призвести до постійного пошкодження елемента та знизити загальну вихідну потужність.

Мікротріщини зазвичай не становлять проблеми до тих пір, поки пошкодження не обмежить потік струму через елемент і не створить неактивну область. Коли потік струму обмежений, модуль буде виробляти менше енергії.

Гарячі точки та мікротріщини не завжди видно неозброєним оком, і часто єдиний спосіб визначити, чи пошкоджена сонячна панель, — це використати спеціальну тепловізійну камеру, яка висвітлить різницю температур між різними елементами. На рисунку зображено теплове зображення сонячної панелі з гарячими точками через серйозні мікротріщини.

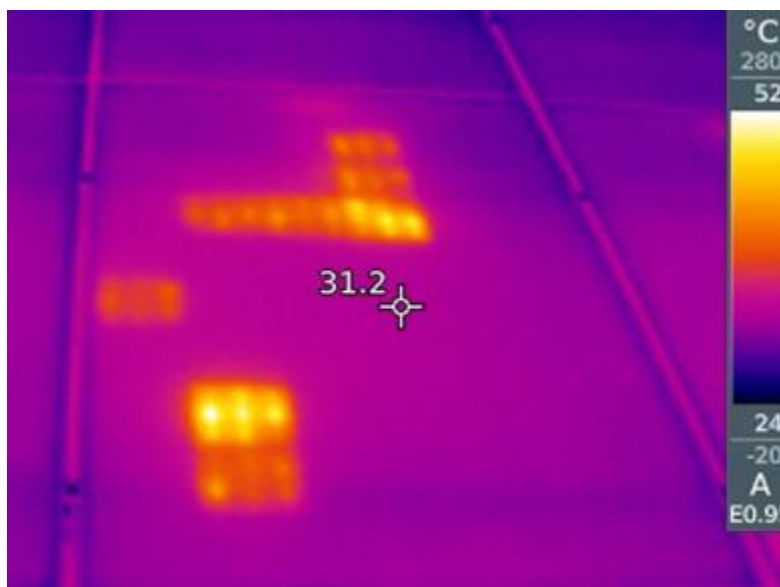


Рис. 4.4.3 - Теплове зображення сонячної панелі з гарячими точками через серйозні мікротріщини

Корозія фотоелектричного модуля

Корозія фотоелектричних модулів є однією з найпоширеніших проблем у цій галузі та спричиняє зміну кольору стрічки. Виявлення причини корозії фотоелектричного модуля може бути непростим, оскільки механізми корозії можуть бути пов'язані з іншими режимами деградації. Для виникнення корозії фотоелектричного модуля необхідні електроліт, окислювач і метал.

Зношення будь-якого компонента фотоелектричного модуля може сприяти корозії, сприяючи проникненню води та кисню в сонячну батарею фотоелектричного модуля.

Корозія фотоелектричних модулів ініціюється та прискорюється декількома факторами одночасно та має взаємний причинно-наслідковий зв'язок [20]. На рисунку 4.4.4 показано короткий опис механізмів корозії фотоелектричних модулів



Рис. 4.4.4 - Механізм корозії сонячних елементів

Методи боротьби із корозією включають в себе: використання якісних модулів із стійкими до корозії матеріалами; дотримання технологій монтажу із забезпеченням вентиляції та відводу води; регулярний контроль стану модулів.

- **Зміна кольору фотоелектричного модуля**

Однією з ключових проблем, які сприяють ранньому старінню сонячних фотоелектричних панелей, є знебарвлення. Зміни кольору зазвичай спричинені пошкодженням EVA або клею, затиснутого між фотоелементами та склом. EVA змінює колір зі світло-жовтого на темно-коричневий у міру знебарвлення. Коли сонячне випромінювання потрапляє на модуль зі зміненим кольором комірки, вихідна потужність знижується [20]. Головною причиною втрати прозорості та еластичності EVA є ультрафіолетове випромінювання, при температурах вище 50 °C .

Знебарвлені фотоелементи показано на рисунку 4.4.5

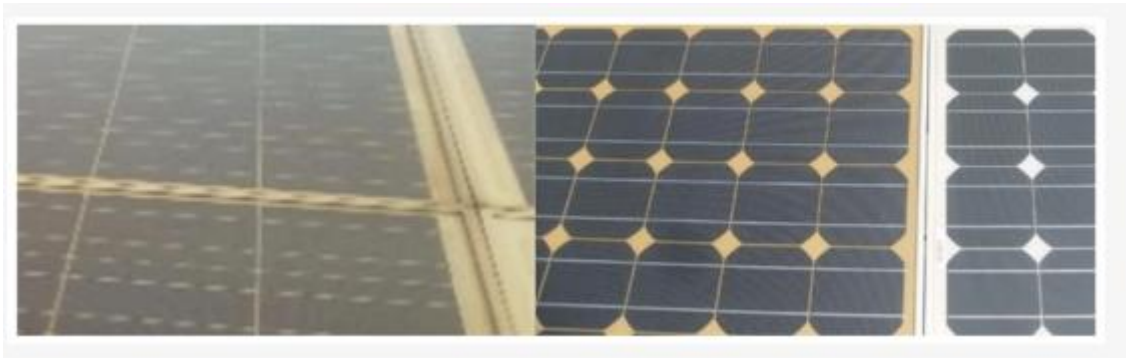


Рис. 4.4.5 - Знебарвлені сонячні елементи

Вплив сонця: Тильна сторона панелі розроблена таким чином, щоб протистояти різкому ультрафіолетовому випромінюванню та запобігати потемнінню. При низькій якості матеріалів, що використовуються в панелях, структура EVA змінюється під впливом УФ-випромінювання та температури. В результаті стається процес знебарвлення. На рисунку 4.4.6 зображений процес наслідків від зміни кольору фотоелектричного модуля

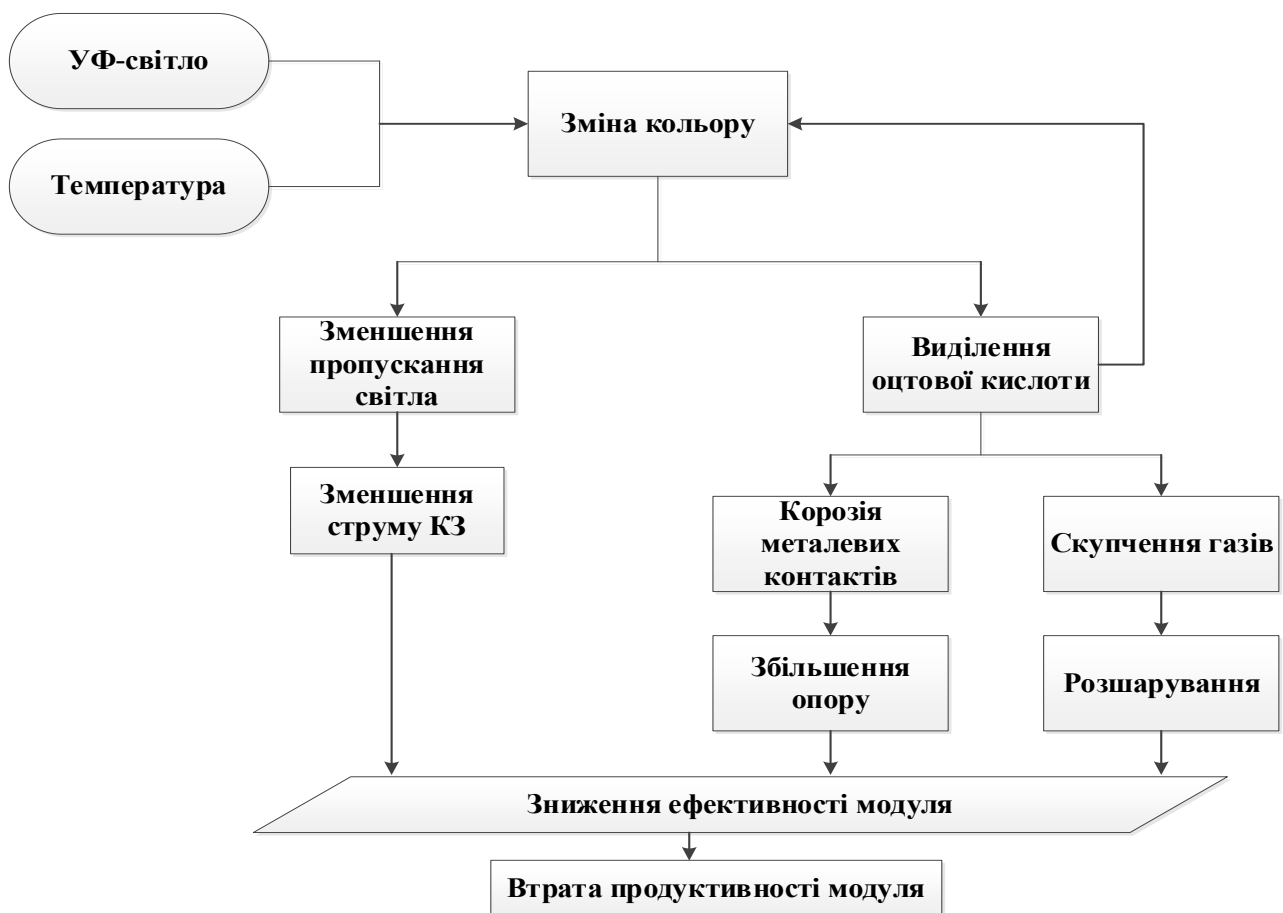


Рис 4.4.6 - Процес наслідків від зміни кольору фотоелектричного модуля

- **Розшарування фотоелектричного модуля**

Явище розшарування — це відокремлення частин ламінованої сонячної панелі одна від одної. За рахунок розшарування обсяг виробництва панелей значно зменшується.

Розшарування частіше трапляються в теплому та вологому кліматі. Вони пропускають вологу всередину обладнання та часто спричиняють значні фізичні та хімічні пошкодження. Розшарування панелей викликано високою температурою навколишнього середовища. Окрім цього, розшарування є ознакою неякісного виробничого процесу виробника сонячних панелей.

На рисунку 4.4.7 показано розшарування фотоелектричного модуля. Розшарування відбувається, коли EVA втрачає свою міцність склеювання в умовах високої вологості та температури.

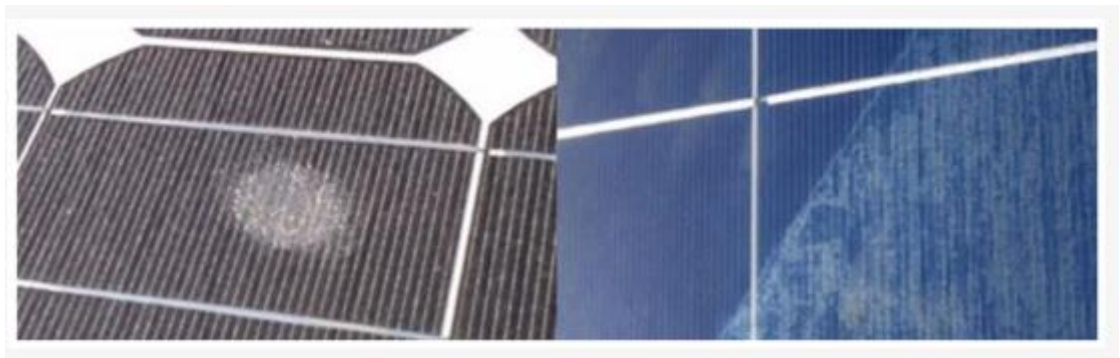


Рис. 4.4.7 - Фотоелектричний модуль з розшаруванням

- **Несправність коробки з'єднання**

Надійність розподільної коробки є одним з найважливіших питань для фотоелектричних модулів під час перевірки та експлуатації. Загалом, близько 85% несправностей розподільної коробки походять від встановлення системи та здебільшого відбуваються протягом перших трьох місяців після встановлення фотоелектричної системи .

На рисунку 4.4.8 показана несправність розподільних коробок.



Рис. 4.4.8 - Несправності розподільної коробки

Основні види несправностей включають згоряння байпасних діодів і розподільних коробок, що в екстремальних випадках збільшує ризик пожежі. Основні причини включають надмірне навантаження на систему, погане кріплення розподільної коробки до задньої панелі, погано закриту кришку, вологість і неправильне підключення. Розподільні коробки зазвичай містять обхідні діоди для захисту модулів у разі затінення або проблем із модулями.

- **LeTID - деградація під впливом світла та температури**

Деградація під впливом світла та температури – це явище, яке призводить до деградації потужності сонячних модулів під впливом високої температури та світла.

Феномен LeTID подібний до LID, хоча втрати через LeTID сягають 6% протягом першого року, і якщо виробник не врахував їх повністю, це може призвести до низької продуктивності та потенційних претензій щодо гарантії. Кремнієві елементи від кількох виробників, включаючи LG, Sunpower, Longi Solar, REC не страждають від впливу LeTID.

4.5 Порівняння сонячних панелей

Монокристалічні кремнієві сонячні панелі (рис 4.5.1) є найпопулярнішим вибором на ринку, а також найефективнішим типом сонячного елемента. Хоча вони також зазвичай є найдорожчим варіантом, монокристалічні елементи гарантують пристойний рівень ефективності в будь-яких погодних умовах, що робить їх чудовим вибором [21]. Назва «монокристалічний» означає, що пластина виготовлена з кремнію одного кристала. У монокристалічних

пластинах електрони, що генерують струм, мають більше простору для руху, що робить монокристалічні сонячні панелі більш ефективними.

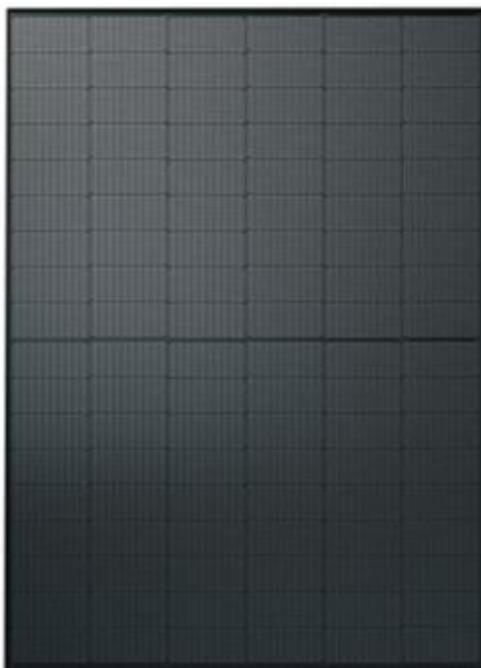


Рис. 4.5.1 - Монокристалічна сонячна панель

Полікристалічні сонячні панелі (рис.4.5.2) складаються з кількох кристалів кремнію в одному фотоелектричному елементі. Для формування пластин полікристалічних панелей кілька фрагментів кремнію сплавляються разом. Під час виробництва полікристалічних елементів розплавлений кремній залишають остигати безпосередньо на панелі. Саме тому поверхня таких панелей нагадує мозаїку. Вони мають квадратну форму та яскраво-синій відтінок завдяки використанню кількох кристалів полікристалічного кремнію. Оскільки в кожному елементі присутні декілька кристалів кремнію, полікристалічні панелі обмежують рух електронів всередині елементів [21].

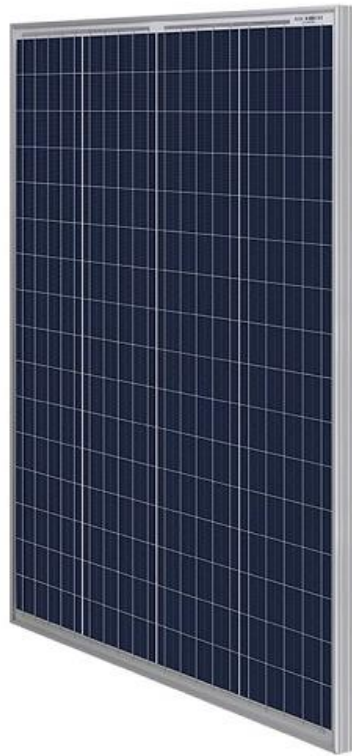


Рис. 4.5.2 - Полікристалічна сонячна панель

Тонкоплівкові сонячні панелі (гнучкі сонячні панелі) (рис. 4.5.3) - виготовляються шляхом напилення тонких шарів (від кількох мікрметрів до десятків) фотоактивного матеріалу на підкладку, як правило, зі скла, пластику або нержавіючої сталі. Загальна товщина струмо-генеруючого шару становить близько 1 мікрметра (0,001 мм)

Найпоширеніші матеріали для тонкоплівкових сонячних панелей:

Аморфний кремній: Найбільш розповсюджений тип. Він добре працює в умовах розсіяного освітлення, але має найнижчу ефективність серед тонкоплівкових панелей..

Мікрокристалічний кремній: Поєднує деякі властивості монокристалічного та аморфного кремнію, пропонуючи трохи вищу ефективність, ніж аморфний.

CdTe (кадмій-телурид): Ефективний та економічний, проте містить токсичний кадмій, що ставить питання щодо утилізації.

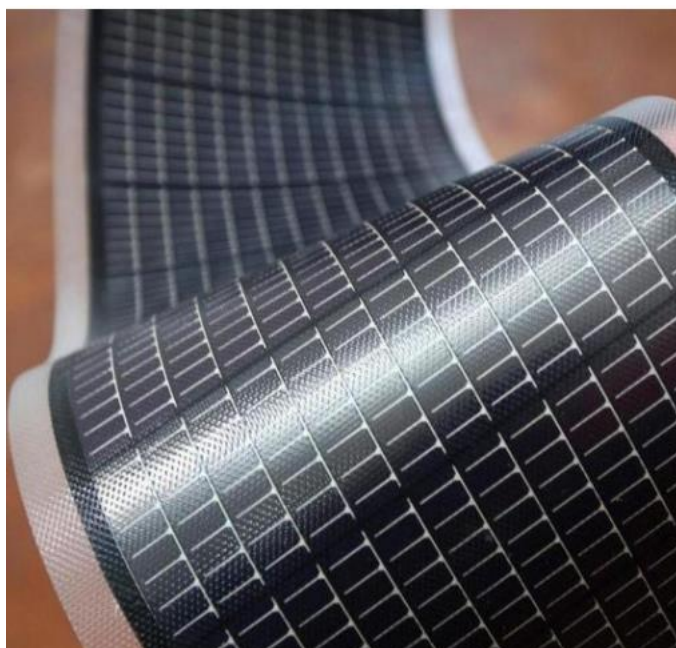


Рис. 4.5.3 - Тонкоплівкова (гнучка) сонячна панель

Порівняльна таблиця 4.5.1 із характеристиками приведена нижче.

Табл. 4.5.1 - Порівняльні характеристики сонячних панелей

Характеристика	Монокристалічні	Полікристалічні	Тонкоплівкові
Ефективність	До 22%	До 18%	До 12%
Вартість	Найдорожчі	Дешевше, ніж монокристалічні	Найдешевші
Термін служби	До 30 років	25-30 років	15-20 років
Швидкість деградації	0,5% - 0,7% на рік	0,7% - 1,0% на рік	1,0% - 2,0% на рік
Стійкість до забруднень	Чутлива	Менш чутлива	Низька
Стійкість до високих температур	Нижча, ніж полікристалічних	Найкраща	Погана
Легкість	Важкі	Важкі	Легкі
Колір	Чорний, темно-синій	Синій, світло-синій, чорний	Різноманітні
Рекомендації	Найкращий вибір, якщо потрібна максимальна ефективність	Добре співвідношення ціни та якості	Добре підходить для нерівних поверхонь

4.6 Методи запобігання деградації фотоелектричних модулів

- **Пил:** регулярне очищення фотоелектричних модулів має важливе значення для запобігання накопиченню пилу, який може зменшити кількість сонячного світла, що потрапляє на модулі. Очищення можна проводити водою або м'якою щіткою, але слід бути обережним, щоб не подряпати поверхню модуля [22].
- **Зміна кольору фотоелектричного модуля:** зміна кольору фотоелектричних модулів може бути викликана різними факторами, такими як вплив УФ-випромінювання, екстремальні погодні умови та хімічне пошкодження. Щоб зменшити це, рекомендується використовувати високоякісні матеріали з УФ-стабілізаторами та уникати впливу агресивних хімічних речовин. Регулярне технічне обслуговування та перевірка також можуть допомогти виявити знебарвлення на ранній стадії та запобігти його поширенню.
- **Розшарування:** поділ шарів у фотоелектричному модулі, що може призвести до зниження продуктивності та навіть до повного виходу з ладу. Щоб пом'якшити це, важливо використовувати високоякісні матеріали та забезпечити належне встановлення та технічне обслуговування. У разі відшарування уражену ділянку слід негайно відремонтувати або замінити.
- **Гарячі точки:** гарячі точки виникають, коли невелика ділянка фотоелектричного модуля виробляє більше тепла, ніж решта модуля, що може призвести до зниження продуктивності та навіть пошкодження. Щоб пом'якшити це, дуже важливо використовувати високоякісні матеріали та забезпечувати належне встановлення та обслуговування [22]. Крім того, фотоелектричні модулі з обхідними діодами можуть допомогти запобігти гарячим точкам, перенаправляючи струм навколо уражених модулів.
- **Тріщини:** Тріщини в фотоелектричному модулі можуть знизити його продуктивність і термін служби. Щоб пом'якшити це, рекомендується використовувати високоякісні матеріали та забезпечити належне встановлення та обслуговування. Регулярні перевірки можуть допомогти виявити тріщини на ранній стадії та запобігти їх поширенню.

- **Температура:** високі температури можуть знизити ефективність фотоелектричних модулів і скоротити термін їх служби. Щоб пом'якшити це, рекомендується використовувати матеріали з високою теплопровідністю та забезпечити належну вентиляцію та затінення. Крім того, фотоелектричні модулі з покриттям проти відблиску можуть допомогти зменшити кількість тепла, що поглинається елементами.
- **Вологість:** висока вологість може призвести до корозії та інших форм пошкодження фотоелектричних модулів. Щоб пом'якшити це, рекомендується використовувати матеріали, стійкі до корозії, а також забезпечити належне встановлення та обслуговування. Крім того, регулярні перевірки можуть допомогти виявити та запобігти пошкодженню, викликаному вологістю.
- **Затінення:** правильний вибір розташування сонячної електричної станції; обрізка дерев (якщо дерева або кущі затіняють панелі, їх необхідно обрізати, це дозволить сонячному світлу краще досягати панелей і збільшить їх ефективність); встановлення оптимізаторів потужності (оптимізатори потужності можуть допомогти зменшити вплив затінення на виробництво електроенергії. Вони працюють за принципом обходу затінених елементів панелі, що дозволяє іншим елементам продовжувати генерувати електроенергію); використання систем відстеження сонця (системи відстеження сонця можуть повертати панелі протягом дня, щоб вони завжди були спрямовані на сонце. Це може значно збільшити виробництво електроенергії, особливо в місцях з непостійною сонячною активністю).

4.7 Фактори, які впливають на швидкість деградації фотоелектричних модулів

Кілька факторів можуть визначати швидкість, з якою сонячні панелі руйнуються з часом, деякі з них залежать від виробника, а інші – від установника та власника.

- **Якість**

Матеріали та компоненти, включаючи сонячне скло, алюмінієву раму та сонячні елементи, які використовуються в панелі, можуть зламатися, якщо вони низької якості. Деякі виробники зменшують кількість алюмінію, який вони використовують у рамі, щоб знизити ціни, а тонші рами більш вразливі до пошкоджень.

Хоча початкова вартість панелі може бути низькою, у довгостроковій перспективі вона може коштувати дорожче, якщо рівень відмов вищий і її потрібно замінити [22].

- **Збірка панелі**

Навіть із високоякісними матеріалами спосіб складання панелі може вплинути на її термін служби, оскільки не всі матеріали добре поєднуються. Несумісні матеріали та компоненти можуть прискорити LID або PID.

- **Монтаж**

Правильне зберігання та поводження з панелями до та під час встановлення є важливими, щоб уникнути пошкодження. Мікротріщини, подряпини та неправильне електричне підключення під час монтажу впливають на роботу панелі.

- **Технічне обслуговування**

Хоча сонячні батареї потребують мінімального обслуговування, дуже важливо стежити за ними, щоб усунути накопичення пилу чи сміття, які можуть вплинути на вихід електроенергії. Крім того, необхідна регулярна перевірка з'єднання, кабелів та інверторів, щоб переконатися, що вони закріплені та не зламані.

- **Погода**

Екстремальні погодні явища, такі як спека, урагани та снігові бурі, впливають на швидкість старіння. Різкі перепади температури можуть

спричинити стискання та розширення компонентів, викликаючи тріщини та інші пошкодження. Тоді як сильний снігопад може чинити тиск на поверхню, утворюючи тріщини, особливо якщо сніг замерзає. Урагани можуть спричинити падіння сміття та пошкодження поверхні панелі. В таблиці 4.7.1 показані результати дослідження щодо впливу погодніх умов на стан та роботу сонячних модулів

Таблиця 4.7.1 - Результати дослідження впливу погодніх умов на стан та роботу сонячних модулів

Погодні умови	Основні моменти погоди	Виявлені режими збою	Тип PV (Poly-Si, Mono-Si)	Роки експлуатації
Субтропічний клімат з помірним рівнем вологості і високою температурою.	Спекотно	Знебарвлення EVA, забруднення, тріснутий елемент, гаряча точка.	Poly-Si	6
Клімат напівпустелі, значно жарка і суха погода	Спекотно	Знебарвлення EVA, забруднення, розшарування EVA, тріщина в осередку, корозія металу.	Poly-Si	10
Сухий екваторіальний клімат. Середня температура коливається від 28 °C до 30 °C, а середня вологість становить від 60% до 75%.	Спекотно та волого	Зміна кольору EVA, корозія металу, дефекти тильного листа.	Mono-Si	Від 0 до 5
Вологий напівекваторіальний клімат. Середня температура коливається від 26 °C до 30 °C, а середня вологість становить від 70% до 80%.	Спекотно та волого	Знебарвлення EVA, розшарування EVA, корозія металу, дефекти тильного листа.	Poly-Si	Від 6 до 10

Жарко супроводжується високою відносною вологістю повітря до 85%.	Спекотно та волого	Знебарвлення та розшарування EVA, корозія металу, тріщини тильного листа, гарячі точки.	Mono-Si	10
Сухий і жаркий клімат, з частими піщаними бурями, розташований в пустелі.	Сухо та спекотно	Зміна кольору та розшарування EVA, корозія металу.	Mono-S, Poly-Si	11
Жарко з високим діапазоном відносної вологості; в середньому 67%.	Спекотно та волого	Знебарвлення та відшарування EVA, корозія металу, забруднення, крейдування тильного аркуша.	Mono-Si	11
Помірний клімат зі значно високою відносною вологістю, яка може досягати 83% у зимові місяці.	Волого	Знебарвлення та розшарування EVA, корозія металу та байпасу, гарячі точки	Poly-Si	14

Висновок до розділу

У даному розділі було проведено аналіз різних факторів, що спричиняють деградацію фотоелектричних модулів. Встановлено, що деградацію може викликати низка чинників, таких як:

Вплив навколишнього середовища: включає ультрафіолетове випромінювання, високу температуру, вологість та забруднення.

Якість матеріалів: використання низькоякісних матеріалів може призвести до прискореної деградації модулів.

Помилки при виготовленні: допущені помилки під час виробництва модулів також можуть сприяти їхній деградації.

Механічні пошкодження: модулі можуть постраждати від граду, сильного вітру або інших механічних впливів.

Необхідно вжити заходів для запобігання деградації фотоелектричних модулів. Це можна зробити наступним чином:

Проект: врахування всіх чинників та факторів при проектуванні з урахуванням кліматичних умов.

Використання якісних модулів: важливо обирати модулі, які виготовлені з високоякісних матеріалів та мають гарантію від виробника.

Дотримання технологій монтажу: модулі повинні бути правильно встановлені, щоб мінімізувати вплив зовнішніх факторів.

Регулярне обслуговування: модулі мають періодично перевірятися та очищатися, щоб запобігти накопиченню бруду та пилу.

Деградація фотоелектричних модулів - серйозна проблема, що може значно знизити їхню ефективність. Важливо приймати заходи для запобігання деградації, щоб забезпечити тривалу та надійну роботу модулів.

5. ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ МОДУЛІВ

Згідно вимог ДСТУ EN 60904-1:2009, фотоелектричні модулі (далі – ФЕМ) підлягають періодичній перевірці шляхом вимірювання вольт-амперних характеристик (далі – ВАХ). Для вимірювання ВАХ використовувався тестер фотоелектричних установок SEAWARD PV200, S/N 38M-0889, тепловізор FLIR E85 та анемометр FA410.

Тестер PV200 є високоефективним пристроєм для тестування і діагностики фотоелектричних систем. Він дозволяє проводити всі необхідні експлуатаційні випробування відповідно до стандарту IEC 62446, а також швидко та точно побудовувати графіки залежності I-U відповідно до стандарту IEC 61829.

SEAWARD PV200 - це портативний тестер, який використовується для випробувань та введення в експлуатацію фотоелектричних (PV) систем. [23]

Основні характеристики:

Вимірювання:

Напруга постійного струму (DC); Струм постійного струму (DC); Потужність постійного струму (DC); Опір; Частота; Коефіцієнт потужності; Енергія; Температура.

Тести:

Тест на провідність; Тест ізоляції; Тест діода; Тест ланцюга PV; Тест заземлення.

Інші функції:

Зберігання даних; Звітність; Інтерфейс Bluetooth; Сумісність з ПК.

Технічні характеристики:

- Діапазон вимірювання напруги: 0-1000 В DC
- Діапазон вимірювання струму: 0-10 А DC
- Діапазон вимірювання потужності: 0-10 кВт DC
- Діапазон вимірювання опору: 0-100 МОм
- Діапазон вимірювання частоти: 45-65 Гц
- Діапазон вимірювання коефіцієнта потужності: 0-1
- Діапазон вимірювання енергії: 0-1000 кВт-год
- Діапазон вимірювання температури: -20-80 °C



Рис. 5.1 - Пристрій SEAWARD PV200

FLIR E85 - це потужний та універсальний тепловізор, який може знаходити застосування в різних галузях. Його висока роздільна здатність, чутливість та широкий діапазон температур роблять його ідеальним для виявлення та діагностики проблем (рисунок 5.2)

Переваги:

Висока роздільна здатність: має високу роздільну здатність 464 x 348 пікселів, що дозволяє йому бачити чіткі та деталізовані теплові зображення.

Частота кадрів 9 Гц: має частоту кадрів 9 Гц, що дозволяє йому бачити плавні та чіткі теплові зображення.

Широкий діапазон температур: має широкий діапазон температур від -20°C до $+1200^{\circ}\text{C}$, що дозволяє йому використовуватись для різних застосувань.

Чутливість: має чутливість $<0,05^{\circ}\text{C}$, що дозволяє йому бачити дрібні температурні відмінності.

Підключення: має Wi-Fi, Bluetooth та USB підключення, що дозволяє йому легко підключатися до інших пристроїв.



Рис. 5.2 - Тепловізор FLIR E85

Анемометр FA410 є компактним, простим у використанні та багатофункціональним пристроєм, який ідеально підходить для вимірювання швидкості вітру та температури в різних галузях (рисунок 5.3)

Переваги:

Компактний: є компактним та легким пристроєм, що робить його зручним для використання в польових умовах.

Простий у використанні: інтуїтивно зрозумілий інтерфейс, що робить його зручним для користувачів.

Широкий діапазон вимірювань: має широкий діапазон вимірювання швидкості вітру та температури, що робить його універсальним пристроєм для різних застосувань.

Функціональність: має багато функцій, таких як обчислення об'ємної витрати повітря, зберігання даних та підключення до ПК, що робить його потужним інструментом для різних завдань.



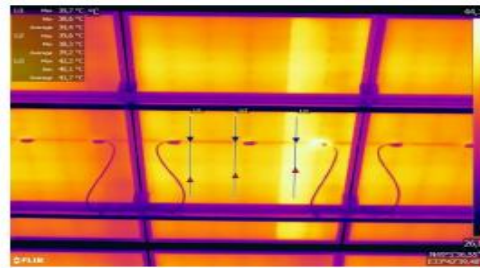
Рис. 5.3 - Анемометр FA410

Для проведення вимірів було обрано фотоелектричну станцію в Полтавській області номінальною потужністю 5 МВт, площа – 2.266га, кількість PV-модулів – 9696 шт., тип PV-модулів – JinKO Solar JKM525M-72HL4-TV. Погодні умови при проведенні вимірів +25°C – +30°C, сонячно, вітер 2 м/с.

Проведений аналіз роботи фотоелектричних модулів (далі – ФЕМ) за результатами їх діагностики методом тепловізійного обстеження засобами інфрачервоної техніки та зняттям електричних величин, а саме вольт-амперних характеристик ФЕМ фотоелектричної електростанції.

В результаті дослідження було виявлено дефект діоду інвертора 2.11 (стрінг 2.11.10). Приведено термограму ФЕМ інвертора 2.11 (рис 5.4) та вольт-амперну характеристику ФЕМ із виявленим дефектом діода (рис 5.5).

Термограма
№ FLIR_0145
№ FLIR_0146



Термограма
№ FLIR_0147
№ FLIR_0148

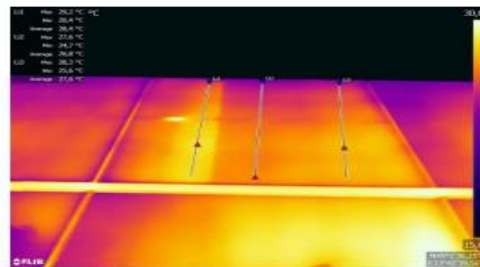


Рис. 5.4 - Термограма ФЕМ інвертора 2.11 (стрінг 2.11.10) із пошкодженням діодом

Термограма виявила аномально високу температуру в області діода на ФЕМ, що свідчить про його пошкодження. Це може бути результатом перевищення допустимих теплових параметрів або електричних навантажень. Пошкодження діода може призвести до нерівномірного розподілу потужності в системі та втрати енергії.

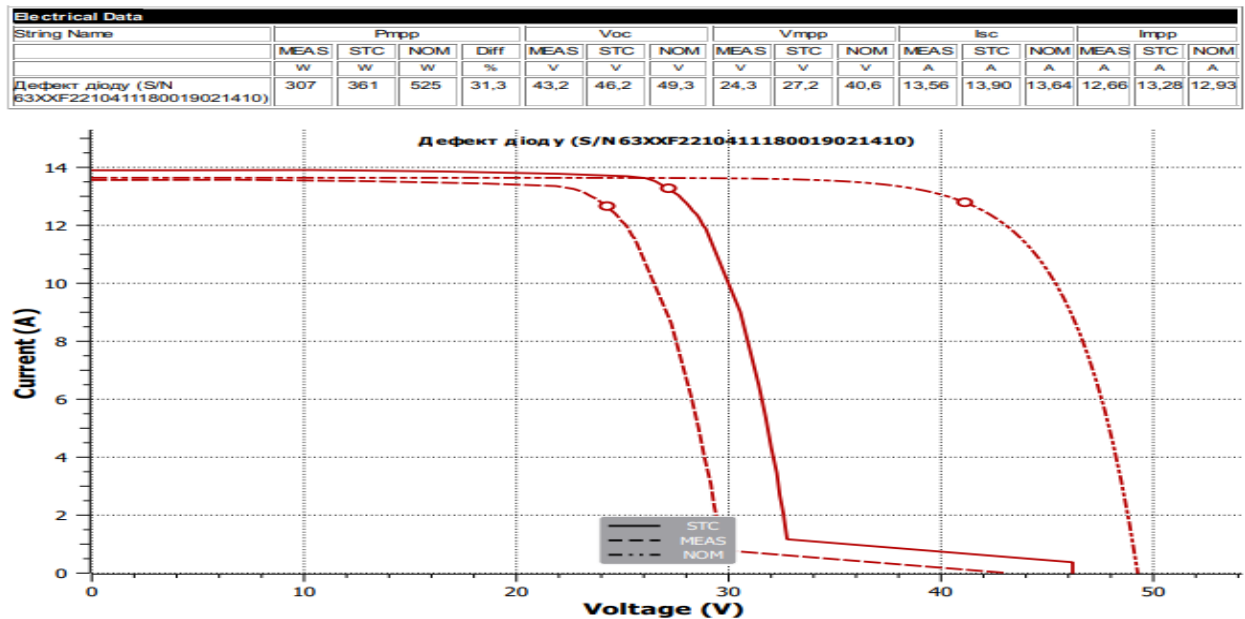
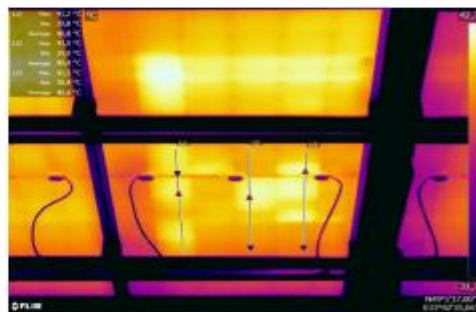


Рис. 5.5 - ВАХ ФЕМ інвертора 2.11 (стрінг 2.11.10) із пошкодженим діодом

Вольт-амперна характеристика сонячного модуля з пошкодженим діодом (MEAS) має відхилення від ВАХ за стандартних умови вимірювання (STC) та від ВАХ з номінальним значенням. Відхилення ВАХ свідчить про зниження ефективності сонячної панелі. Пошкоджену сонячну панель необхідно замінити.

Також в результаті дослідження було виявлено коротке замикання комірок PV-модуля інвертора 2.4 (стрінг 2.4.3). Приведено термограму ФЕМ інвертора 2.4 (рис 5.6) та вольт-амперну характеристику ФЕМ (рис 5.7).

Термограма
№ FLIR_0261
№ FLIR_0262



Термограма
№ FLIR_0263
№ FLIR_0264

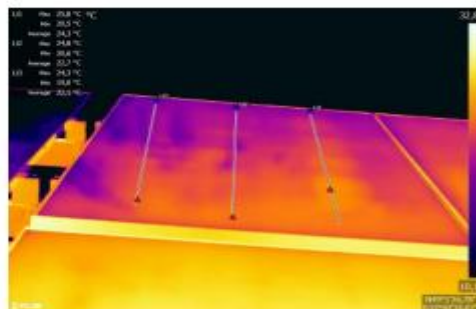


Рис. 5.6 - Термограма ФЕМ інвертора 2.4 (стрінг 2.4.3) із коротким замиканням комірок

Термограма ФЕМ інвертора 2.4 (стрінг 2.4.3) демонструє виявлене коротке замикання у комірках. Це вказує на потенційні проблеми з електричною ізоляцією або неправильну роботу комірок. Коротке замикання може призвести до падіння продуктивності інвертора та загрози безпеці системи.

Electrical Data																
String Name	Pmpp				Voc			Vmpp			Isc			Impp		
	MEAS	STC	NOM	Diff	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM
	W	W	W	%	V	V	V	V	V	V	A	A	A	A	A	A
Коротке замикання комірок PV-модуля (63XXF2210411180019025698)	401	503	525	4,1	44,4	47,0	49,3	36,1	38,9	40,6	11,87	13,68	13,64	11,10	12,95	12,93

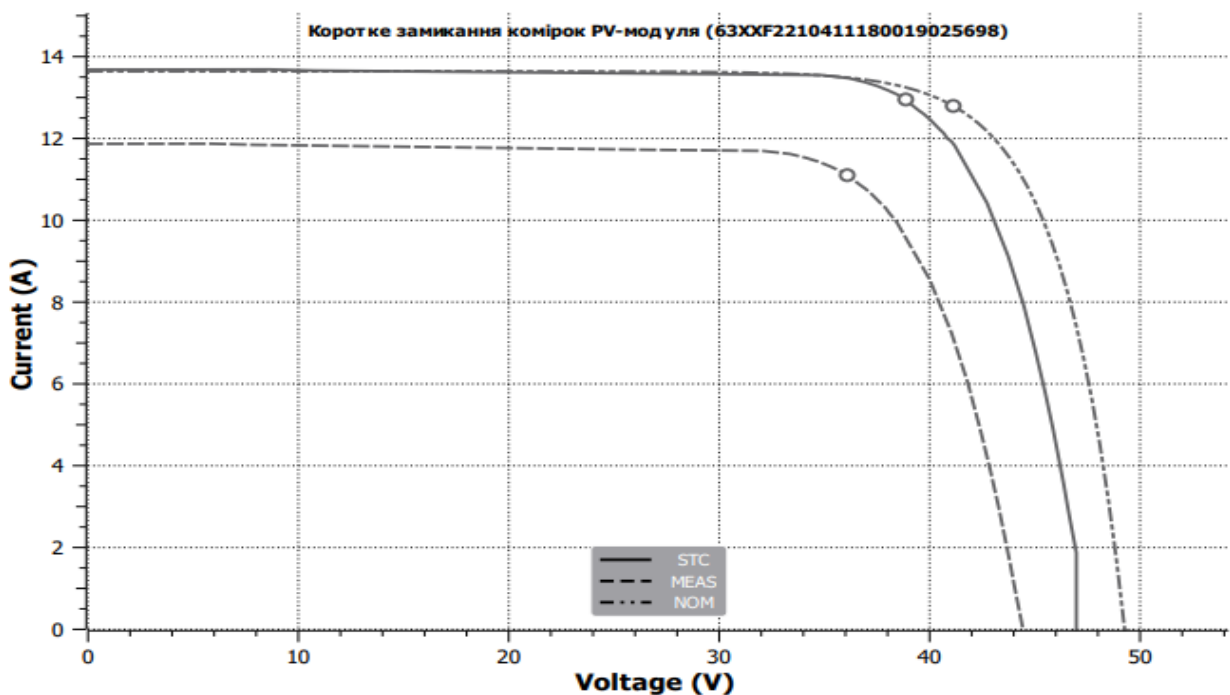


Рис. 5.7 - ВАХ ФЕМ інвертора 2.4 (стрінг 2.4.3) із коротким замиканням комірок.

Вольт-амперна характеристика фотоелектричного модуля інвертора 2.4 (стрінг 2.4.3) вказує на наявність короткого замикання у комірках.

ВАХ сонячного модуля з коротким замиканням комірок (MEAS) має значні відхилення від ВАХ за стандартних умови вимірювання (STC) та від ВАХ з номінальним значенням.

Це призводить до значного зниження вихідної потужності модуля та може негативно вплинути на роботу всієї системи.

Результати досліджень приведені в зведеній таблиці дефектних модулів 5.1

Таблиця 5.1 - Зведена таблиця дефектних модулів

Номер інвертора	Стан	P _{mp} , W			
		MEAS	STC	NOM	Diff
2.11	Дефект діоду	307	361	525	31.3%
2.4	Коротке замикання комірок PV-модуля	401	503	525	39%

Висновок до розділу

У розділі описані результати досліджень ФЕМ фотоелектричної електростанції. Відповідно до вимог ДСТУ EN 60904-1:2009, фотоелектричні модулі (ФЕМ) підлягають періодичній перевірці шляхом вимірювання вольт-амперних характеристик (ВАХ). Для вимірювання ВАХ використовувався тестер фотоелектричних установок SEAWARD PV200, S/N 38M-0889, тепловізор FLIR E85 та анемометр FA410.

Аналіз роботи фотоелектричних модулів (ФЕМ) за результатами їх діагностики методом тепловізійного обстеження та зняттям електричних величин свідчить про виявлення дефектів діоду інвертора 2.11 (стрінг 2.11.10) та короткого замикання комірок PV-модуля інвертора 2.4 (стрінг 2.4.3).

Термограма ФЕМ інвертора 2.11 та вольт-амперна характеристика ФЕМ з виявленим дефектом діода свідчать про аномально високу температуру в області діода, що призводить до нерівномірного розподілу потужності та втрати енергії. Рекомендується заміна пошкодженого діода для відновлення нормальної роботи інвертора.

Термограма ФЕМ інвертора 2.4 та вольт-амперна характеристика ФЕМ з коротким замиканням комірок підтверджують проблему електричної ізоляції або неправильної роботи комірок, що може призвести до падіння продуктивності інвертора та загрози безпеці системи. Рекомендується заміна пошкоджених комірок для відновлення ефективності сонячного модуля та інвертора.

6. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Сонячна енергетика – це галузь, що динамічно розвивається та пропонує альтернативу традиційним джерелам енергії.

Капітальні витрати:

- Вартість сонячних панелей: 40-60% загальних капітальних витрат.
- Вартість інверторів: 10-15% загальних капітальних витрат.
- Вартість монтажу та інших робіт: 20-30% загальних капітальних витрат.

Операційні витрати:

- Витрати на технічне обслуговування: 1-2% від капітальних витрат на рік.
- Страхування: 0,5-1% від капітальних витрат на рік.
- Інші витрати: плата за землю, податки, оренда обладнання (якщо використовується).

Доходи:

- Продаж електроенергії: основне джерело доходу.
- Державні субсидії: можуть бути доступні в деяких країнах.

Термін окупності:

- Залежить від капітальних витрат, операційних витрат, доходів, тарифів на "зелений" тариф.
- В середньому, СЕС може окупитися протягом 5-7 років.

Також потрібно враховувати витрати на заробітну плату працівників, ремонт та обстеження обладнання.

Тож буде доцільним розгляд місячної заробітної плати працівників на СЕС та кошторисну вартість виїзду бригади для здійснення планових діагностик обладнання фотоелектричної станції.

6.1 Кошторисний розрахунок заробітної плати

Заробітна плата розраховується за чітко визначеними тарифами, які залежать від мінімальної заробітної плати, головну частину становить норма виробітку (часу) і тарифна ставка. Заробітна плата визначається шляхом

безпосереднього розрахунку, виходячи з потрібної кількості працівників, їх кваліфікації, прийнятої системи оплати праці [25].

Наведений розрахунок стосується бригади з 3-х осіб (2-х інженерів та провідного інженера) з урахуванням 5-денного відрядження. В ньому враховані адміністративні витрати, амортизація транспорту та витрати на проживання персоналу.

Виходячи з періодичності проведення обслуговування СЕС (таблиця 6.1) визначаються річні витрати на оплату праці персоналу (інженерів), що обслуговують СЕС.

Табл. 6.1 - Норми часу огляду

Тип обслуговування	Періодичність планового обстеження	Склад бригади	Норма часу (людина- година)
Планове обстеження обладнання	2 рази на рік	Інженер – 2 Провідний інженер - 1	8 год/день

Вартість 1 години праці інженера та провідного інженера визначимо за формулою:

$$З = \left(\frac{T_m}{t_m} \cdot K_N \right) \cdot (1 + K_{\Pi}) \quad (6.1.1)$$

де T_m – мінімальний розмір оплати праці робітника 8000 грн/міс.; t_m – середньомісячна норма робочого часу 165 год; K_{Π} – тарифний коефіцієнт розряду; K_P – розмір премії 25%.

$$З_{\text{інж}} = \left(\frac{8000}{165} \cdot 3,29 \right) \cdot (1 + 0,25) = 199,3 \text{ (грн/год)}$$

$$З_{\text{пров.інж}} = \left(\frac{8000}{165} \cdot 3,94 \right) \cdot (1 + 0,25) = 238,7 \text{ (грн/год)}$$

Для розрахунку витрат на обслуговування СЕС за рік скористаємося формулою:

$$З_{п00} = З_{п.год} \cdot T_n \cdot T_d \cdot T_{об} \quad (6.1.2)$$

де T_n – кількість робочих днів у відрядженні;

T_d – кількість робочих годин (8 год);

$T_{об}$ – періодичність проведення обслуговування (2 рази в рік).

Проведемо розрахунок заробітної плати на плановий огляд обладнання СЕС:

$$З_{п00} = (З_{інж} \cdot З_{інж} \cdot З_{провід.інж}) \cdot T_n \cdot T_d \cdot T_{об} \quad (6.1.3)$$

$$З_{п00} = (199,3 + 199,3 + 238,7) \cdot 8 \cdot 5 \cdot 2 = 50\,984 \text{ (грн)}$$

Виїзд бригади у відрядження на 5 робочих днів з урахуванням амортизаційних витрат на транспорт, проживання персоналу та адміністративних витрат показано у загальному кошторисному розрахунку на рік у таблиці 6.1.2

Табл. 6.1.2 - Кошторисний розрахунок витрат на виїзну бригаду

Показники	Вартість огляду обстеження (2 рази на рік)
Заробітна плата (3 чоловіка в бригаді)	50 984
Добові виплати (500 грн)	15 000
Адміністративні витрати (1000 грн день)	30 000
Витрати на проживання персоналу (800 грн/доба)	24 000
Амортизаційні витрати на транспорт з врахуванням палива, грн	4 000
Загальна вартість (без урахування ПДВ), грн/рік	123 984

Також проведемо розрахунок для річної заробітної плати трьох працівників інженерів, які є постійно на станції.

Загальна кількість робочих годин в році при 40-ка годинному робочому тижні становить 1987 годин [26].

$$Z_{\text{інж(річна)}} = Z_{\text{інж(годин)}} \cdot 1987 = 199,3 \cdot 1987 = 396\,003 \text{ грн/рік}$$

$$Z_{\text{провід.інж(міс)}} = Z_{\text{інж(годин)}} \cdot 1987 = 238,7 \cdot 1987 = 474\,296 \text{ грн/рік}$$

Зведені витрати на оплату 3 інженерів, які постійно перебувають на СЕС та на витрати для оплати виїзної бригади із урахуванням амортизаційних витрат на транспорт, проживання персоналу та адміністративних витрат показано у загальному кошторисному розрахунку на рік у таблиці 6.1.3

Табл. 6.1.3 - Загальний кошторисний розрахунок витрат на рік

Показники	Вартість витрат (грн)
Заробітна плата постійного персоналу (3 людини)	1 266 302
Витрати на виїзну бригаду	123 984
Загальна вартість (без урахування ПДВ), грн/рік	1 390 286

Висновки

У даному розділі виконано кошторисний розрахунок виїзду бригади для проведення планової діагностики фотоелектричної станції та розрахунок річної заробітної плати постійних працівників на СЕС.

Загальні витрати складають 1 390 286 грн/рік.

Регулярні огляди ФЕМ є важливою складовою експлуатації сонячних електростанцій. Вони допомагають підтримувати високу продуктивність модулів, продовжувати термін їх служби та максимізувати генерацію електроенергії. Також не менш важливим є постійний кваліфікований персонал на станції, який буде проводити постійні огляди і при виявленні пошкоджень зможе їх усувати або якщо пошкодження серйозне зможе повідомити виїзну бригаду про терміновість діагностики, також постійний персонал необхідний для зв'язку із диспетчерами при можливій втраті зв'язку із СЕС, тоді він буде виконувати накази диспетчера.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Розділ з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях магістерської роботи присвячений дослідженню умов праці проектувальників СЕС. Наразі зі зростанням темпів розвитку сучасного виробництва значно зростає роль і значення охорони праці на підприємстві. Для дотримання нормального режиму праці робітників роботодавець зобов'язаний створити безпечні та сприятливі умови роботи, зокрема, такі, щоб забезпечували досягнення високих та ефективних результатів. Про це йдеться, зокрема в Законі України «Про охорону праці». Законодавством України установлені соціальні гарантії у сфері охорони праці найманих працівників, які потрібно виконувати в обов'язковому порядку.

Під час проектування, згідно [27, 28], на працівників впливають такі шкідливі виробничі фактори: фізичні, хімічні та трудового процесу:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо) ;

- хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

- фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи [29].

7.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

7.1.1 Вимоги електробезпеки до приміщень з комп'ютерами

Площа, виділена для одного робочого місця повинна складати не менше 6 кв. м, а об'єм – не менше 20 куб м.

Під час проектування СЕС, систем електропостачання тощо ПВЕ, ПТЕ, ПБЕ ЕЕС, НАОП, а також розділів ДБН, що стосуються штучного освітлення та електротехнічних пристроїв, та вимог нормативно-технічної і експлуатаційної документації заводів виробників комп'ютерів [29]. Комп'ютери та устаткування для обслуговування, ремонту та їх налагодження, інше устаткування (апарати управління, контрольно-вимірювальні прилади, світильники, тощо) електропроводи та кабелі за виконанням та ступенем захисту мають відповідати класу зони за ПВЕ, мати апаратуру захисту від струму короткого замикання та інших аварійних режимів.

Під час монтажу та експлуатації приміщень з ПК необхідно повністю унеможливити виникнення електричного джерела загоряння внаслідок короткого замикання та перевантаження проводів, обмежувати застосування проводів з легкозаймистою ізоляцією і, за можливості, перейти на негорючу ізоляцію. Під час ремонту ліній електромережі шляхом зварювання, паяння та з використанням відкритого вогню необхідно дотримуватися Правил пожежної безпеки в Україні. Лінія електромережі для живлення комп'ютерів, їх периферійних пристроїв та устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження виконується як окрема групова трипровідна мережа, шляхом прокладання фазового, нульового робочого та нульового захисного провідників. Нульовий захисний провідник використовується для заземлення (занулення) електроприймачів. Використання нульового робочого провідника як нульового захисного провідника забороняється [30].

Нульовий захисний провід прокладається від стійки групового розподільчого щита, розподільчого пункту до розеток живлення. Не допускається підключення на щиті до одного контактного затискача нульового робочого та нульового захисного провідників. Площа перерізу нульового робочого та нульового захисного провідника в груповій трипровідній мережі повинна бути не менше площі перерізу фазового провідника. Усі провідники повинні відповідати номінальним параметрам мережі та навантаження, умовам навколишнього середовища, умовам розподілу провідників, температурному

режиму та типам апаратури захисту, вимогам ПВЕ. У приміщені, де одночасно експлуатується або обслуговується більше п'яти персональних комп'ютерів, на помітному та доступному місці встановлюється аварійний резервний вимикач, який може повністю вимкнути електричне живлення приміщення, крім освітлення.

Комп'ютери та устаткування для їх обслуговування, ремонту та налагодження повинні підключатися до електромережі тільки з допомогою справних штепсельних з'єднань і електророзеток заводського виготовлення. Штепсельні з'єднання та електророзетки крім контактів фазового та нульового робочого провідників повинні мати спеціальні контакти для підключення нульового захисного провідника. Конструкція їх має бути такою, щоб приєднання нульового захисного провідника відбувалося раніше ніж приєднання фазового та нульового робочого провідників. Порядок роз'єднання при відключенні має бути зворотним. Необхідно унеможливити з'єднання контактів фазових провідників з контактами нульового захисного провідника.

Неприпустимим є підключення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження до звичайної двопровідної електромережі, в тому числі – з використанням перехідних пристроїв. Електромережі штепсельних з'єднань та електророзеток для живлення комп'ютерів та устаткування для їх обслуговування, ремонту та налагодження слід виконувати за магістральною схемою, по 3 - 6 з'єднань або електророзеток в одному колі. Штепсельні з'єднання та електророзетки для напруги 12 В та 36 В за своєю конструкцією повинні відрізнятися від штепсельних з'єднань для напруги 127В та 220В. Штепсельні з'єднання та електророзетки, розраховані на напругу 12 В та 36 В, мають бути пофарбовані в колір, який візуально значно відрізняється від кольору штепсельних з'єднань, розрахованих на напругу 127 В та 220 В.

Індивідуальні та групові штепсельні з'єднання та електророзетки необхідно монтувати на негорючих або важкогорючих пластинах з урахуванням вимог ПВЕ та Правил пожежної безпеки в Україні. Електромережу штепсельних розеток для

живлення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження при розташуванні їх уздовж стін приміщення прокладають по підлозі поряд зі стінами приміщення, як правило, в металевих трубах і гнучких металевих рукавах з відводами відповідно до затвердженого плану розміщення обладнання та технічних характеристик обладнання. При розташуванні в приміщенні за його периметром до 5 комп'ютерів, використанні трипровідникового захищеного проводу або кабелю в оболонці з негорючого або важкогорючого матеріалу дозволяється прокладання їх без металевих труб та гнучких металевих рукавів [31].

Металеві труби та гнучкі металеві рукави повинні бути заземлені. Заземлення повинно відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.21-98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів"[31]. Для підключення переносної електроапаратури застосовують гнучкі проводи в надійній ізоляції. Тимчасова електропроводка від переносних приладів до джерел живлення виконується найкоротшим шляхом без заплутування проводів у конструкціях машин, приладів та меблях. Доточувати проводи можна тільки шляхом паяння з наступним старанним ізолюванням місць з'єднання [31, 32].

Є неприпустимими:

- експлуатація кабелів та проводів з пошкодженою або такою, що втратила захисні властивості за час експлуатації, ізоляцією; залишення під напругою кабелів та проводів з неізольованими провідниками;
- застосування саморобних подовжувачів, які не відповідають вимогам до переносних електропроводок;
- застосування для опалення приміщення нестандартного (саморобного) електронагрівального обладнання або ламп розжарювання;
- користування пошкодженими розетками, розгалужувальними та з'єднувальними коробками, вимикачами та іншими електровиробами, а також лампами, скло яких має сліди затемнення або випинання.

- підвішування світильників безпосередньо на струмопровідних проводах, обгортання електроламп і світильників папером, тканиною та іншими горючими матеріалами, експлуатація їх зі знятими ковпаками (розсіювачами);

- використання електроапаратури та приладів в умовах, що не відповідають вказівкам (рекомендаціям) підприємств-виготовлювачів.

7.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам: для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно: розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

- при живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі. Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

- електрозахисні засоби захисту. Електротехнічний персонал повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Забороняється користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками [33].

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

7.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

7.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Робота проєктувальників відноситься до легкої фізичної роботи категорія Ia, бо вони практично весь свій робочий день проводить сидячи. Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 7.2.1

Таблиця 7.2.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Ia	22-28	55 при 28°C	0,1-0,2
Холодний	Ia	21-25	75 при 25°C	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання приміщень.

7.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено:

Провітрювання приміщень;

Цілісність конструкції кабіни та вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення кабіни під час роботи установки;

Встановлення пиловловлюючих засобів.

7.2.3 Виробниче освітлення

Раціональне освітлення – один з основних факторів створення сприятливих робочих умов праці. Недостатнє освітлення викликає передчасне стомлення працюючих, знижує продуктивність праці, може стати причиною нещасного випадку [34].

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормують мінімальну освітленість на найбільш темній ділянці робочої поверхні. Рівень

аварійного освітлення складає 15% освітленості основної роботи. Приміщення забезпечене природним освітленням в денний проміжок часу, але вечері постає проблема в штучному освітленні.

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника.

Характеристика зорових робіт - середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 7.2.3

Таблиця 7.2.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Характеристика зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні. Для забезпечення нормативних значень освітлення передбачено:

- використання додаткового штучного освітлення, а саме світлодіодних ламп;
- необхідна кількість природного світла (великі вікна);
- для підтримки постійної освітленості повинно бути організовано систематичне, не рідше двох разів на місяць, очищення арматури світильників і ламп від пилу та бруду, а в приміщеннях із значним виділенням пилу, диму та кіптяви - не рідше чотирьох разів на місяць згідно з графіком.

7.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [35].

Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в промислових приміщеннях наведено в таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні. Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів

слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.2.5 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року.

Фізичні навантаження.

Робоча поза: Вільна зручна поза, можливість зміни пози (сидячи, стоячи) за бажанням працівника. Знаходження в позі стоячи до 40% часу зміни.

Сумарна маса вантажів, що переміщуються протягом кожної години зміни: з робочої поверхні (чоловіки): до 250

Нахили корпуса (вимушені, більше 30), кількість за зміну: до 50

Переміщення у просторі (переходи, обумовлені технологічним процесом протягом зміни), км

По горизонталі: до 4

Інтелектуальні навантаження: Відсутня необхідність прийняття рішення

Зміст роботи: Сприймання сигналів, але без потреби в корекції дій, Обробка та виконання завдання, Робота за індивідуальним планом

Сенсорні навантаження:

Тривалість зосередженого спостереження (в % від часу зміни) до 25

Щільність сигналів (світлових, звукових) та повідомлень в середньому за годину роботи до 75

Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження до 5

Навантаження на зоровий аналізатор (Спостереження за екранами відеотерміналів (годин на зміну) до 2

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів) Розбірливість слів та сигналів від 100% до 90%

Навантаження на голосовий апарат (сумарна кількість годин, що наговорюються протягом тижня) до 16

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки – Несе відповідальність за виконання окремих елементів завдання. Вимагає додаткових зусиль в роботі з боку працівника

Ступінь ризику для власного життя – Виключений

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – Виключений

Монотонність навантажень:

Кількість елементів (прийомів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово більше 10

Тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що повторюються (сек.) більше 100

Монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни) менше 75

Режим праці

Фактична тривалість робочого дня (год.) 6–7

Змінність роботи Однозмінна робота (без нічної зміни)

Наявність регламентованих перерв та їх тривалість Перерви регламентовані, достатньої тривалості 7% і більше часу зміни.

7.2.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи сонячної електричної станції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Всі сонячні електричні станції є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи сонячних електричних станцій (СЕС). В даному випадку дослідження стійкості може бути проведена за допомогою моделювання його ураження, що враховують можливі наслідки ураження людей, виникнення пожеж, виходу з ладу енергетичних систем.

Дія радіації на матеріали залежить від виду випромінювання, дози, природи опроміненої речовини та від умов навколишнього середовища. В енергетичних системах використовують різні матеріали: метали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли), найбільш чутливими до радіації є метали, бо в них велика концентрація вільних носіїв. Основними заходами підвищення радіаційної стійкості є: використання радіаційно-стійких елементів та матеріалів; застосування різних екранів, або активного захисту від дії радіації.

При взаємодії гама-випромінювань та деяким середовищем, цьому середовищу надається певна кількість енергії. Більша частина цієї енергії йде на поступальний рух електронів та іонів, що були утворені в процесі іонізації. Подальшу іонізацію викликають первинні електрони, що мають велику енергію. Як наслідок виникають тимчасові електричні та магнітні поля.

Виникнення електромагнітного імпульсу (ЕМІ), може викликати високі імпульси струму та напруги в кабельних лініях електропередач, системи зв'язку, обчислювальних машин, антен радіостанцій тощо. В результаті імпульс струму чи напруги проникає в систему і спричиняє пошкодження, ступінь яких залежить від чутливості складових системи вузлів. ЕМІ може поширюватись на десятки кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, здійснюючи вплив на об'єкти там, де ударна хвиля, світлове вимірювання і проникаюча радіація втрачають своє значення, як вражаючі фактори.

Результатом такого впливу може бути вихід із ладу різних пристроїв та спорядження. Особливо негативний вплив електромагнітного імпульсу на обладнання, яке не має спеціального захисту (вимикачі, різні «домішки» до системи проводів, електромагнітне екранування і т.п.).

Електромагнітний імпульс являє собою велику небезпеку для елементів СЕС, зокрема вимикачі та трансформатори, добре захищених від дії інших вражаючих факторів. Тому захист елементів від механічних пошкоджень не захищає від дії електромагнітного імпульсу. Саме тому, обов'язковим для обладнання СЕС є дослідження стійкості його роботи в умовах впливу електромагнітного імпульсу та іонізуючих випромінювань.

7.2.6 Дослідження стійкості роботи сонячної електричної станції в умовах дії іонізуючих випромінювань

Критерієм стійкості роботи енергетичного обладнання СЕС є граничне значення експозиційної дози ($D_{гр}$, Р), при якому в елементній базі можуть виникати зворотні зміни. Визначаємо граничні значення експозиційних доз для елементів СЕС. По мінімальному значенню $D_{гр}$, визначаємо границю стійкості системи вцілому. Так як трансформатори та вимикачі мають мінімальне значення $D_{гр}$, то далі для них розрахована Дослідження стійкості роботи при дії ІВ та ЕМІ, а кабельні лінії та повітряна лінія мають грозозахист, і стійкі до дії ЕМІ, то подальші розрахунки для них не виконуються. Результати заносимо у таблицю 7.2.6

Таблиця 7.2.6 - Граничні дози для елементів сонячної електричної станції

№	Елементи сонячної електричної станції	$D_{гр}, P$	$D_{гр}, P$
1	Кабельні лінії ААБ (3x70 мм ²)	10 ⁸	10 ²
2	Кабельна лінії ААБ (3x120 мм ²)	10 ⁹	
3	Трансформатори	10 ²	
4	Вимикачі	10 ⁴	

Розрахуємо можливу дозу для сонячної електричної станції, граничний час експлуатації 10р.

$$D_{em} = \frac{2 \cdot P_{1max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{k_{ocл}} = \frac{2 \cdot 6,71 \cdot (\sqrt{87660} - \sqrt{1})}{1} = 3959,897 \text{ (P)}.$$

Таким чином система буде працювати стійко, так як, можлива експозиційна доза менша за граничну $3009,7 < 100000$.

Визначаємо допустимий час роботи елементів СЕС:

$$t_{don} = \left(\frac{D_{zp} \cdot K_{ocл} + 2 \cdot p_{1max} \cdot \sqrt{t_p}}{2 \cdot p_{1max}} \right)^2$$

$$t_{донтр-р} = \left(\frac{10^2 \cdot 1 + 2 \cdot 6,71 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 6,71} \right)^2 = 116,7 \cdot 10^2 \text{ год} = 13,3 \text{ (років)}$$

$$t_{донвим} = \left(\frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 6,71 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 6,71} \right)^2 = 9631 \cdot 10^4 \text{ год} = 10,9 \text{ (років)}$$

Отже допустимий час роботи трансформаторів складатиме не менше 13 років, а вимикачів близько 11 років.

7.2.7 Дослідження стійкості роботи сонячної електричної станції в умовах дії електромагнітного імпульсу

Напряга наводки в горизонтальній і вертикальній струмопровідній частині:

$$U_{Г} = E_{В} \cdot l_{Г},$$

$$U_{В} = E_{В} \cdot l_{В},$$

де $E_{В}$ – величина електромагнітного імпульсу (кВ/м);

$l_{Г}$ – довжина горизонтальної струмопровідної частини системи (м),

$l_{В}$ – довжина вертикальної струмопровідної частини системи (м).

Розрахуємо $U_{Г}$ для трансформаторів та вимикачів:

$$U_{Гтр-р} = 9,7 \cdot 1,8 \cdot 10^3 = 17460 \text{ (кВ/м)},$$

$$U_{Гвим} = 9,7 \cdot 0,83 \cdot 10^3 = 8051 \text{ (кВ/м)}.$$

Допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\text{дон}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N,$$

де N – вітсоток допуску,

$U_{\text{жс}}$ – напруга живлення;

$$U_{\text{дон}} = 10 + \frac{10}{100} \cdot (\pm 5) = 9,5 - 10,5 (\text{кВ})$$

За критерієм стійкості роботи радіоелектронних систем сонячної електричної станції, або окремих їх елементів в умовах дії електромагнітних випромінювань можна прийняти коефіцієнт безпеки, який для нормальної роботи механізму повинен бути рівним:

$$K_{\text{б}} \geq 40 \text{ (дБ)}.$$

Визначаємо коефіцієнти горизонтальної і вертикальної безпеки:

$$K_{\text{б} \text{ г} \text{ и}} = 20 \cdot \lg(U_{\text{д}} / U_{\text{г} \text{ и}}),$$

$$K_{\text{б} \text{ з} \text{ и}} = 20 \cdot \lg(U_{\text{д}} / U_{\text{з} \text{ и}}).$$

$$K_{\text{бВТр-р}} = 20 \lg\left(\frac{9500}{17460}\right) = -9,3 \text{ (дБ)},$$

$$K_{\text{бГВим}} = 20 \lg\left(\frac{9500}{8051}\right) = 5,43 \text{ (дБ)}.$$

Так як для трансформатора і вимикача $K_{\text{бз}} < 40$ дБ, то обладнання не буде працювати стійко.

Для збільшення стійкості слід застосувати екранування. Перехідне затухання екрану:

$$A = K_{\text{Бном}} - K_{\text{Бмін}}, \text{ (дБ)};$$

де $K_{\text{Бном}}$ – номінальний коефіцієнт безпеки (40 дБ),

$K_{\text{Бмін}}$ – мінімальний коефіцієнт безпеки, отриманий при розрахунку;

$$A = 40 - 5,43 = 34,57 \text{ (дБ)}.$$

Товщина захисного екрану

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}$$

де f – частота,

$$t = \frac{34,57}{5,2 \cdot \sqrt{50}} = 0,15 \text{ (см)}.$$

Розрахуємо U_B трансформатора 630 кВА:

$$U_{BTP} = 9,7 \cdot 0,3 = 2,91 \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо коефіцієнти горизонтальної безпеки для трансформатора:

$$K_{\text{бзTp-p}} = 20 \lg \left(\frac{9500}{2,91} \right) = 70,2 \text{ (дБ)}.$$

Так як $K_{\text{бз}} < 40$ дБ, то обладнання буде працювати не стійко.

Розрахуємо U_B для вимикача 10 кВ:

$$U_B = 9,7 \cdot 0,4 = 3,88 \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для вимикача:

$$K_{\text{б}} = 20 \lg \left(\frac{9500}{3,88} \right) = 67,7 \text{ (дБ)},$$

Так як $K_{\text{бз}} < 40$ дБ, то обладнання буде працювати не стійко.

Результати зведемо у таблицю 7.2.7

Таблиця 7.2.7 – Результати стійкості роботи

Елементи сонячної електричної станції	U_{Γ} ,кВ	U_B ,кВ	$K_{\text{бв}}$,дБ	$K_{\text{б,Г}}$,дБ	Товщина захисного екрану, см
Трансформатори	17460	2,91	70,2	-9,3	0,15
Вимикачі	8051	3,88	67,7	5,43	0,15

Приймаємо, що вибір товщини захисного екрану для кабельних ліній не розглядається.

Отже, спроектована сонячна електрична станція буде працювати стійко до дії іонізуючих випромінювань. А до дії ЕМІ – не стійко, але при застосуванні захисного екрану для трансформаторів та вимикачів (0,15см), буде працювати стійко.

Таким чином наша система при застосуванні вище вказаних заходів буде працювати стійко в умовах НС.

Провівши аналіз, щодо стійкості сонячної електричної станції до дії ЕМІ, видно, що трансформатори та вимикачі найбільш уразливі, тому передбачила

застосування захисного екрану (0,15см). Інші елементи (кабельні лінії) стійкі до дії ЕМІ, з коефіцієнтами безпеки 70,2 та 67,7 відповідно.

Отже дія ЕМІ та іонізуючого випромінювання негативно впливають на роботу СЕС, що призводить до виходу з ладу, або ж повного знищення елементів сонячної електричної станції, зокрема трансформатори та вимикачі.

В результаті оцінки стійкості роботи сонячної електричної станції до дії іонізуючих випромінювань, були визначено, що елементи СЕС стійкі, тому проводити додаткові заходи не потрібно.

Також в даному розділі було проведене дослідження стійкості роботи сонячної електричної станції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. Досліджена стійкість роботи сонячної електричної станції в умовах дії іонізуючих випромінювань, час роботи якої в заданих умовах становить 13 років, для трансформаторів та 11 років для вимикачів, при рівні радіації 5,1 Р/год. Досліджена стійкість роботи СЕС в умовах впливу електромагнітного імпульсу.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі проведена розробка конкретних рішень щодо створення об'єкта будівництва – Сонячна електрична станція (СЕС), яка працює на основі сонячної енергії, потужністю 9 МВт.

Проведено розрахунок вибору обладнання РП-10 кВ сонячної електричної станції, а саме: вибір вимикачів з приведенням технічних характеристик; вибір роз'єднувачів (ввідні та лінійні комірки); вибір трансформаторів струму для ввідної комірки №01 РП-10 кВ, лінійної комірки №03-06 РП-10 кВ; вибір трансформатора напруги; вибір високовольного нелінійного обмежувача перенапруг 10 кВ; вибір кабельно-провідникової продукції.

Результати розрахунків зійшлись або наближені до паспортних даних обладнання та не перевищують їх, що дозволяє використовувати це обладнання при проєктуванні.

Проведений розрахунок сонячної електричної станції за допомогою програмного комплексу PVsyst . Перераховані переваги програмного комплексу та принцип його роботи. Отримане значення річного виробітку - 12 110 тис. мВт*год.

Проаналізовані причини деградації сонячних модулів (а саме поділ деградації від екологічних та внутрішніх чинників). Перераховані фактори, які впливають на швидкість деградації сонячних модулів. Проведено порівняння трьох найпоширеніших типів сонячних панелей.

Перераховані методи запобігання деградації та фактори, які впливають на швидкість деградації сонячних модулів.

Проведено дослідження роботи фотоелектричних модулів шляхом вимірювання вольт-амперних характеристик та зняття термограм із пошкоджених модулів. Для вимірювання ВАХ використовувався тестер фотоелектричних установок SEAWARD PV200, S/N 38M-0889, тепловізор FLIR E85 та анемометр FA410. В роботі показані ВАХ та термограми ФЕМ із пошкодженим діодом та із коротким замиканням.

В економічній частині магістерської кваліфікаційної роботи виконано кошторисний розрахунок виїзду бригади для проведення планової діагностики фотоелектричної станції та розрахунок річної заробітної плати постійних працівників на СЕС. Загальні витрати складають 1 390 286 грн/рік.

Розділ охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях присвячений дослідженню умов праці проектувальників СЕС. Перераховано шкідливі виробничі та фізичні фактори, які впливають на працівників (а саме : мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил)). Приведені технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання, також технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.

Також проведені оцінки стійкості роботи сонячної електричної станції до дії іонізуючих випромінювань, були визначено, що елементи СЕС стійкі, тому проводити додаткові заходи не потрібно. Було проведене дослідження стійкості роботи сонячної електричної станції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. Досліджена стійкість роботи сонячної електричної станції в умовах дії іонізуючих випромінювань, час роботи якої в заданих умовах становить 13 років, для трансформаторів та 11 років для вимикачів, при рівні радіації 5,1 Р/год. Досліджена стійкість роботи СЕС в умовах впливу електромагнітного імпульсу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електронний доступ URL: <https://www.statista.com/statistics/280704/world-power-consumption/>
2. Електронний доступ URL: <https://www.techtarget.com/whatis/definition/solar-power>
3. Принцип роботи фотоелектричної станції. Електронний ресурс URL: <https://delaenergy.systems/articles/princzip-roboti-sonyachno%D1%97-elektrostanzi%D1%97/>
4. Про затвердження Правил улаштування електроустановок: Закон України від 21.07.2017 № 476 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0476732-17#Text>
5. Про затвердження нормативного документа "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанови щодо вибору та застосування у розподільчих установках": Міністерство енергетики та вугільної промисловості України від 3 липня 2012 р. № 515 URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=61202
6. ДСТУ 2818-95: Електрообладнання змінного струму напругою від 1 до 750 кВ. Вимоги до електричної міцності ізоляції: Держстандарт України від 1995
7. Головка Т.І., Малогулко Ю.В. ПРОЕКТУВАННЯ ФОТОВОЛЬТАІЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 9,5 МВт
8. Електронний доступ URL: <https://www.pvsyst.com/>
9. Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122000880>
10. Photovoltaic Cells URL: https://www.rp-photonics.com/photovoltaic_cells.html
11. PHOTOVOLTAIC (PV) MODULES – THE PRINCIPLE OF PHOTOVOLTAIC CELL OPERATION URL: <https://www.tme.eu/en/news/library-articles/page/53249/photovoltaic-pv-modules-the-principle-of-photovoltaic-cell-operation/>
12. Сонячні модулі: різновиди та характеристики: Електронний ресурс URL: <https://newlineenergy.com.ua/sonyachni-moduli-riznovydy-ta-harakterystyky/>
13. Pascual, J.; García, M.; Marcos, J.; Marroyo, L. Analysis of polyamide and fluoropolymer backsheets: Degradation and insulation failure in field-aged photovoltaic modules. Prog. Photovolt. Res. Appl. 2023, 31, 494–505. [Google Scholar] [CrossRef])
14. Електронний ресурс URL: <https://www.linkedin.com/pulse/overview-pv-module-common-degradation-processes-factors-mukhtar/>
15. Investigation of Degradation of Solar Photovoltaics: A Review of Aging Factors, Impacts, and Future Directions toward Sustainable Energy Managemen. URL: https://www.researchgate.net/publication/370285586_Investigation_of_Degradation_of_Solar_Phot

ovoltaics A Review of Aging Factors Impacts and Future Directions toward Sustainable Energy Management

16. Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122000880#bib94>
17. Гаєвський О. Ю. Фотоенергетика. Частина I. Сонячна радіація і фотоелектричні модулі: підручник / О. Ю. Гаєвський; Київ : КПІ імені Ігоря Сікорського, 2023. – 92с., 110 с.
18. Електронний доступ URL: <https://www.cleanenergyreviews.info/solar-panel-failure-degradation>
19. Електронний доступ URL: <https://www.maysunsolar.com/blog-hot-spot-effects-causes-and-solutions/>
20. Колонтаєвський Ю. П. Фотоенергетика : навч. посібник / Ю. П. Колонтаєвський, Д. В. Тугай, С. В. Котелевець ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 19 с., 22 с.
21. Електронний доступ URL: <https://www.mdpi.com/2673-9941/4/1/3>
22. Електронний доступ URL: <https://www.evm.ua/testery-solnechnyh-peneley/elektrobezopasnost/tester-solnechnyx-panelej-pv200>
23. Електронний ресурс URL: <https://buklib.net/books/26285/>
24. Електронний ресурс URL: <https://buhgalter.com.ua/dovidnik/normi-robochogo-chasu/normi-trivalosti-robochogo-chasu-na-2022-rik/>
25. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
26. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->
27. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
28. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
29. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.
30. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

31. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
32. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
33. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL:<http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
34. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
35. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Проектування сонячної електричної станції з аналізом причин деградації фотоелектричних модулів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(БДР, МКР)

Підрозділ: кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichек

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☐ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unichек щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Головко Т.І.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Сікорська О.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв. ініц. та прізви.)

(підпис)

« ____ » _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ПРОЄКТУВАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ З АНАЛІЗОМ ПРИЧИН
ДЕГРАДАЦІЇ СОНЯЧНИХ МОДУЛІВ**

08-21.МКР.004.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС

Сікорська О.В.

(підпис)

Студент групи ЕС-22 мз

Головко Т.І.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень полягає у проєктуванні нового об'єкту сонячної генерації у зв'язку з тим що світовий попит на чисту енергію стрімко зростає, адже існуючі джерела енергії, що ґрунтуються на викопному паливі, шкодять довкіллю та виснажуються. Аналіз причин деградації сонячних модулів та розробка методів її мінімізації є ключовими для підвищення ефективності СЕС та збільшення їх терміну служби. Магістерська кваліфікаційна робота спрямована на проєктування та аналіз пошкоджень фотоелектричних модулів за допомогою вимірювання вольт-амперних характеристик.

б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11.03.2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проєктування нового об'єкту сонячної генерації та аналіз причин деградації фотоелектричних модулів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження сонячної електричної станції у центральному регіоні України. Величина максимально розрахункового навантаження 9000 кВт, напруга в точці приєднання 10 кВ.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники виїзду бригади для проведення планової діагностики фотоелектричної станції та заробітну плату постійних працівників на СЕС.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	16.01.24	16.01.24	
2.	Вступ. Опрацювання літературних джерел	17.01.24	20.01.24	
3.	Проектування сонячної електричної станції	21.01.24	10.02.24	
4.	Розрахунок вибору обладнання РП-10 кВ сонячної електричної станції	11.02.24	01.03.24	
5.	Розрахунок сонячної електричної станції	02.03.24	22.03.24	
6.	Аналіз причин деградації фотоелектричних модулів	23.03.24	15.04.24	
7.	Дослідження роботи фотоелектричних модулів	16.04.24	25.04.24	
8.	Охорона праці та безпека	26.04.24	01.05.24	
9.	Економічна частина	02.05.24	12.05.24	
10.	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24	
11.	Оформлення презентації	22.05.24	24.05.24	
12.	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	25.05.24	28.05.24	
13.	Опонування МКР	29.05.24	02.06.24	
	Захист МКР	Згідно графіку захистів		

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікуються розробка нового об'єкту сонячної генерації та результати дослідження аналізу причин деградації фотоелектричних модулів.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

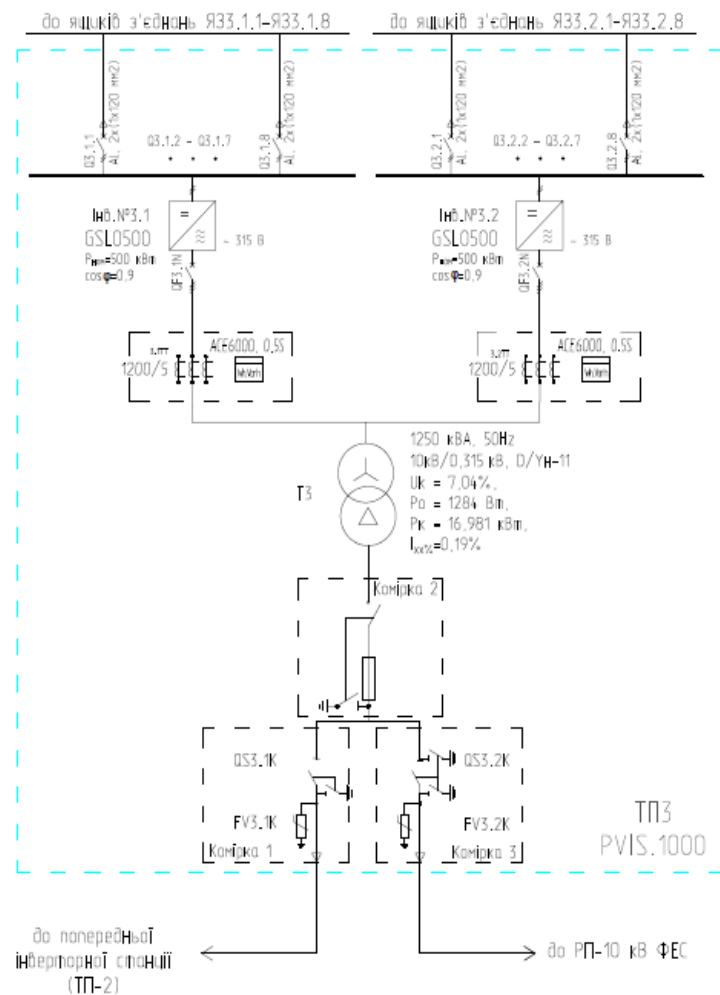
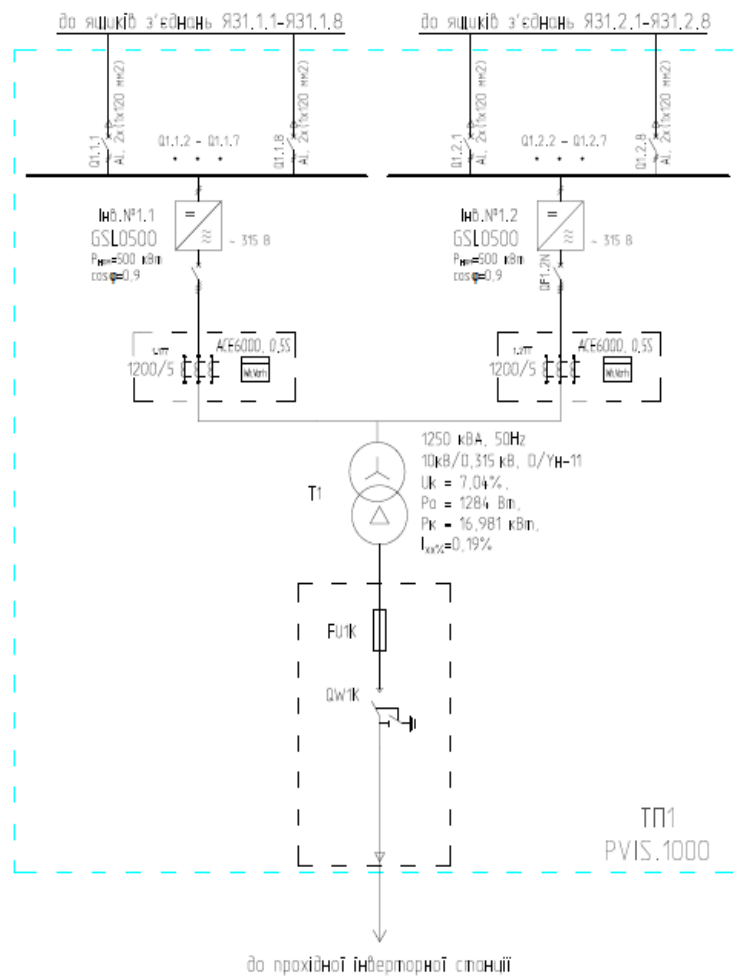
Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

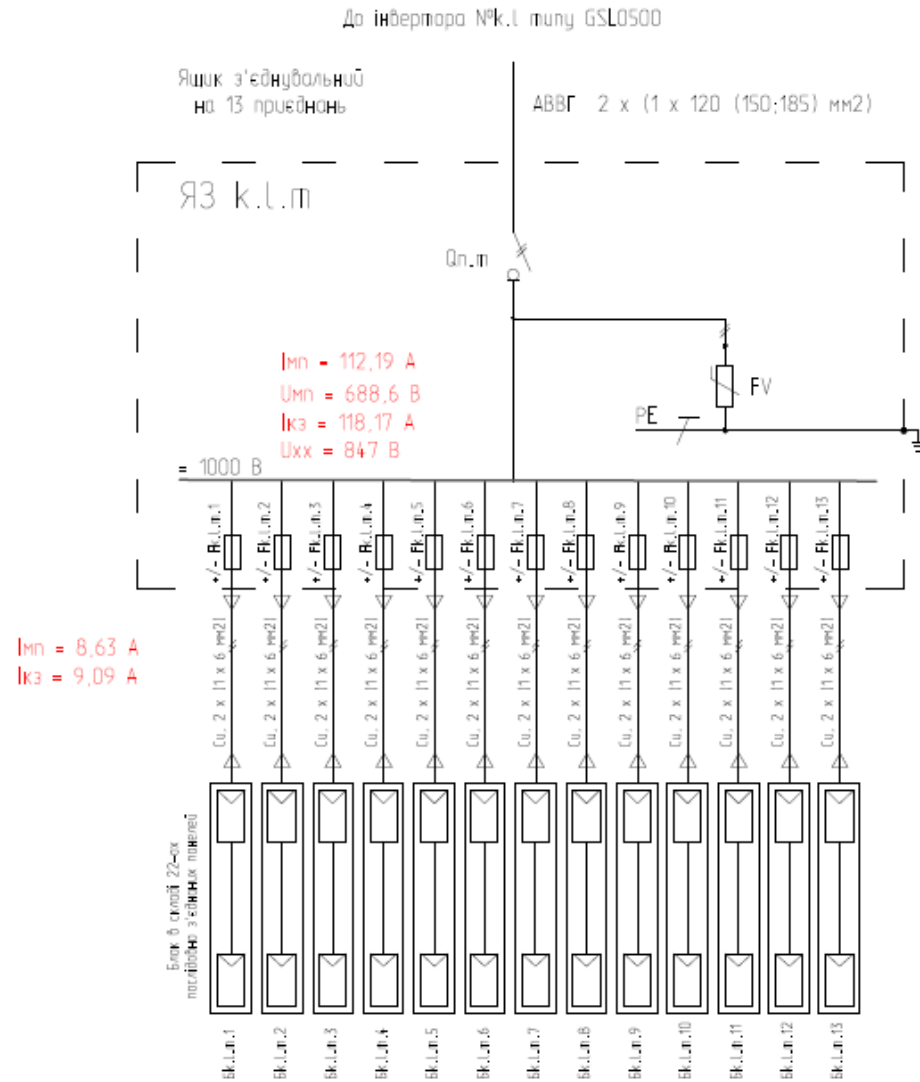
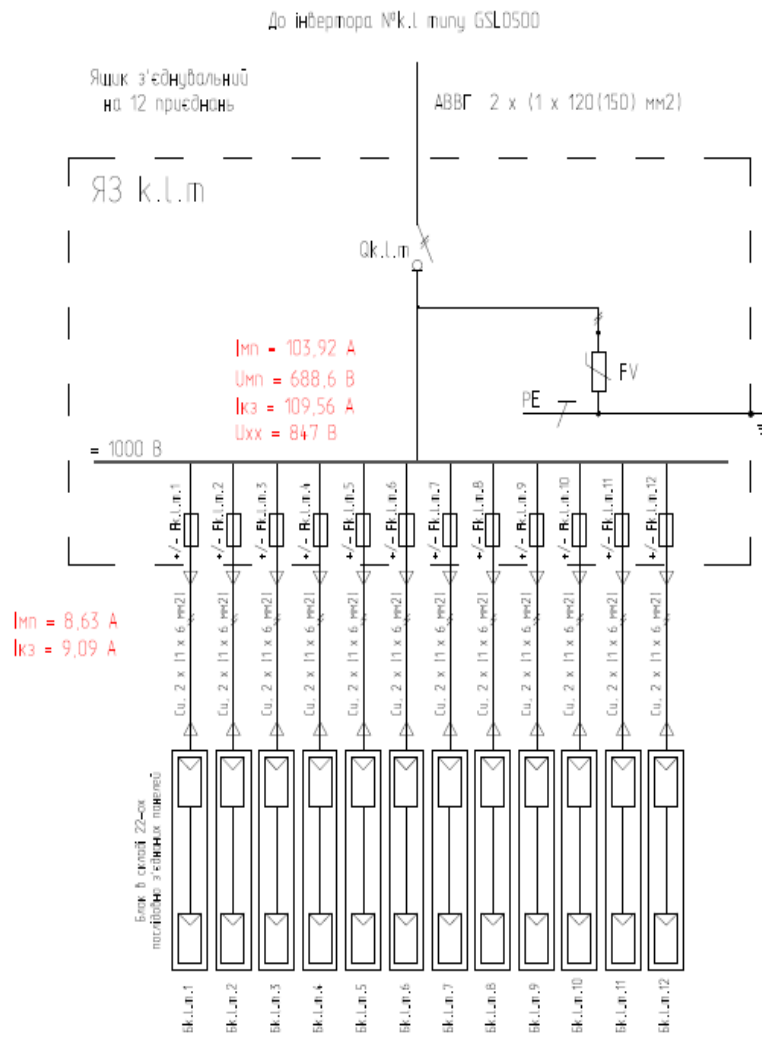
ДОДАТОК В (довідниковий)

Схема електричних з'єднань інверторної станції



ДОДАТОК Г

Схема електричних з'єднань ЯЗ на 12 та 13 приєднань



ДОДАТОК Г

Звіт програмного комплексу

Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		New Project			
Geographical Site		Dashiv	Country	Ukraine	
Situation		Latitude	49.00° N	Longitude	29.44° E
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+2	Altitude	183 m
Meteo data:		Dashiv	Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=100% - Synthetic		
Simulation variant : 1 year version study					
		Simulation date	01/02/24 16h07		
		Simulation for the	1st year of operation		
Simulation parameters		System type	Unlimited sheds		
Collector Plane Orientation		Tilt	25°	Azimuth	0°
Sheds configuration		Nb. of sheds	245	Unlimited sheds	
		Sheds spacing	7.70 m	Collector width	3.30 m
Inactive band		Top	0.05 m	Bottom	0.05 m
Shading limit angle		Limit profile angle	16.9°	Ground cov. Ratio (GCR)	42.9 %
Shadings electrical effect		Cell size	15.6 cm	Strings in width	2
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Mutual shadings of sheds	Electrical effect		
User's needs :		Unlimited load (grid)			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	TP660P-270	
Custom parameters definition		Manufacturer	Talesun Solar (Zhongli)		
Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel	1829 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	40238	Unit Nom. Power	270 Wp
Array global power		Nominal (STC)	10864 kWp	At operating cond.	9782 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	619 V	I mpp	15805 A
Total area		Module area	65330 m²	Cell area	58739 m²
Inverter		Model	PCS-9563		
Custom parameters definition		Manufacturer	NR		
Characteristics		Operating Voltage	500-850 V	Unit Nom. Power	500 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	18 units	Total Power	9000 kWac
				Pnom ratio	1.21
PV Array loss factors					
Array Soiling Losses				Loss Fraction	2.0 %
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	0.88 mOhm	Loss Fraction	2.0 % at STC
LID - Light Induced Degradation				Loss Fraction	2.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction	0.10 %
Module average degradation		Year no	1	Loss factor	0.4 %/year
Mismatch due to degradation		Imp RMS dispersion	0.4 %/year	Vmp RMS dispersion	0.4 %/year

Grid-Connected System: Simulation parameters					
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290					
0°	30°	50°	60°	70°	75°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816
					0.681
					0.440
					0.000
System loss factors					
AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	315 Vac tri			
	Wires: 3x15000.0 mm²	147 m	Loss Fraction	2.0 % at STC	
External transformer	Iron loss (24H connexion)	10738 W	Loss Fraction	0.1 % at STC	
	Resistive/Inductive losses	0.092 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC	

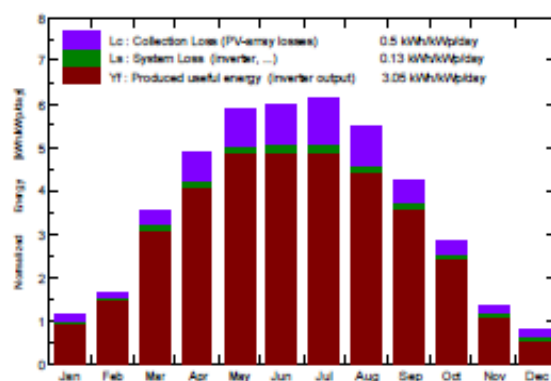
Grid-Connected System: Main results

Project : New Project
Simulation variant : 1 year version study
 Simulation for the 1st year of operation

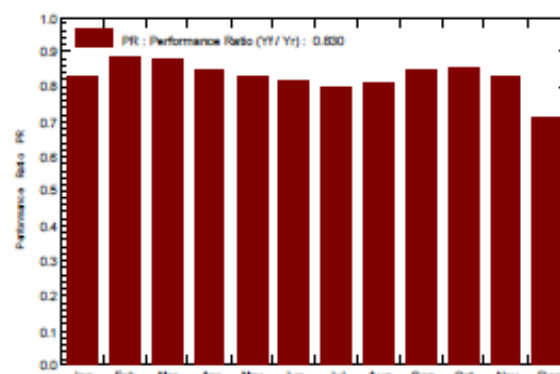
Main system parameters	System type	Unlimited sheds
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	25° azimuth 0°
PV modules	Model	TP660P-270 Pnom 270 Wp
PV Array	Nb. of modules	40238 Pnom total 10864 kWp
Inverter	Model	PCS-9563 Pnom 500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	18.0 Pnom total 9000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Main simulation results
 System Production Produced Energy 12095 MWh/year Specific prod. 1113 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 82.99 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 10864 kWp



Performance Ratio PR



1 year version study Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
January	23.8	15.89	-3.06	35.5	32.3	340	318	0.825
February	36.3	25.11	-2.60	47.3	43.9	479	455	0.886
March	87.0	42.31	2.44	109.6	102.6	1089	1047	0.879
April	129.5	60.61	9.42	145.7	136.0	1394	1342	0.848
May	174.8	77.68	15.41	182.7	170.4	1697	1636	0.824
June	179.2	88.63	17.90	179.8	166.8	1659	1598	0.818
July	185.1	79.81	21.01	189.3	176.5	1714	1651	0.803
August	155.4	74.92	20.10	169.2	157.7	1549	1493	0.812
September	105.1	55.89	13.85	127.6	118.9	1213	1169	0.844
October	65.5	34.28	8.55	88.6	82.9	858	824	0.856
November	28.0	18.71	3.25	40.5	37.2	386	363	0.825
December	16.4	10.86	-1.89	25.7	22.9	221	199	0.711
Year	1186.2	584.71	8.77	1341.5	1248.0	12598	12095	0.830

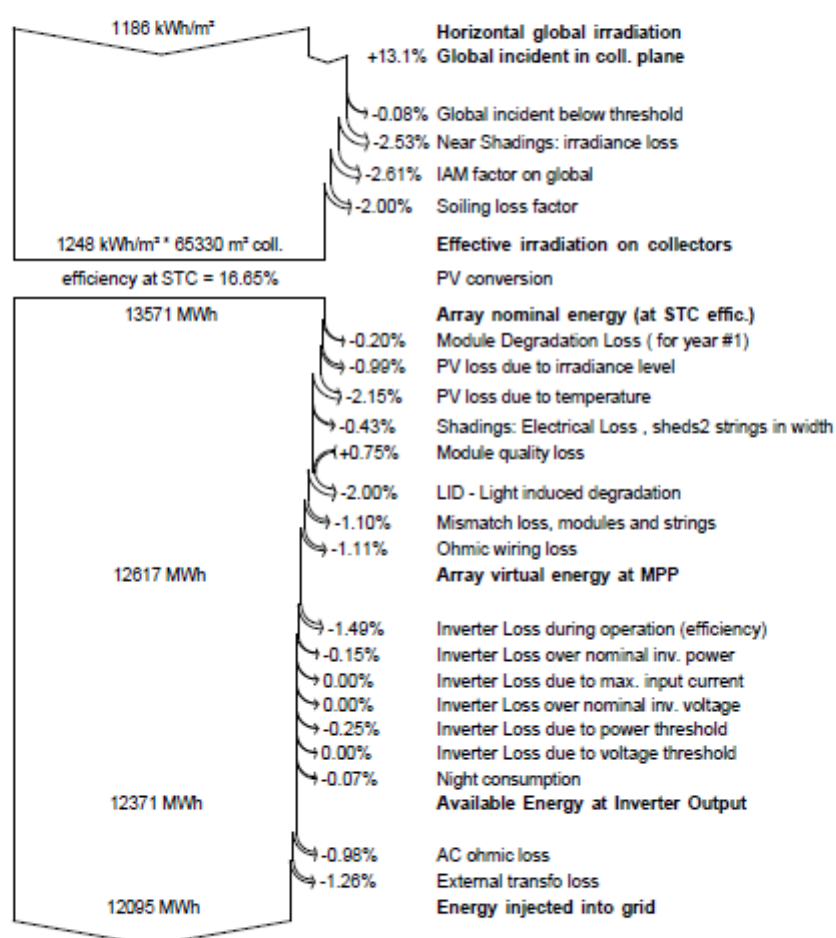
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation DiffHor Horizontal diffuse irradiation T_Amb T amb. GlobInc Global incident in coll. plane	GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EArray Effective energy at the output of the array E_Grid Energy injected into grid PR Performance Ratio
--	--

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project
Simulation variant : 1 year version study
 Simulation for the 1st year of operation

Main system parameters	System type	Unlimited sheds		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	25°	azimuth	0°
PV modules	Model	TP660P-270	Pnom	270 Wp
PV Array	Nb. of modules	40238	Pnom total	10864 kWp
Inverter	Model	PCS-9563	Pnom	500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	18.0	Pnom total	9000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



ДОДАТОК Д

Datasheet на панелі типу TALESUN

TP660P

Polycrystalline Solar Module

60 Cell Series



KEY FEATURES

275W

Highest power output

10 years

Material & workmanship warranty

PID Free

Certified by TUV Rheinland

25 years

Linear power output warranty

- Positive power tolerance: 0~+3%
- Robust design: Certified to withstand up to 2400 Pa wind load and up to 5400 Pa snow load
- Proved high reliability built on dozens of projects
- Four busbar cell: Improve the efficiency of modules

QUALITY WARRANTY

TALESUN guarantees that defects will not appear in materials and workmanship defined by IEC61215, IEC61730 and UL1703 under normal installation, use and maintenance as specified in Talesun's installation manual for 10 years from the warranty starting date.



ABOUT TALESUN

Suzhou Talesun Solar Technologies Co., Ltd. is one of the world's largest integrated PV manufacturers. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. With over 6 GW of modules installed globally, we are a leading solar energy company built upon proven product reliability and sustainable performance.

PERFORMANCE WARRANTY

Polycrystalline Solar Cell Modules

- During the first year, TALESUN guarantees the nominal power output of the product will be no less than 97.5% of the labeled power output.
- From year 2 to year 24, the nominal power decline will be no more than 0.7% in each year; by the end of year 25, the nominal power output will be no less than 80.7% of the labeled power output.

ДОДАТОК Е

Datasheet на інвертор типу KSTAR

KSTAR

GSLO500 / GSLO630 / GSLO750

Central Grid-Tied PV Inverter



 Max. PV voltage up to 1000V
Max. 10 DC inputs

 Max. DC/AC ratio up to 1.5
Full power output under 55°C

 Dustproof protection
Modular design for
Easy maintenance

 AGC/AVC
Night SVG function
LVRT/HVRT/FRT function

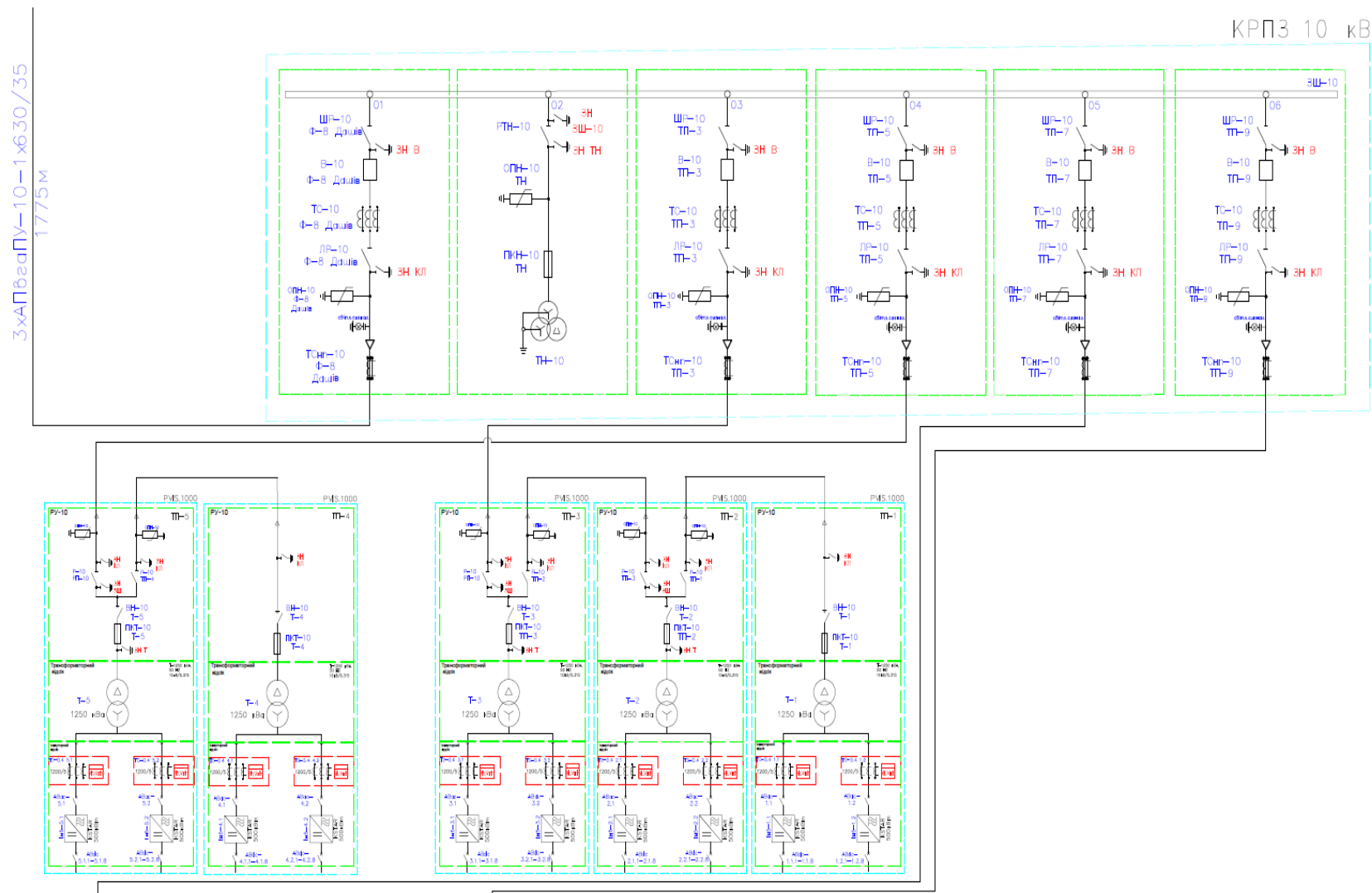
Technical Specifications

MODEL	GSL0500		GSL0630	GSL0750
Input				
Max. DC input voltage	1000Vdc			
MPPT voltage range	450~850Vdc	520~850Vdc	500~850Vdc	
Number of DC input	8	9	10	
Max. input current	1200A	1400A	1500A	
Output				
Rated output power	500kW	630kW	750kW	
Max. output power	550kW	690kW	825kW	
Rated output voltage	315Vac	360Vac	350Vac	
Output voltage range	(1±10%)×Rated AC Voltage (adjustable ±5%,±10%,±15%,±20%)			
Grid frequency range	50 / 60Hz(±4.5Hz) (adjustable)			
Rated AC output current	916A	1010A	1237A	
Max. AC output current	1008A	1111A	1360A	
Power factor (cosφ)	1 (0.9 leading ~ 0.9 lagging) (adjustable)			
THDI	<3%			
System features				
Max. efficiency	98.7%			
Euro efficiency	98.5%			
MPPT efficiency	>99%			
Standby (night time) losses	<50W			
Cooling type	Forced air cooling			
Communication interface	RS485, External Ethernet (optional)			
Environment				
Operating temperature range	-40℃ ~ +60℃ (More than 55℃ derating)			
Humidity range	0 ~ 95% (non-condensing)			
Altitude	3000m			
Noise level	<65dB		<70dB	
Protection rating	IP21			
Protection devices				
AC leakage current fault protection	Yes			
LVRT	Yes			
Ground fault protection	Yes			
Anti-islanding protection	Yes			
DC overvoltage protection	Yes			
DC surge protection	Yes			
AC surge protection	Yes			
DC reverse-polarity protection	Yes			
Physical				
Dimensions W x D x H (mm)	1200x800x2000		1600x850x2000	
Weight(kg)	1200	1300	1450	

Specifications subject to change without prior notice.

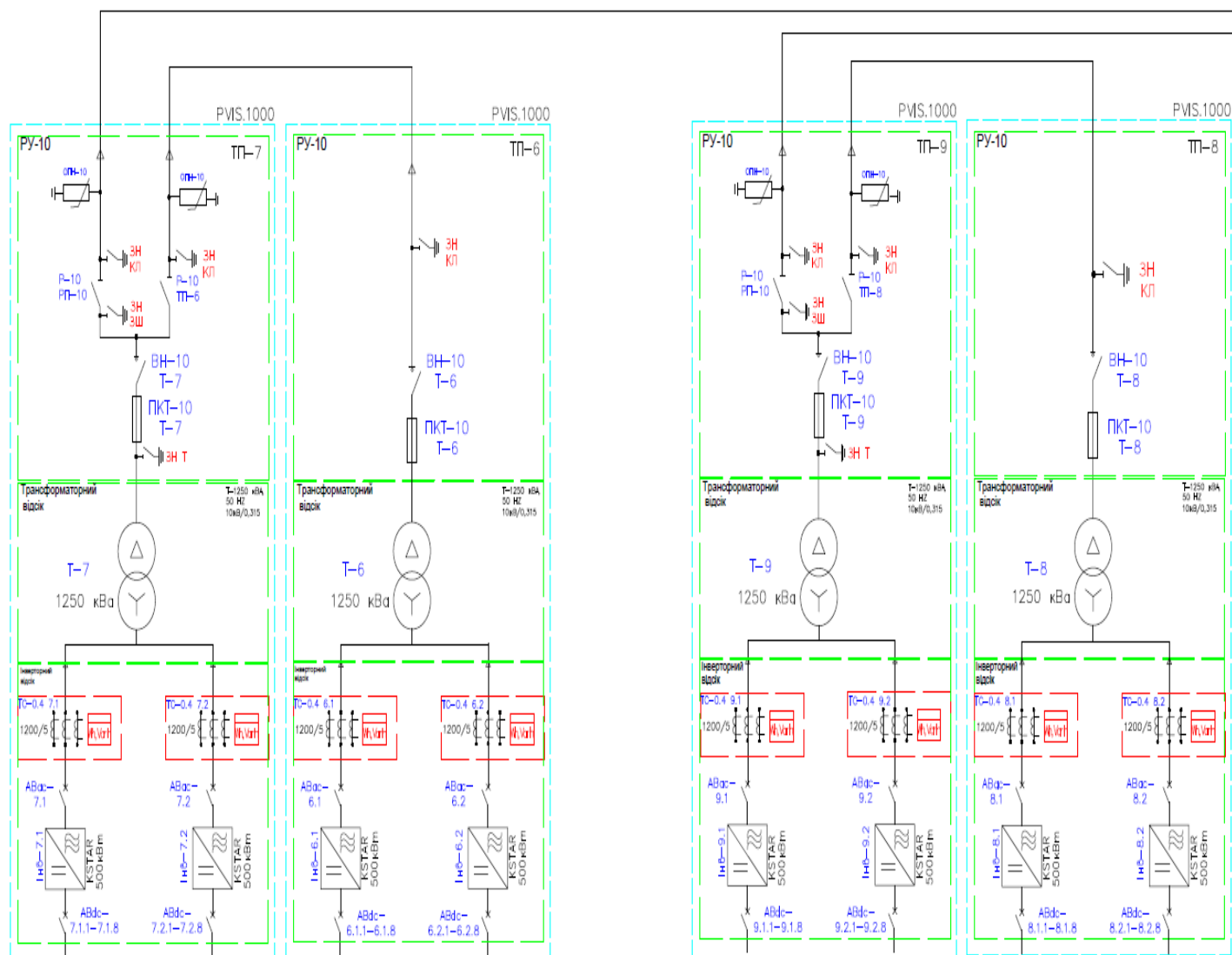
ДОДАТОК Ж1

Однолінійна лінія нормального режиму



ДОДАТОК Ж2

Однолінійна лінія нормального режиму (продовження)



ДОДАТОК 3
(Обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА
ПРОЄКТУВАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ З АНАЛІЗОМ
ПРИЧИН ДЕГРАДАЦІЇ СОНЯЧНИХ МОДУЛІВ

Студент _____
(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис) (прізвище, ініціали)



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

Магістерська кваліфікаційна робота на тему:
ПРОЄКТУВАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ З АНАЛІЗОМ
ПРИЧИН ДЕГРАДАЦІЇ СОНЯЧНИХ МОДУЛІВ

Виконала: студентка 2 курсу, групи ЕС-22мз
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні станції»
Головко Т.І.

Керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕЕС
Сікорська О.В.

Вінниця 2024



АКТУАЛЬНІСТЬ

Метою даної магістерської роботи є проєктування сонячної електричної станції та аналіз причин деградації сонячних модулів та дослідження їх роботи

Відповідно до **мети** в роботі будуть розглядатись такі **завдання**:

- ☐ Вибір обладнання сонячної електричної станції
- ☐ Розрахунок сонячної електричної станції за допомогою програмного комплексу PVsyst
- ☐ Аналіз причин деградації сонячних модулів
- ☐ Методи запобігання деградації сонячних модулів
- ☐ Дослідження роботи сонячних модулів



ПРОЄКТУВАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

Проектowana сонячна електростанція розроблена для виробництва електроенергії, перетворюючи енергію сонячного випромінювання безпосередньо на електричну енергію за допомогою фотогальванічних напівпровідникових полікристалічних модулів (панелей).

Табл. 1 Техніко-економічні показники

№ п/п	Назва показника	Значення
1	К-сть фотогальванічних панелей типу TP660P P=270 Вт виробництва компанії TALESUN;	40238
2	К-сть ЯЗ для паралельного з'єднання блоків фотогальванічних панелей, шт.: 12-ть блоків панелей; 13-ть блоків панелей.	43 101
3	К-сть інверторних станцій типу PVIS.1000 в складі: двох інверторів типу GSL0500 500 кВА та силового трансформатора 0,315/10 кВ потужністю 1250 кВА:	9
4	Номінальна потужність електростанції, кВт:	9 МВт



РОЗРАХУНОК СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСА PVsyst

PVsyst — це програмний інструмент, розроблений для сонячної енергетики. PVsyst створює, моделює та аналізує системи сонячної енергії всіх типів. Програма дозволяє користувачам вводити широкий діапазон даних і налаштовувати моделювання відповідно до своїх потреб.

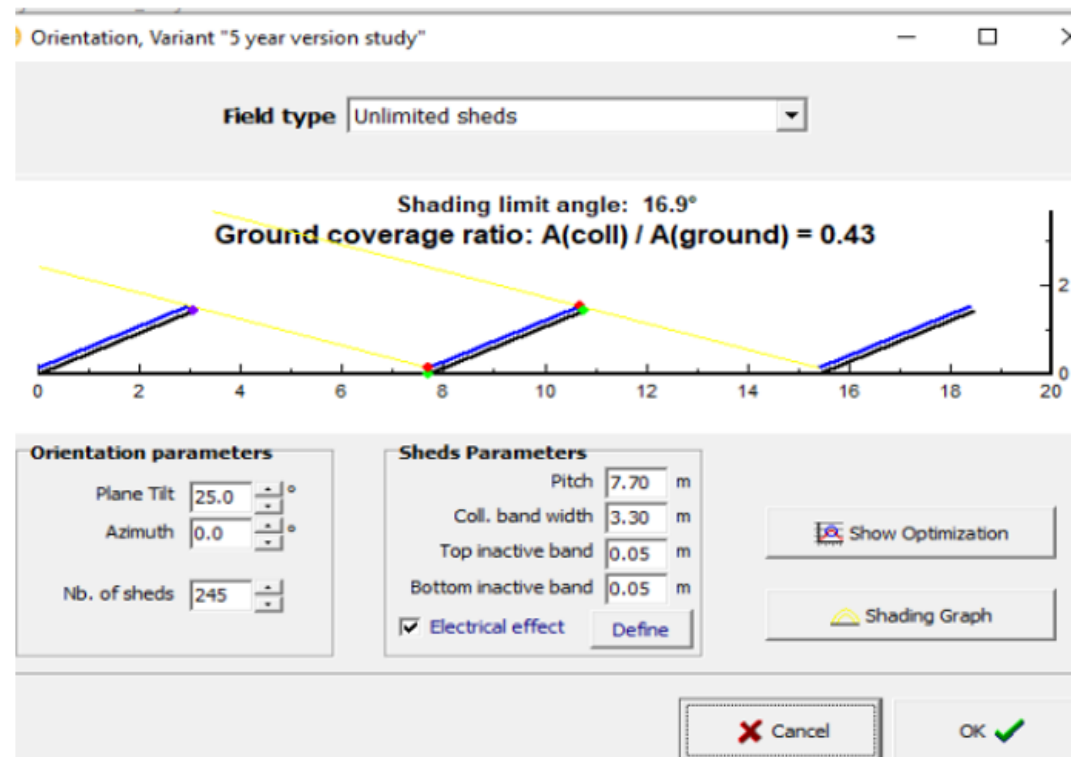


Рис. 1 Меню для внесення початкових даних



Підбір параметрів для PVsyst та симуляція роботи СЕС

Grid system definition, Variant "1 year version study1 si-mono"

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-arrays

Global system summary

Nb. of modules	40238	Nominal PV Power	10864 kWp
Module area	66859 m ²	Maximum PV Power	10089 kWdc
Nb. of inverters	18	Nominal AC Power	9000 kWac

PV Array

Sub-array name and Orientation

Name: PV Array

Orient.: Unlimited sheds

Tilt: 25°

Azimuth: 0°

Presizing Help

☒ No sizing

Enter planned power: 10864.3 kWp

... or available area(modules): 65330 m²

Select the PV module

Available Now: Filter: All PV modules

Talesun Solar (suzhou) 270 Wp 26V Si-mono TP6H60P-270 Since 2018 Manufacturer: 2018

Sizing voltages: Vmpp (60°C) 26.8 V

Voc (-20°C) 44.2 V

☐ Use Optimizer

Select the inverter

Available Now: Output voltage: 315 V Tri 50Hz

KStar 500 kW 450 - 850 V TL 50/60Hz GSL0500 Since 2014

Nb. of inverters: 18

Operating Voltage: 450-850 V

Input maximum voltage: 1000 V

Global Inverter's power: 9000 kWac

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 22 between 17 and 22

Nbre strings: 1829

Overload loss: 0.1 %

Pnom ratio: 1.21

Nb. modules: 40238 Area: 66859 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C) 590 V

Vmpp (20°C) 707 V

Voc (-20°C) 973 V

Plane irradiance: 1000 W/m²

Impp (STC) 15790 A

Isc (STC) 16626 A

Isc (at STC) 16626 A

Max. in data

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 9783 kW

Array nom. Power (STC) 10864 kWp

System overview

Cancel OK

Рис. 2 Вибір параметрів СЕС

	t, °C	EArray MBт	Egrid MBт	PR
Січень	-3.06	340	321	0.833
Лютий	-2.60	479	457	0.890
Березень	2.44	1089	1046	0.878
Квітень	9.42	1399	1344	0.850
Травень	15.41	1703	1638	0.825
Червень	17.90	1661	1598	0.818
Липень	21.01	1719	1653	0.804
Серпень	20.10	1549	1491	0.811
Вересень	13.85	1213	1168	0.843
Жовтень	8.55	858	824	0.856
Листопад	3.25	386	366	0.831
Грудень	-1.89	221	204	0.731
Рік	8.77	12617	12110	0.831

Рис. 3 Генерація СЕС протягом року



ПРИЧИНИ ДЕГРАДАЦІЇ СОНЯЧНИХ МОДУЛІВ

Екологічні чинники:

- Освітленість
- Температура
- Волога
- Механічне навантаження
- Забруднення
- Хімічні речовини

Внутрішні чинники:

- Обробка
- Архітектура модуля та специфікація матеріалів
- Несумісність специфікації



Фактори, які впливають на швидкість деградації фотоелектричних модулів

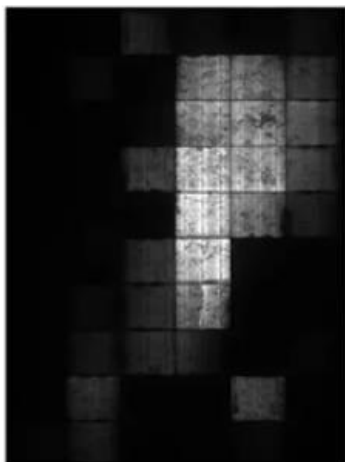
- Якість
- Збірка панелі
- Монтаж
- Технічне обслуговування
- Погода

Методи запобігання деградації фотоелектричних модулів від:

- Пил
- Зміна кольору фотоелектричного модуля
- Розшарування
- Гарячі точки
- Тріщини
- Температура
- Вологість
- Затінення



ДЕГРАДАЦІЯ СОНЯЧНОГО МОДУЛЯ



*Потенційно
викликана деградація*



Розширення



*Несправність розподільчої
коробки*



Гаряча точка



*Знебарвлення сонячних
елементів*



ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ МОДУЛІВ

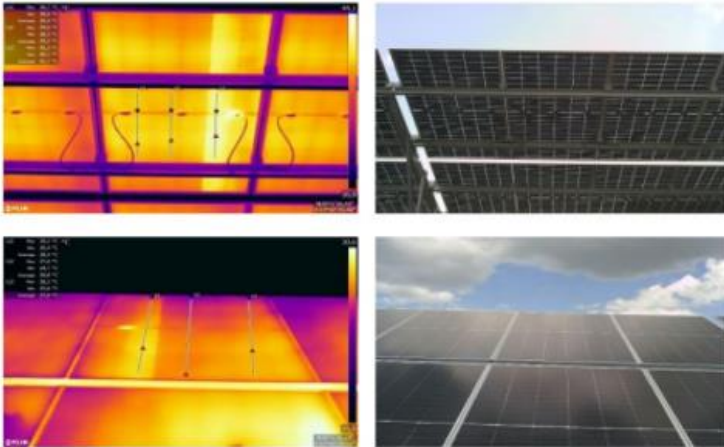


Рис. Термограма ФЕМ інвертора 2.11 (стрінг 2.11.10) із пошкодженням діодом

Electrical Data																
String Name	Pmpp				Voc			Vmpp			Isc			Impp		
	MEAS	STC	NOM	Diff	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM
Дефект діоду (S/N 63XXF2210411180019021410)	307	361	525	31,3	43,2	46,2	49,3	24,3	27,2	40,6	13,56	13,90	13,64	12,66	13,28	12,93
	W	W	W	%	V	V	V	V	V	V	A	A	A	A	A	A

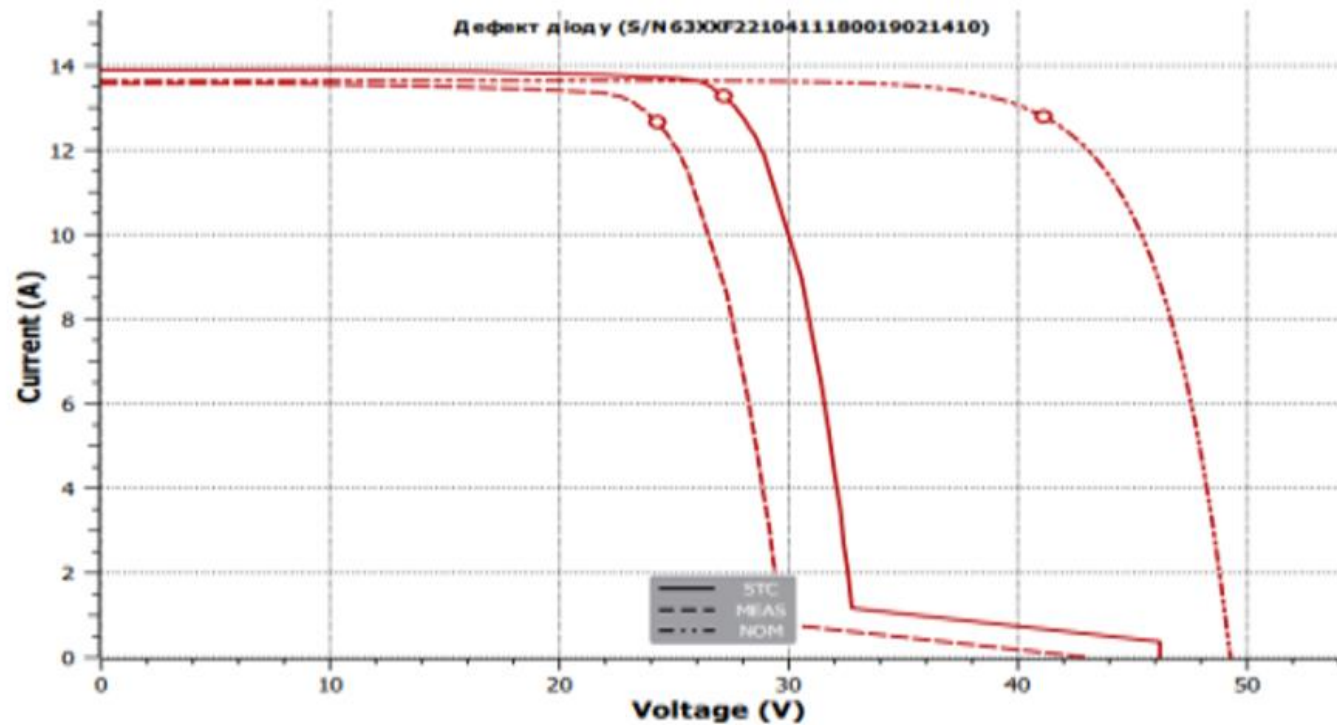


Рис. ВАХ ФЕМ інвертора 2.11 (стрінг 2.11.10) із пошкодженням діодом



Висновки

У магістерській кваліфікаційній роботі було передбачено розробку конкретних рішень щодо створення об'єкта будівництва – Сонячна електрична станція, яка працює на основі сонячної енергії, має потужність 9 МВт. Проектована сонячна електростанція розроблена для виробництва електроенергії. Проведений вибір та розрахунок обладнання РП-10 кВ. Зроблений розрахунок генерації за рік в програмному комплексі PVsyst. Проведений аналіз причин деградації фотоелектричних модулів, та розглянуті методи запобігання деградації та фактори які впливають на швидкість деградації фотоелектричних модулів. Проведений аналіз роботи фотоелектричних модулів діагностики методом тепловізійного обстеження.

Розділ «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях» присвячений дослідженню умов праці проектувальників СЕС. Перераховано шкідливі виробничі та фізичні фактори, які впливають на працівників. Приведені технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання, також технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії. Було проведено дослідження стійкості роботи сонячної електричної станції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. Досліджена стійкість роботи СЕС в умовах впливу електромагнітного імпульсу.

В економічній частині виконано кошторисний розрахунок виїзду бригади для проведення діагностики СЕС, та заробітну плату постійним працівникам СЕС.

