

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: **Проект системи електропостачання району з підключенням
наземної сонячної електростанції**

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТ-41

напряму підготовки (спеціальності)

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

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

	<hr/>	Рогаля В.Л. (прізвище та ініціали)
Керівник	<hr/>	Белякова І.В. (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	<hr/>	Мовчан Л.Т. (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	<hr/>	Коваль В.П. (прізвище та ініціали)
Рецензент	<hr/>	Дідич І.С. (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2026

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри Коваль В.П.

«___» _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(шифр і назва)

студенту Рогалі Віктору Любомировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи електропостачання району з підключенням наземної сонячної електростанції

Керівник роботи Белякова Ірина Володимирівна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом по університету від 31 грудня 2025 року № 4/7-1162

2. Термін подання студентом роботи 19 червня 2026 р.

3. Вихідні дані до роботи схема електропостачання району, графіки електричних

навантажень споживачів, кліматичні характеристики району розташування об'єкта

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

1. Аналітичний розділ.

2. Проектно-конструкторський розділ.

3. Розрахунковий розділ.

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

Презентація з наведеними результатами роботи, порівняльні таблиці,

схема електропостачання району з підключенням СЕС, схема вибраного основного обладнання.

схема системи заземлення та захисту від імпульсних перенапруг.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Безпека життєдіяльності, основи охорони праці</i>	<i>к.т.н., доц. кафедри МТ Гурик О.Я.</i>		

7. Дата видачі завдання

2 січня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Літературний огляд за напрямком кваліфікаційної роботи	02.03.26	
2	Підготовка основної частини пояснювальної записки кваліфікаційної роботи	22.04.26	
3	Підготовка розділу «Безпека життєдіяльності та основи ОП»	11.05.26	
4	Складання переліку використаних літературних джерел	27.05.26	
5	Підготовка вступу, висновків, змісту, реферату	11.06.26	
6	Отримання відгуку та рецензії на кваліфікаційну роботу, підготовка доповіді на захист	19.06.26	

Студент

_____ (підпис)

Рогая В.Л.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Белякова І.В.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТ-41 - Т.: ТНТУ, 2026.

Обсяг кваліфікаційної роботи становить 75 сторінок. В роботі міститься 21 рисунок, 4 таблиці, 28 літературних джерел.

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана на підставі завдання на тему:
Проект системи електропостачання району з підключенням наземної сонячної електростанції.

Метою роботи є підвищення ефективності та надійності системи електропостачання району шляхом проектування наземної сонячної електростанції потужністю 1,5 МВт, інтегрованої до розподільчої мережі 10 кВ, із забезпеченням належного рівня електробезпеки та захисту обладнання від перенапруг.

У роботі виконано проектування наземної сонячної електростанції потужністю 1,5 МВт, розроблено схему її приєднання до розподільчої мережі 10 кВ, здійснено вибір основного електротехнічного обладнання, розрахунок системи заземлення та засобів захисту від імпульсних перенапруг, а також розроблено заходи з охорони праці та пожежної безпеки.

Ключові слова:

СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ; РОЗПОДІЛЬЧА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА; ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ МОДУЛІ; ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНИЙ ПРИСТРІЙ; ЗАХИСТ ВІД ПЕРЕНАПРУГ.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	10
1.1 Тенденції розвитку та конструктивні особливості наземних сонячних електростанцій	10
1.2 Аналіз факторів ризику та механізмів деструктивного впливу блискавки на обладнання СЕС	12
1.3 Огляд нормативно-правової бази та міжнародних стандартів із блискавкозахисту	14
1.4 Концепція зонного блискавкозахисту та принципи захисту низьковольтних систем СЕС	15
1.5. Методологічні підходи до розрахунку заземлювальних пристроїв у неоднорідних ґрунтах	18
1.6 Висновки до розділу 1	21
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	22
2.1 Характеристика системи електропостачання району та обґрунтування підключення СЕС	22
2.2 Характеристика електричних навантажень та специфіки споживання мікрорайону	24

2.3 Обґрунтування структури та вибір вихідних параметрів сонячної електростанції	26
2.4 Обґрунтування доцільності децентралізованого варіанта побудови системи електропостачання	32
2.4.1 Вибір кабельних провідників ланцюгів постійного та змінного струму	36
2.4.2 Вибір силового підвищувального трансформатора КТП СЕС	40
2.4.3. Проектування схеми підключення СЕС до розподільчої мережі 10 кВ мікрорайону	43
2.4.4 Вибір високовольної та низьковольної комутаційної і захисної апаратури	45
2.5 Висновки до розділу 2	47
3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	48
3.1 Науково-технічне обґрунтування та розрахунок заземлювального пристрою сонячної електростанції в умовах двошарового ґрунту	48
3.2 Математичне моделювання зон захисту системи блискавкозахисту СЕС за методом уявної сфери, що котиться	54
3.3 Моделювання високочастотного імпульсного режиму заземлювача при протіканні струму блискавки	58
3.4 Вибір перерізу магістралей заземлення за умовою термічної стійкості до струмів короткого замикання	62
3.5 Висновки до розділу 3	64

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	65
4.1 Заходи щодо забезпечення безпеки життєдіяльності на об'єкті	65
4.2 Заходи щодо основи охорони праці	67
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	72
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	73

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний етап розвитку світової та національної енергетики характеризується стрімким збільшенням частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), серед яких сонячна генерація посідає одне з провідних місць. Впровадження наземних сонячних електростанцій (СЕС) є важливим кроком на шляху до декарбонізації економіки, підвищення енергетичної незалежності та диверсифікації енергетичних потужностей. Проте, специфіка конструктивного виконання наземних СЕС — а саме їх значна площа, розміщення на відкритій місцевості та наявність великої кількості чутливого електронного й напівпровідникового обладнання (фотоелектричні модулі, інвертори, системи моніторингу та трекерні системи) — робить їх вкрай уразливими до атмосферних перенапруг і прямих ударів блискавки.

Статистичні дані експлуатації об'єктів геліоенергетики свідчать, що ураження блискавкою є однією з найпоширеніших причин виходу з ладу дороговартісного обладнання СЕС, що призводить не лише до значних прямих фінансових збитків від руйнування апаратури, а й до тривалих простоїв у генерації електроенергії та невиконання зобов'язань перед енергосистемою. Прямий удар блискавки (ПУБ) викликає термічні та механічні руйнування конструкцій, тоді як вторинні прояви блискавки — електромагнітні імпульси (ЕМІБ) — індукують критичні надпруги в кабельних мережах постійного та змінного струму, безпосередньо знищуючи інверторне обладнання та контролери.

Забезпечення надійної, безперебійної та безпечної роботи сонячних електростанцій неможливе без створення комплексної, інтегрованої системи блискавкозахисту (БЗС) та заземлення. Сучасні нормативні вимоги, зокрема стандарти серії ДСТУ EN 62305, вимагають глибокого інженерного аналізу ризиків та індивідуального підходу до проектування захисних споруд для кожного конкретного об'єкта. Організація ефективного заземлювального

пристрою, який забезпечує швидке розсіювання струмів блискавки в землі та одночасно виконує функції захисного заземлення для персоналу під час експлуатації, є технічно складним завданням, що залежить від геоелектричних параметрів ґрунту та конфігурації станції. З огляду на це, науково обґрунтоване проектування та оптимізація систем блискавкозахисту і заземлення наземних СЕС є надзвичайно актуальною інженерною та науково-практичною задачею.

Запропонована наземна сонячна електростанція розглядається як високотехнологічний та активний елемент інтегрованої системи електропостачання міського району, що функціонує в режимі паралельної роботи з централізованою енергосистемою. Генерована фотоелектричними модулями електроенергія використовується безпосередньо для локального покриття значної частини комунально-побутового та промислового навантаження споживачів району в періоди пікової сонячної активності, що збігаються з денними максимумами електроспоживання. Такий підхід дозволяє суттєво зменшити перетоки активної та реактивної потужності з боку магістральної енергосистеми через трансформаторні підстанції вищого класу напруги, оптимізувати завантаження силових трансформаторів та кардинально підвищити загальну надійність і живучість електропостачання критичної інфраструктури району в умовах можливих дефіцитів потужності. Крім того, інтеграція об'єкта розподіленої генерації на основі СЕС безпосередньо у розподільчу мережу дозволяє наблизити джерело живлення до кінцевих споживачів, завдяки чому мінімізуються транзитні потоки енергії, значно знижуються технічні та нагрузочні втрати електроенергії в лініях електропередач середньої та низької напруги, стабілізується рівень напруги у віддалених вузлах навантаження та суттєво підвищується сумарна енергетична ефективність і автономність усього муніципального району.

Метою роботи є підвищення ефективності та надійності системи електропостачання району шляхом проектування наземної сонячної електростанції, обґрунтування її параметрів та схеми приєднання до

розподільчої мережі, вибору основного електротехнічного обладнання, розрахунку системи заземлення і засобів захисту від імпульсних перенапруг для забезпечення безпечної та стабільної роботи електроенергетичного об'єкта.

Для досягнення поставленої мети у роботі необхідно вирішити такі завдання: проаналізувати систему електропостачання району та обґрунтувати параметри наземної сонячної електростанції потужністю 1,5 МВт, виконати розрахунок фотоелектричного поля, здійснити вибір фотоелектричних модулів, інверторів, силового трансформатора та кабельних ліній, розробити схему приєднання сонячної електростанції до розподільчої мережі 10 кВ та обґрунтувати режими її роботи, виконати розрахунок системи заземлення і вибрати засоби захисту від імпульсних перенапруг для забезпечення надійної роботи обладнання та розробити заходи з охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації сонячної електростанції.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Тенденції розвитку та конструктивні особливості наземних сонячних електростанцій

Сучасний світовий вектор розвитку паливно-енергетичних комплексів спрямований на декарбонізацію промисловості та форсоване впровадження технологій відновлюваної енергетики. Серед усіх відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) фотоелектрична (геліоенергетична) галузь демонструє найвищі темпи середньорічного приросту встановленої потужності. Це зумовлено технологічним прогресом у виробництві напівпровідникових матеріалів, зниженням питомої вартості фотоелектричних модулів (ФЕМ), а також високим рівнем масштабованості та прогнозованості сонячних архітектур. Наземні сонячні електростанції промислового типу (Utility-Scale Solar PV Plants) є складними просторово-розподіленими інженерно-технічними комплексами. На відміну від дахових інсталяцій, наземні СЕС мають низку специфічних конструктивних та експлуатаційних особливостей, які безпосередньо впливають на їхню електромагнітну сумісність та уразливість до зовнішніх деструктивних чинників.

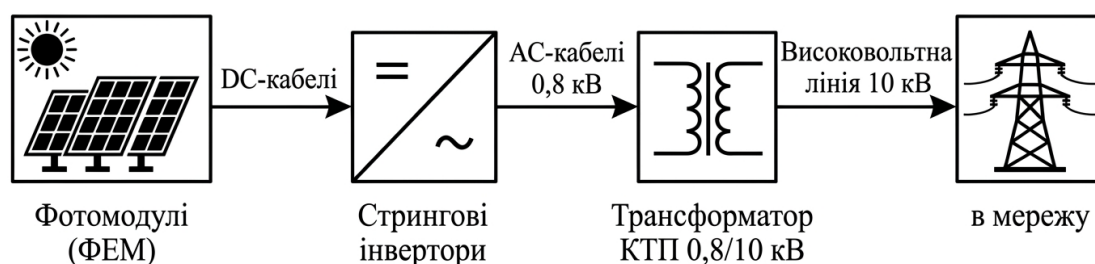


Рисунок 1.1 – Блок-схема перетворення та передачі електричної енергії в сонячній електростанції

Першою особливістю є значні геометричні розміри та площа відчуження. Сучасні промислові СЕС потужністю від декількох мегават до сотень мегават займають території від декількох гектарів до сотень квадратних кілометрів. ФЕМ монтуються рядами (столами) на спеціальних металевих опорних конструкціях (статичних або трекерних системах стеження за сонцем). Така значна площа створює передумови для високої статистичної ймовірності прямого влучання блискавки в територію об'єкта. Другою особливістю є гальванічний зв'язок та велика протяжність кабельних ліній. Для збору генерованої потужності постійного струму (DC) та її подальшої трансформації у змінний струм (AC) прокладаються кілометри кабельних трас. Контури постійного струму об'єднують послідовно з'єднані модулі у стринги (String), які комутуються на рівні стрингових інверторів або збірних шаф (Combiner Boxes). Протяжні петлі кабелів DC та AC діють як гігантські рамкові антени, в яких за рахунок індуктивного та ємнісного зв'язку під час грозової активності виникають колосальні наведені перенапруги.

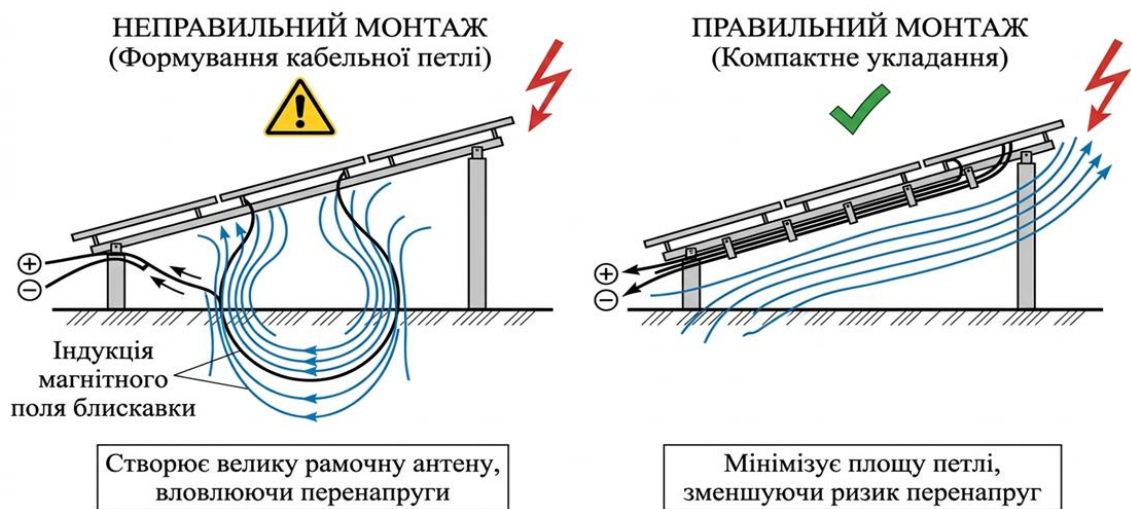


Рисунок 1.2 – Монтаж DC кабелів, вплив на рамочні антени

Третьою особливістю є використання високочутливої мікропроцесорної техніки. Сучасні СЕС насичені напівпровідниковою та цифровою апаратурою.

Сюди відносяться силові ключі інверторних перетворювачів (IGBT-матриці), контролери систем керування, плати телеметрії, датчики інсоляції та вітру, системи АСКОЕ та оптичні конвертери зв'язку. Робочі напруги логічних схем цих пристроїв становлять одиниці вольт, а ізоляційна стійкість — не перевищує сотень вольт. Відтак, навіть слабкі вторинні прояви блискавки здатні викликати апаратні збої або повне вигорання мікросхем. Четвертою особливістю є те, що опорні металоконструкції СЕС зазвичай мають безпосередній контакт із землею через палі (забивні, гвинтові або бетоновані). З одного боку, це створює природні шляхи для стікання струмів, з іншого — за відсутності єдиної інтегрованої системи заземлення виникає небезпечна різниця потенціалів між різними частинами станції під час розсіювання струму блискавки, що призводить до пробоя ізоляції кабелів та руйнування металоконструкцій.

1.2 Аналіз факторів ризику та механізмів деструктивного впливу блискавки на обладнання СЕС

Атмосферний розряд блискавки є екстремальним природним явищем, що характеризується струмами до 200 кА, швидкістю наростання фронту імпульсу до декількох десятків кіловольт за мікросекунду та температурою каналу до 30 000 °С. Деструктивний вплив блискавки на наземну СЕС поділяють на два фундаментальні типи: прямий удар блискавки (ПУБ) та електромагнітні імпульси блискавки (ЕМІБ) або вторинні прояви. Прямий удар блискавки (ПУБ) Пряме влучання каналу блискавки в елементи СЕС (раму ФЕМ, інверторний контейнер, щоглу освітлення чи повітряну лінію) викликає миттєвий протік імпульсного струму високої амплітуди. Механізми руйнування при ПУБ: Термічний вплив: Енергія, що виділяється в точці контакту та на шляху протікання струму (джоулеве тепло), призводить до плавлення металу, випаровування провідників та займання полімерних матеріалів (тильних підкладок ФЕМ, кабельної ізоляції). Це є головною причиною виникнення

пожеж на СЕС. Механічний вплив: Колосальні електродинамічні сили, які виникають між паралельними провідниками зі струмом блискавки, здатні деформувати опорні конструкції, відірвати заземлювальні провідники та зруйнувати оболонки обладнання. Потенціальний вплив: Протікання струму через заземлювач із кінцевим значенням опору викликає різке підвищення потенціалу заземлювального пристрою (до сотень кіловольт) відносно віддаленої землі. Це створює небезпеку зворотного перекриття (пробою) з контуру заземлення на робочі струмоведучі жили кабелів.

Якщо ж мова йде про електромагнітний імпульс блискавки (ЕМІБ), то вторинні прояви викликані не самим влучанням, а потужним та надшвидким зміненням електромагнітного поля, яке генерується каналом блискавки (навіть якщо розряд відбувся на відстані кількох сотень метрів від СЕС). Вплив ЕМІБ реалізується через такі види зв'язку: Індуктивний зв'язок: Швидка зміна магнітного потоку струму блискавки пронизує замкнені кабельні контури (петлі), утворені провідниками плюс/мінус стринга та провідником заземлення. Згідно із законом електромагнітної індукції, в цих петлях наводяться імпульсні ЕРС величиною в десятки кіловольт, що призводить до миттєвого пробоя ізоляції ФЕМ та вхідних каскадів інверторів. Ємнісний зв'язок: Висока швидкість наростання напруги в каналі блискавки (dU/dt) через електричне поле створює ємнісні струми витоку між хмарою, конструкціями СЕС та кабелями, викликаючи перенапруги. Гальванічний зв'язок (через землю): При розтіканні струму блискавки в землі виникає високий градієнт потенціалу на поверхні ґрунту. Якщо дві ТП чи два столи ФЕМ з'єднані інформаційним кабелем (наприклад, RS-485 для моніторингу), але мають територіально рознесені заземлювачі, виникає вирівнювальний струм величезної сили, який протікає через екран або жилу інтерфейсного кабелю, повністю випалюючи комунікаційні порти.

Таблиця 1.1 — Джерела та види пошкоджень СЕС внаслідок удару блискавки

Джерело розряду	Об'єкт ураження	Тип пошкодження (згідно з ДСТУ)	Технічні наслідки для СЕС
S1 (Прямий удар в СЕС)	Опорні столи ФЕМ, трекари, кабельні лотки	D1 (Електричний шок персонал) D2 (Фізичне руйнування)	Руйнування фотомодулів, спалахи ізоляції, виникнення пожежі, травмування працівників кроковою напругою.
S1 (Прямий удар в СЕС)	Інверторні блоки, трансформаторні КТП	D3 (Відмова електронних систем)	Вихід з ладу силових інверторів, КТП, контролерів, втрата генерації станції.

1.3 Огляд нормативно-правової бази та міжнародних стандартів із блискавкозахисту

Проектування систем блискавкозахисту та заземлення для об'єктів відновлюваної енергетики в Україні регламентується гармонізованими міжнародними та національними нормативними документами. Основним фундаментальним комплексом стандартів є ДСТУ EN 62305 «Блискавкозахист», який складається з чотирьох частин:

ДСТУ EN 62305-1 (Частина 1: Загальні принципи). Визначає фізичні параметри струму блискавки, його імпульсні характеристики (форма хвилі 10/350 мкс для ПУБ та 8/20 мкс для індукованих струмів), а також встановлює чотири рівні блискавкозахисту (РБЗ I, II, III, IV) [7]. ДСТУ EN 62305-2 (Частина 2: Керування ризиками). Надає чіткий математичний та логічний апарат для розрахунку ризиків втрати людського життя (R_1), втрати послуг для населення (R_2), втрати культурної спадщини (R_3) та суто економічних збитків (R_4). Для СЕС базовим є розрахунок та оптимізація ризику R_4 (економічна доцільність захисту обладнання) та R_1 (якщо на станції постійно перебуває персонал) [8]. ДСТУ EN 62305-3 (Частина 3: Фізичні пошкодження споруд та безпека для

життя). Регламентує правила проектування зовнішньої системи блискавкозахисту: розрахунок зон захисту блискавкоприймачів, вибір перерізів струмовідводів та конфігурацію заземлювачів (тип А чи тип В) [9]. ДСТУ EN 62305-4 (Частина 4: Електричні та електронні системи всередині споруд). Описує концепцію зон блискавкозахисту (0, 1 і 2) та правила застосування пристроїв захисту від імпульсних перенапруг (ПЗП) для захисту внутрішньої електроніки. Окрім загального стандарту, проектування заземлювальних пристроїв СЕС спирається на вимоги ПУЕ:2017 (Правила улаштування електроустановок), зокрема Розділ 1.7 «Заземлення та захисні заходи від ураження електричним струмом». ПУЕ встановлює жорсткі обмеження на величину опору заземлення для електроустановок різних класів напруги (0,4 кВ та 10–35 кВ) як в нормальних режимах, так і під час замикань на землю. Слід також відзначити спеціалізований міжнародний стандарт ІЕС 62446-1, який регламентує вимоги до випробувань, документування та обслуговування фотоелектричних систем, та дає чіткі вказівки щодо перевірки цілісності контурів заземлення столів ФЕМ [10].

1.4 Концепція зонного блискавкозахисту та принципи захисту низьковольтних систем СЕС

Для систематизації захисту об'єктів від руйнівного впливу електромагнітного імпульсу блискавки (ЕМІБ) стандарт ДСТУ EN 62305-4 впроваджує концепцію зон блискавкозахисту.

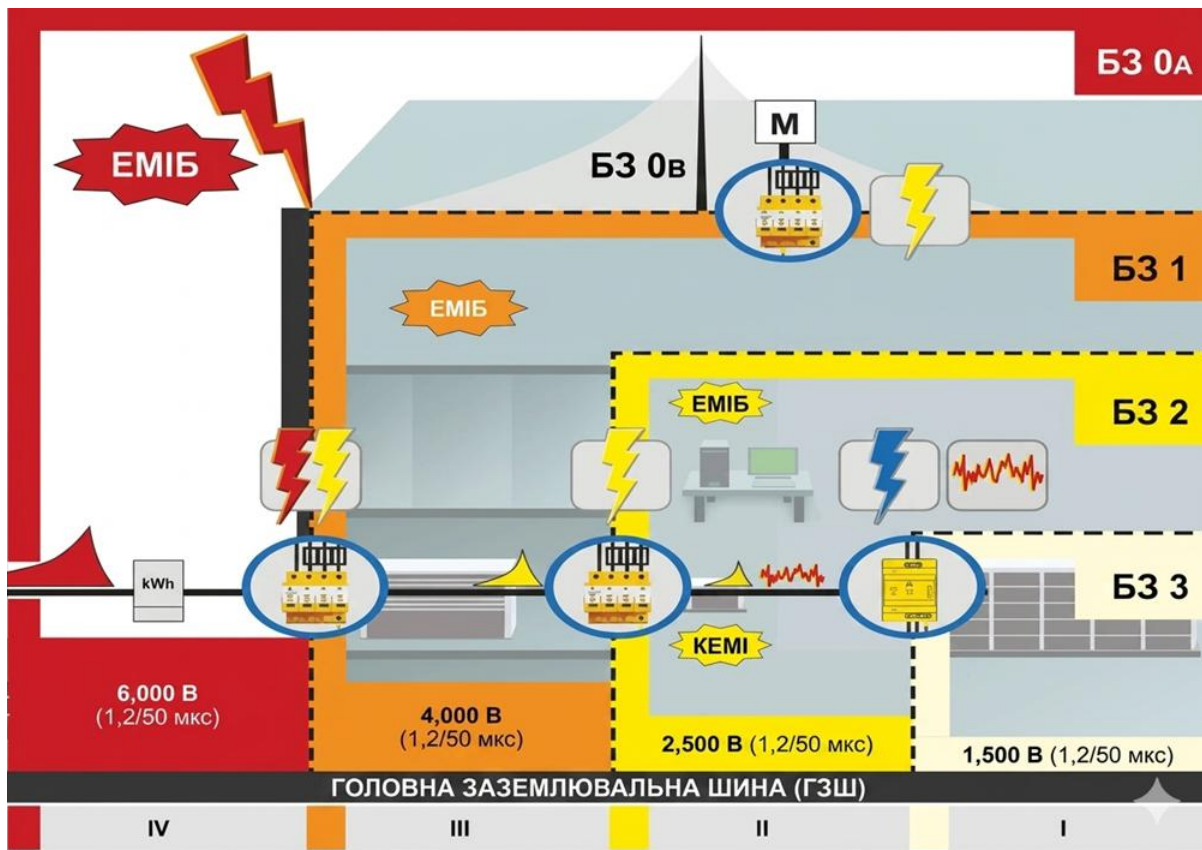


Рисунок 1.3 – Концептуальна модель зон блискавкозахисту та місця розміщення пристроїв захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП)

Суть цієї концепції полягає в умовному поділі простору об'єкта на окремі зони за критерієм ступеня впливу електромагнітного поля та імпульсних перенапруг. Кожен наступний рівень зони характеризується суттєвим зниженням електромагнітних завад завдяки екрануванню та встановленню пристроїв захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП).

Класифікація зон стосовно наземної сонячної електростанції має таку структуру:

Зона 0_A (Зовнішня зона): Простір, який повністю відкритий для прямих ударів блискавки (ПУБ) і де присутнє незгасане грозове електромагнітне поле. До цієї зони відносяться робочі поверхні фотоелектричних модулів (ФЕМ), верхні частини металоконструкцій, щогли освітлення та відкриті кабельні лотки [7].

Зона 0_B (Зовнішня екранована зона): Простір, захищений від прямого влучання блискавки за допомогою зовнішньої системи блискавкоприймачів (блискавкоприймальних щогл чи тросів), проте електромагнітне поле тут залишається максимальним і незгасаним. У цій зоні зазвичай перебувають нижні яруси столів ФЕМ, розподільчі коробки та кабелі DC-стрингів, прокладені вздовж металоконструкцій. Зона 1 (Внутрішня зона першого рівня): Простір всередині конструкцій чи оболонок обладнання, де прямий удар блискавки неможливий, а імпульсні струми у провідниках суттєво обмежені на межі зони за допомогою заземлення та встановлення ПЗІП 1-го класу (Тип 1) [9]. До цієї зони відносяться внутрішні об'єми інверторних шаф або контейнерів комплектних трансформаторних підстанцій (КТП). Зона 2 (Внутрішня зона другого рівня): Простір, де імпульсні перенапруги додатково знижені ПЗІП 2-го чи 3-го класу (Тип 2 / Тип 3). Це внутрішні плати керування інверторів, мікропроцесорні блоки систем моніторингу, телеметрії, контролери АСКОЕ та СКД. Перехід кабельних ліній через межі різних зон вимагає обов'язкового створення еквіпотенціального середовища. Оскільки кабелі постійного струму від сонячних батарей підходять безпосередньо з відкритого простору (0_B) до інверторного обладнання (зона 1), на вході в інвертор встановлюються спеціалізовані ПЗІП постійного струму (DC SPD). Вони здатні без руйнування відводити в контур заземлення як потужні імпульси струму форми хвилі 10/350 мкс (що проникають через металеві маси столів), так і наведені імпульси форми 8/20 мкс. Важливою аналітичною проблемою при виборі ПЗІП для СЕС є врахування специфіки фотоелектричних ланцюгів: Відсутність переходу через нуль: Струм постійної напруги DC, що генерується ФЕМ, не має нульових точок, як змінний струм. Це ускладнює гасіння електричної дуги всередині захисного пристрою (варистора чи розрядника) у разі його спрацювання чи теплового пробою. Тому для кіл DC застосовують ПЗІП із тримодульною Y-схемою захисту, яка унеможливорює виникнення стійкої дуги КЗ на землю. Високі робочі напруги: Сучасні промислові СЕС проектуються на робочі

напруги стрингів до 1000 В або 1500 В постійного струму. Це вимагає від ПЗП високої тривалої робочої напруги (U_{cpr}) та низького рівня захисної напруги (U_p), який повинен бути меншим за імпульсну міцність ізоляції фотомодулів та інвертора.

1.5 Методологічні підходи до розрахунку заземлювальних пристроїв у неоднорідних ґрунтах

Заземлювальний пристрій (ЗП) є критично важливою частиною як системи блискавкозахисту, так і системи забезпечення безпеки життєдіяльності та надійної експлуатації силового обладнання СЕС. Головною функцією ЗП під час грозового розряду є безпечне, швидке та рівномірне розсіювання струму блискавки в масиві землі без виникнення критичних потенціалів на поверхні. Аналіз інженерної практики показує, що реальні структури ґрунтів на майданчиках будівництва СЕС є майже завжди неоднорідними за своєю будовою. Найбільш адекватною та широко вживаною в інженерних розрахунках є двошарова модель ґрунту. Вона характеризується трьома параметрами: ρ_1 — питомий електричний опір верхнього шару ґрунту, Ом·м; ρ_2 — питомий електричний опір нижнього шару ґрунту (підстильної породи), Ом·м; h — потужність (товщина) верхнього шару ґрунту, м. Неоднорідність ґрунту суттєво спотворює картину розподілу електричного потенціалу навколо заземлювача порівняно з однорідним середовищем. Наприклад, якщо верхній шар є високопровідним (вологий суглинок, $\rho_1 = 50$ Ом·м), а нижній — скельним або піщаним ($\rho_2 = 500$ Ом·м), то основна частина струму буде проходити вздовж верхнього шару. Це вимагає улаштування протяжних горизонтальних заземлювачів (сіток, смуг). Якщо ж спостерігається зворотна картина ($\rho_1 > \rho_2$, наприклад, сухий пісок на поверхні та підземні води нижче), то економічно й технічно доцільним є використання глибоких вертикальних електродів (стрижнів), які пробивають верхній сухий шар і досягають добре провідних

пластів. Класична методологія розрахунку складних розподілених заземлювальних пристроїв (якими є контури СЕС) базується на методі еквівалентного питомого опору або на методі накладання (коефіцієнтів використання). Для складних контурів великої площі опір розтікання штучного заземлювача R_{zn} визначається за узагальненою формулою:

$$R_{zn} = (R_c \cdot R_e) / (R_c \cdot \eta_e + R_e \cdot \eta_c) \quad (1.1)$$

де: R_c — опір розтікання горизонтальних провідників (смуги), Ом; R_e — сумарний опір розтіканню вертикальних електродів, Ом; η_c , η_e — коефіцієнти використання горизонтальних та вертикальних заземлювачів відповідно, які враховують ефект взаємного екранування (зменшення ефективності через близьке розташування провідників один до одного). У процесі аналізу систем заземлення СЕС важливо розділяти поняття стаціонарного опору заземлення на промисловій частоті 50 Гц (R_c) та імпульсного опору заземлення (R_i), який проявляється при протіканні високочастотних струмів блискавки. Імпульсний опір обчислюється через коефіцієнт імпульсу α_i :

$$R_i = \alpha_i \cdot R_c \quad (1.2)$$

Коефіцієнт α_i враховує два протилежні процеси: іскроутворення в ґрунті навколо провідника під дією високої напруженості поля (що знижує опір) та індуктивний опір самих провідників великої довжини (що заважає струму швидко поширюватися по всьому контуру і збільшує еквівалентний опір). Для протяжних контурів СЕС індуктивний ефект є панівним, тому віддалені ділянки заземлювальної сітки великої станції практично не беруть участі в розсіюванні струму конкретного грозового розряду. Це зумовлює необхідність локального підсилення заземлювачів безпосередньо біля опорних щогл та інверторних підстанцій.

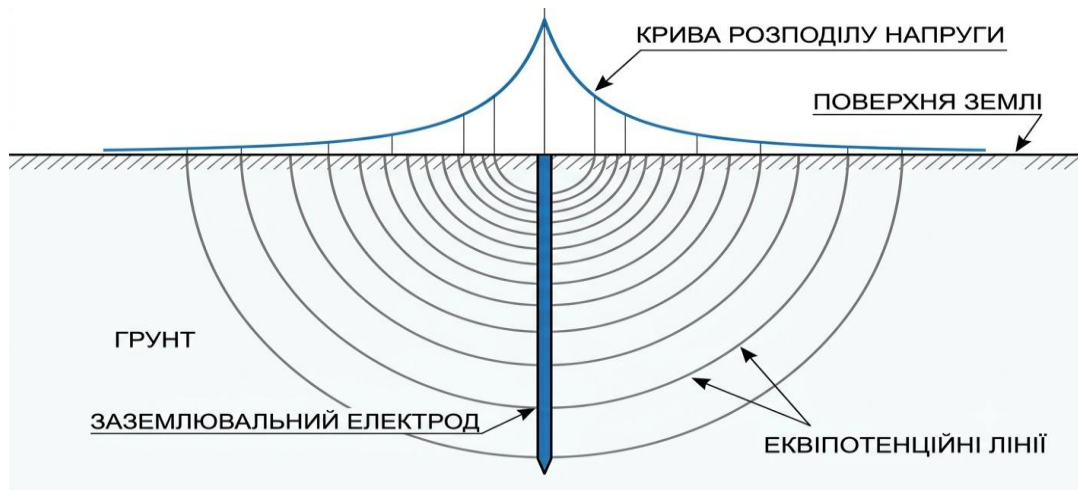


Рисунок 1.4 – Еюра розподілу потенціалу та еквіпотенційні лінії навколо вертикального заземлювального електрода

Наземні СЕС є складними об'єктами з високою концентрацією чутливого мікропроцесорного обладнання. Особливості їхньої архітектури (площа 4,5 га, протяжні кабельні траси, відкрита місцевість) зумовлюють високу ймовірність атмосферних і комутаційних перенапруг. Оскільки СЕС інтегрується в міську мережу 10 кВ вздовж вулиць Вербицького та Павла Чубинського поруч із ліцеєм та дитячим садком №33, будь-які аварії через пошкодження ізоляції чи вигорання інверторів створюють пряму загрозу для безперебійності живлення житлових і соціальних об'єктів. Захист обладнання станції від перенапруг вимагає комплексного підходу, оскільки надійна робота інверторів та трансформатора є визначальною для підтримання локального балансу потужності. Чинна нормативна база України (ДСТУ EN 62305 та ПУЕ) базується на концепції управління ризиками та зонного захисту від перенапруг. Створення надійної системи захисту обладнання СЕС вимагає детальних розрахунків пристроїв захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП) та заземлювальних пристроїв в умовах неоднорідних двошарових ґрунтів майданчика. Відповідно до вимог ДСТУ EN 62305-2 [8], нами проаналізовано залежність залишкового ризику економічних збитків від обраного рівня блискавкозахисту, яку графічно відображено на рисунку 1.5. Отримані

результати підтверджують потребу вибору обґрунтованого рівня захисту для мінімізації впливу грозових розрядів на силову електроніку. Оптимальний вибір систем захисту та заземлення безпосередньо підвищує надійність електропостачання району, мінімізуючи ризик відключень джерела генерації, що максимізує ефективність розподільчої мережі, стабілізує рівні напруги в лініях 10 кВ та знижує технічні втрати енергії.

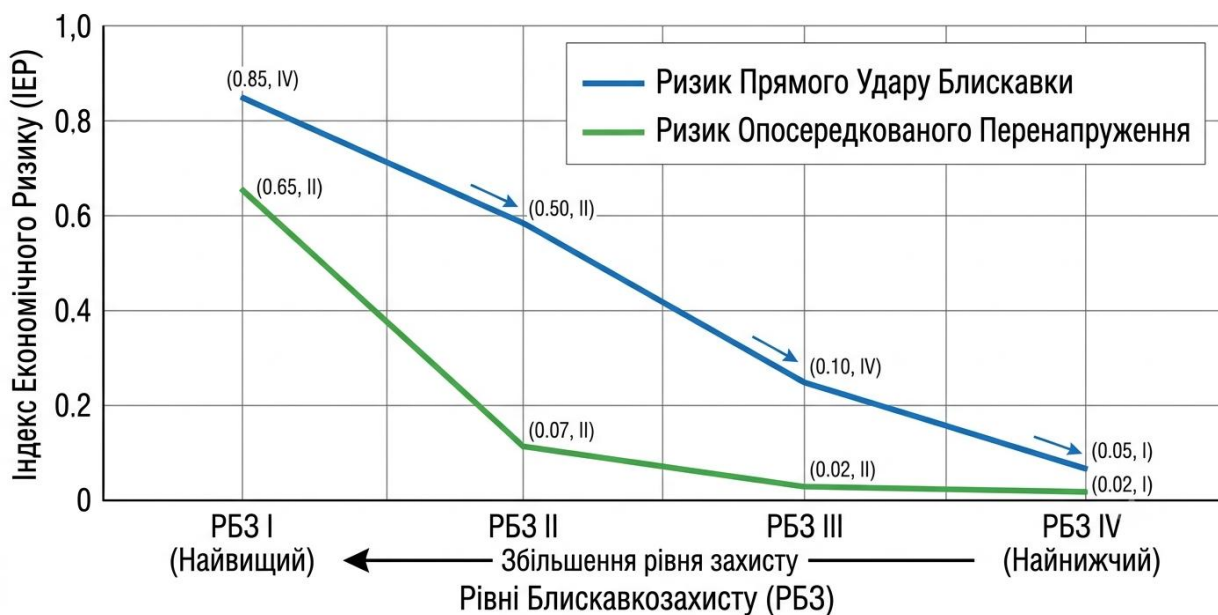


Рисунок 1.5 – Графік залежності залишкового ризику економічних збитків від обраного рівня блискавкозахисту

1.6 Висновки до Розділу 1

У розділі проаналізовано особливості функціонування сонячних електростанцій у складі розподільчих електричних мереж та визначено основні вимоги до їх інтеграції в систему електропостачання району. Проведений аналіз підтвердив доцільність використання наземної СЕС як локального джерела генерації та визначив необхідність застосування ефективних засобів захисту й заземлення для забезпечення надійної роботи мережі.

РОЗДІЛ 2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Характеристика системи електропостачання району та обґрунтування підключення СЕС

Перед розрахунком та вибором основного технологічного обладнання проєктованої наземної сонячної електростанції (СЕС) потужністю 1,5 МВт виникає технічна необхідність детального аналізу існуючої схеми мережі, структури споживачів та характеру електричних навантажень міського мікрорайону [17]. Об'єкт розподіленої генерації інтегрується в існуючу міську електричну мережу комунального призначення, що безпосередньо живить житловий масив, заклади освіти, об'єкти побутового обслуговування, комерційні структури та елементи критичної муніципальної інфраструктури, розташовані вздовж вулиць Вербицького та Павла Чубинського. Район містить житлові будинки, заклади освіти та об'єкти комунальної інфраструктури [21]. Максимальне навантаження району становить приблизно 3,8 МВт, що визначається пропускною спроможністю діючих кабельних ліній та встановленою потужністю трансформаторів у живильних підстанціях району [17]. Основними споживачами електричної енергії в межах даного вузла є об'єкти другого та третього категорій надійності електропостачання, проте наявність систем водопостачання, теплопунктів та котелень вимагає високої стабільності параметрів напруги та безперебійності живлення [21].

Конфігурація схеми електропостачання району базується на двотрансформаторній головній підстанції живлення (ГПЖ 110/10 кВ) [19]. Силова частина підстанції розділена на дві незалежні секції шин 10 кВ, з'єднані через секційний вимикач із пристроєм автоматичного включення резерву (АВР) [1]. Від шин ГПЖ 110 кВ живлення передається на центральний розподільчий пункт (РП) мікрорайону та систему суміжних трансформаторних підстанцій (ТП1–ТП6), які забезпечують трансформацію напруги до рівня 0,4 кВ та

безпосередній розподіл енергії між кінцевими споживачами [21]. Структурно-однолінійна схема інтеграції проекрованої сонячної електростанції в існуючу розподільчу електричну мережу мікрорайону 10 кВ представлена на рисунку 2.2.

Роль проекрованої СЕС потужністю 1,5 МВт у покритті зазначеного добового графіка навантаження є ключовою для оптимізації режимів роботи мережі [27]. Підключення СЕС потужністю 1,5 МВт дозволяє покривати частину денного навантаження споживачів та зменшувати навантаження на живильну підстанцію [22]. Максимальної генерації фотоелектрична станція досягає в інтервалі з 11:00 до 15:00, що ідеально накладається на денне плато споживання мікрорайону [27]. У цей період СЕС здатна локально покривати від 40% до 60% поточного споживання всього комунального вузла.

Впровадження об'єкта фотоелектричної генерації безпосередньо у внутрішній контур розподільчої мережі 10 кВ дозволяє вирішити комплекс взаємопов'язаних інженерних завдань [2]. По-перше, значно зменшуються перетоки активної потужності з боку системної підстанції вищого класу напруги (ГПЖ 110/10 кВ) в години максимальної інсоляції. Це призводить до суттєвого розвантаження трансформаторів ГПЖ та зниження теплового зносу їхньої ізоляції, що продовжує їх експлуатаційний ресурс. По-друге, оскільки генерація відбувається безпосередньо всередині споживчого вузла, повністю нівелюється потреба в транзиті цієї кількості електроенергії магістральними та розподільчими лініями великої протяжності. Як наслідок, значно зменшуються технічні та нагрузочні втрати активної потужності в кабельних провідниках, стабілізуються рівні напруги у найбільш віддалених точках підключення споживачів по вулицях Вербицького та Чубинського, а також згладжуються коливання напруги, викликані пусковими струмами іншого інженерного обладнання мікрорайону. Економічний та технічний ефект від паралельної роботи СЕС із міською мережею полягає у створенні локального балансу між

виробництвом та споживанням енергії, що підвищує автономність та загальну енергетичну ефективність району.

2.2 Характеристика електричних навантажень та специфіки споживання мікрорайону

Перед безпосереднім розрахунком та вибором основного технологічного обладнання проекрованої наземної сонячної електростанції виникає технічна необхідність детального аналізу структури, характеру та параметрів електричних навантажень міського мікрорайону, куди планується видача генерованої потужності [21]. Об'єкт розподіленої генерації інтегрується в існуючу міську електричну мережу комунального призначення, що безпосередньо живить житловий масив, заклади загальної та спеціальної освіти, об'єкти побутового обслуговування, комерційні структури та елементи критичної муніципальної інфраструктури, розташовані вздовж вулиць Вербицького та Павла Чубинського. Сумарне максимальне розрахункове навантаження зазначеного мікрорайону в години вечірнього максимуму становить приблизно 3,8 МВт, що визначається пропускнуою спроможністю діючих кабельних ліній та встановленою потужністю трансформаторів у живильних підстанціях району. Основними споживачами електричної енергії в межах даного вузла є об'єкти другого та третього категорій надійності електропостачання, проте наявність систем водопостачання, теплопунктів та вузлів зв'язку вимагає високої стабільності параметрів напруги та безперебійності живлення.

Характерною особливістю муніципального навантаження є виражена нерівномірність споживання протягом доби, що відображається класичним двопіковим графіком навантаження. Перший, менш тривалий сплеск споживання спостерігається в ранкові години з 07:30 до 10:00, після чого настає стабільне денне плато, а найбільш критичний і тривалий максимум припадає на

вечірній час з 17:00 до 22:00, коли масово вмикається побутове навантаження, системи зовнішнього та внутрішнього освітлення [5].

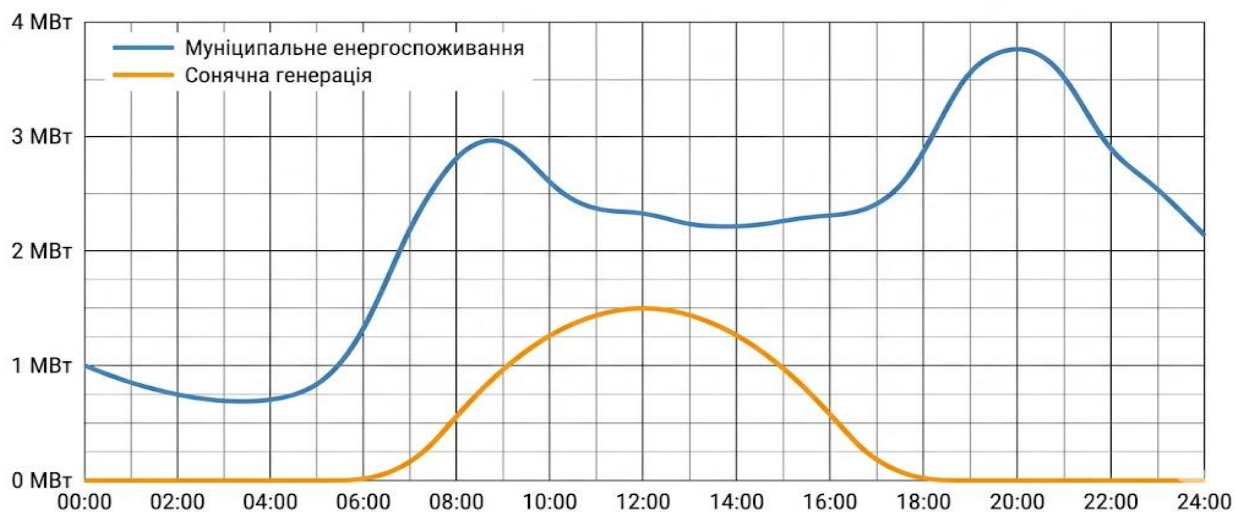


Рисунок 2.1 — Добовий графік електричного навантаження району та крива генерації СЕС потужністю 1,5 МВт

Впровадження в таку енергетичну структуру наземної СЕС номінальною потужністю 1,5 МВт змінного струму (АС) дозволяє кардинально оптимізувати режими роботи розподільчої мережі 10 кВ саме в денний період. Потужність станції спроектована таким чином, щоб її максимальна генерація, яка припадає на інтервал з 11:00 до 15:00, органічно накладалася на денне плато споживання мікрорайону, не викликаючи небезпечних перетоків потужності у зворотній бік через головні силові трансформатори базової підстанції району.

Інтеграція фотоелектричної станції потужністю 1,5 МВт дозволяє безпосередньо в точці приєднання покривати від 40% до 60% поточного денного споживання всього комунального вузла. Це призводить до суттєвого розвантаження головної живильної трансформаторної підстанції вищого класу напруги та зниження теплового зносу ізоляції її силових трансформаторів, що продовжує їх експлуатаційний ресурс. Оскільки генерація відбувається безпосередньо всередині споживчого вузла, повністю нівелюється потреба в

транзиті цієї кількості електроенергії магістральними та розподільчими лініями великої протяжності. Як наслідок, значно зменшуються технічні та нагрузочні втрати активної потужності в кабельних провідниках, стабілізуються рівні напруги у найбільш віддалених точках підключення споживачів по вулицях Вербицького та Чубинського, а також згладжуються коливання напруги, викликані пусковими струмами іншого інженерного обладнання мікрорайону. Економічний та технічний ефект від паралельної роботи СЕС із міською мережею полягає у створенні локального балансу між виробництвом та споживанням енергії, що суттєво підвищує автономність, загальну енергетичну ефективність та живучість енергосистеми міста при виникненні аварійних дефіцитів потужності в магістральних мережах.

2.3 Обґрунтування структури та вибір вихідних параметрів сонячної електростанції

У межах даного дипломного проекту розглядається проектування наземної промислової сонячної електростанції (СЕС) номінальною потужністю 1,5 МВт змінного струму (АС). СЕС інтегрується в єдину систему електропостачання міського мікрорайону, план якого представлено на геодезичній підоснові, де позначено вулиці Вербицького, Павла Чубинського, будівлі ліцею та дитячого садка №33.

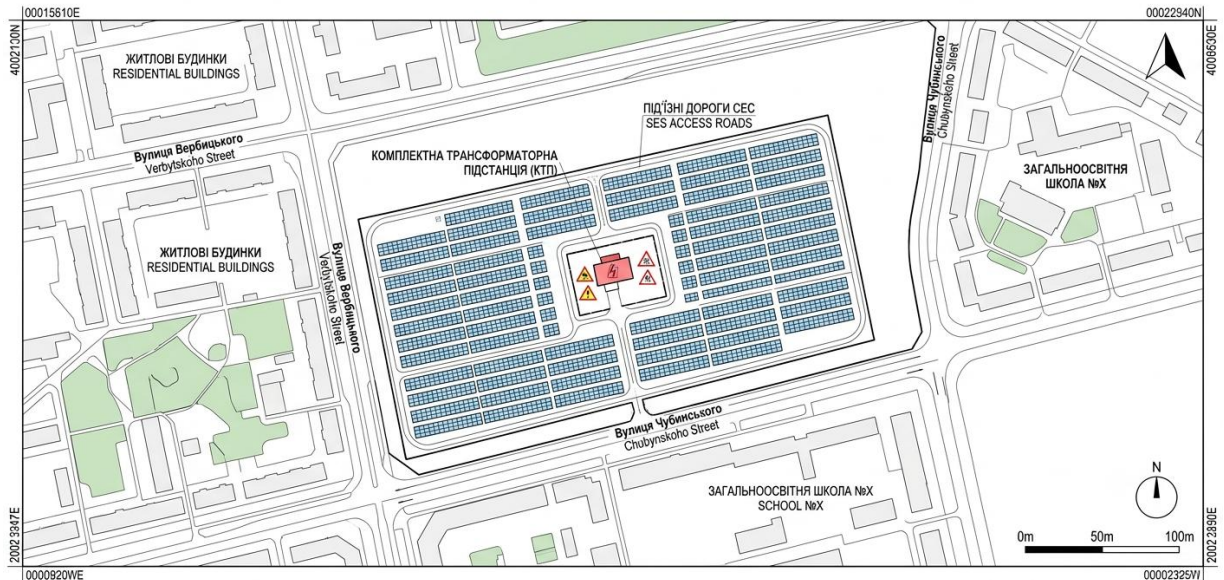


Рисунок 2.2 — Ситуаційний план розміщення СЕС та прилеглої інфраструктури (м. Тернопіль)

Станція призначена для паралельної роботи з енергосистемою з метою часткової компенсації дефіциту потужності, зниження втрат у міських розподільчих мережах 10 кВ та підвищення надійності живлення комунальних і житлових споживачів.

Для забезпечення максимальної питомої генерації електроенергії з одиниці площі в умовах помірно-континентального клімату обираються високотехнологічні монокристалічні двосторонні фотоелектричні модулі з технологією Half-Cut та PERC. Використання двосторонніх модулів дозволяє додатково отримувати від 5% до 15% енергії за рахунок сприйняття альbedo (відбитого від поверхні ґрунту чи гравійної підсіпки сонячного світла) тильною стороною панелі.

Нижче в таблиці 2.1 наведено повні технічні характеристики фотоелектричних модулів, які використовуються як базові константи для проведення подальших електричних розрахунків, розрахунку зон блискавозахисту та контурів заземлення.

Таблиця 2.1 — Технічні характеристики фотоелектричного модуля (ФЕМ)

Найменування технічного параметра	Символьне позначення	Величина параметра
Номінальна потужність модуля	P_{max}	550 Вт
Напруга при максимальній потужності	V_{mp}	42,0 В
Струм при максимальній потужності	I_{mp}	13,10 А
Напруга холостого ходу	V_{oc}	49,8 В
Струм короткого замикання	I_{sc}	14,00 А
Максимально допустима напруга системи	V_{sys_max}	1500 В DC
Температурний коефіцієнт потужності	γ	-0,35 %/°C
Температурний коефіцієнт напруги холостого ходу	β	-0,27 %/°C
Коефіцієнт корисної дії модуля (ККД)	η	21,3 %
Габаритні розміри (Довжина × Ширина × Висота)	$L \times W \times H$	2278 × 1134 × 30 мм
Маса одного фотомодуля	m	27,6 кг

Для перетворення генерованого постійного струму в трифазний змінний струм промислової частоти обираються сучасні мережеві інвертори високої напруги стрингового типу. Застосування інверторів із робочою напругою до 1500 В на боці постійного струму є передовим стандартом енергетики, що дозволяє зменшити робочі струми, знизити перерізи кабелів та мінімізувати втрати потужності в провідниках [23].

Таблиця 2.2 — Технічні характеристики мережевого інвертора

Найменування технічного параметра	Символьне позначення	Величина параметра
Номінальна вихідна потужність змінного струму	P_{ac}	250 кВт
Максимальна вхідна напруга постійного струму	V_{max_dc}	1500 В
Номінальна вхідна напруга постійного струму	V_{nom_dc}	1080 В
Мінімальна робоча напруга / Напруга запуску	V_{min} / V_{start}	500 В / 550 В
Робочий діапазон трекерів МРРТ	V_{mppt}	500 – 1500 В
Кількість незалежних МРРТ трекерів	N_{mppt}	12
Максимальна кількість підключаємих стрингів	N_{str_max}	24 (по 2 на МРРТ)
Максимальний вхідний струм на один МРРТ	I_{max_mppt}	30 А

Максимальний струм КЗ на один МРРТ	I_{sc_mppt}	50 А
Номінальна вихідна напруга змінного струму	U_{ac}	800 В (3~, АС)
Номінальний вихідний струм змінного струму	I_{ac}	180,42 А
Максимальний коефіцієнт корисної дії (ККД)	η_{inv}	99,0 %

Для покриття номінальної потужності СЕС у 1,5 МВт (1500 кВт) на об'єкті встановлюється 6 інверторів потужністю по 250 кВт кожен. Відповідно до загальноприйнятої світової інженерної практики, для компенсації обмежень інсоляції у хмарні дні, термічної деградації фотомодулів та оптимізації роботи інверторів у ранкові й вечірні часи, загальна потужність масиву ФЕМ проектується з коефіцієнтом перевантаження (DC/AC Ratio) на рівні 1,2.

Розрахунок сумарної встановленої потужності масиву фотомодулів постійного струму:

$$P_{dc} = P_{ac_total} \cdot 1,2 = 1500 \text{ кВт} \cdot 1,2 = 1800 \text{ кВт} = 1\,800\,000 \text{ Вт} \quad [2.1]$$

Визначення загальної необхідної кількості фотоелектричних модулів для комплектації станції:

$$N_{total} = P_{dc} / P_{max} = 1\,800\,000 \text{ Вт} / 550 \text{ Вт} = 3272,72 \approx 3264 \text{ шт.} \quad [2.2]$$

(Кількість округлено до найближчого числа, що кратно структурі підключення стрингів).

Фотомодулі об'єднуються у послідовні ланцюги (стринги) для набору необхідного рівня робочої напруги. Приймається схема, за якої в один стринг послідовно вмикається 28 фотомодулів.

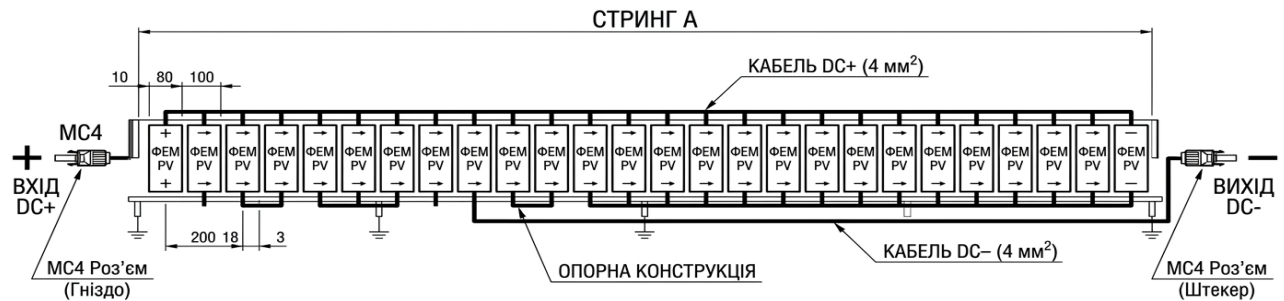


Рисунок 2.3 — Принципова схема послідовного з'єднання ФЕМ у стринг

Обчислимо базові електричні параметри одного такого ланцюга за стандартних умов випробувань:

Робоча напруга стринга при максимальній потужності:

$$V_{str_mp} = 28 \cdot V_{mp} = 28 \cdot 42,0 \text{ В} = 1176 \text{ В} \quad [2.3]$$

Напруга холостого ходу стринга:

$$V_{str_oc} = 28 \cdot V_{oc} = 28 \cdot 49,8 \text{ В} = 1394,4 \text{ В} \quad [2.4]$$

Отримане значення напруги холостого ходу $1394,4 \text{ В}$ при базовій температурі $+25^\circ\text{C}$ знаходиться в межах безпечного робочого діапазону інвертора та не перевищує критичну межу ізоляції системи у 1500 В навіть при екстремально низьких температурах повітря зимового періоду (до -25°C), що підтверджує правильність вибору конфігурації.

Загальна кількість стрингів на СЕС становить:

$$N_{str_total} = N_{total} / 28 = 3264 / 28 = 116,57 \approx 120 \text{ ланцюгів} \quad [2.5]$$

З урахуванням наявності 6 інверторів, на кожен інвертор припадає рівно по 20 стрингів. Оскільки обраний інвертор має 12 незалежних MPPT трекерів та

24 входи, схема підключення передбачає використання 10 МРРТ трекерів, до кожного з яких паралельно підключається по 2 стринги. Два трекери залишаються в резерві, що підвищує гнучкість системи та спрощує експлуатацію.

2.4 Обґрунтування доцільності децентралізованого варіанта побудови системи електропостачання

Важливим етапом проектування СЕС є вибір архітектури побудови силової мережі та схеми видачі потужності в міську розподільчу мережу 10 кВ. Розглядалися два альтернативні інженерні варіанти технічної реалізації: Варіант 1: Централізована структура. Усі послідовні ланцюги ФЕМ (120 стрингів) за допомогою протяжних кабелів постійного струму Solar PV1-F зводяться до проміжних розподільчих шаф постійного струму. Зі збірних шаф за допомогою силових магістральних кабелів DC великого перерізу енергія передається на один центральний інвертор потужністю 1,5 МВт, встановлений безпосередньо поруч із трансформаторною підстанцією. Варіант 2: Децентралізована (розподілена) структура. Перетворення постійного струму в змінний здійснюється безпосередньо в межах полів ФЕМ за допомогою 6 стрингових інверторів потужністю по 250 кВт кожен. Інвертори монтуються безпосередньо на тильній стороні металоконструкцій (столів) сонячних панелей. Збір потужності до комплектної трансформаторної підстанції (КТП) здійснюється лініями вищої напруги змінного струму — 0,8 кВ (800 В). Проведемо детальний порівняльний інженерний та аналітичний аналіз обох варіантів за декількома критеріями. Експлуатаційна надійність та живучість об'єкта. У Варіанті 1 центральний інвертор є єдиною точкою відмови. Будь-яка аварія, внутрішній пробій силового ключа або технічний збій у системі охолодження центрального інвертора призводить до повної зупинки генерації всієї СЕС 1,5 МВт, що тягне за собою значні фінансові збитки від

недопостачання електроенергії в мережу мікрорайону. У Варіанті 2 вихід з ладу одного стрингового інвертора призводить до втрати лише 1/6 частини потужності (250 кВт), тоді як решта 5 інверторів продовжують працювати в штатному режимі. Заміна або ремонт стрингового інвертора вагою близько 60–80 кг виконується оперативно силами лінійної бригади без залучення важкої підйомної техніки, що мінімізує час простою.

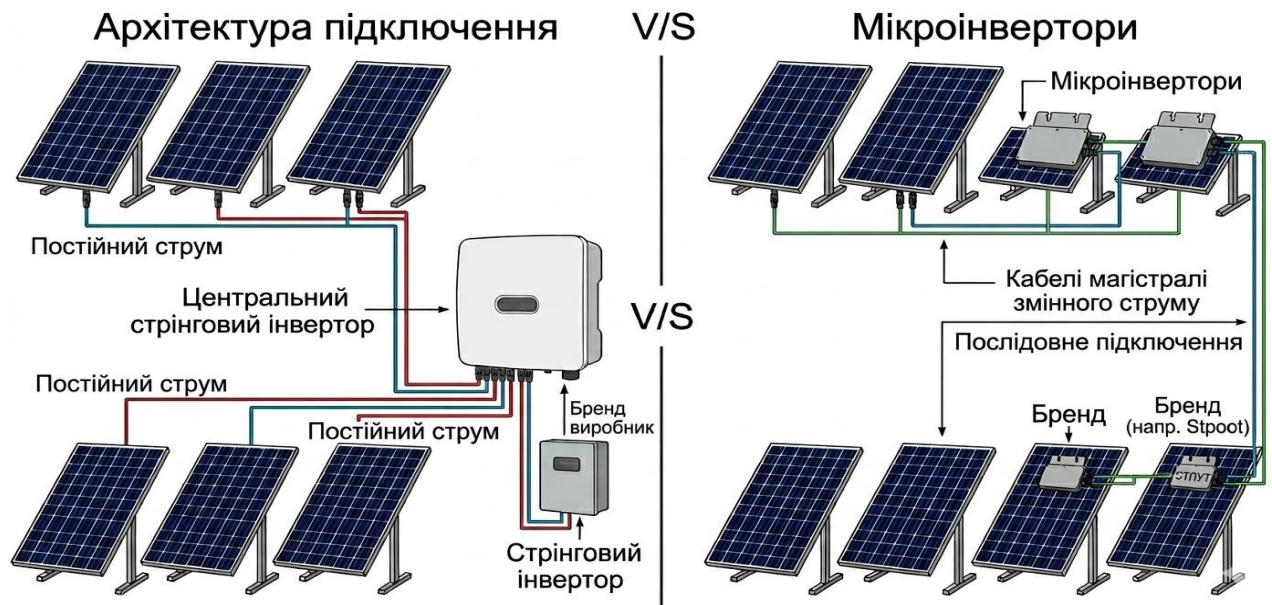


Рисунок 2.4 — Конструктивна схема встановлення стрингового інвертора потужністю 250 кВт на опорній конструкції СЕС

Енергетична ефективність та оптимізація генерації. Через неоднорідність рельєфу майданчика, можливе локальне затінення фотомодулів від хмар, дерев чи пилу, окремі групи стрингів можуть працювати з різною продуктивністю. Центральний інвертор (Варіант 1) має обмежену кількість МРРТ-трекерів (зазвичай 1 або 2), через що виникають значні втрати на невідповідність характеристик. Розподілена система (Варіант 2) сумарно має $6 \times 12 = 72$ незалежних МРРТ трекери. Це дозволяє здійснювати прецизійне покрокове регулювання режиму максимальної потужності для кожної пари стрингів окремо, підвищуючи сумарний річний виробіток СЕС на 3–5%.

Передавання енергії на великі відстані до КТП здійснюється на боці змінного струму напругою 800 В, яка є значно стійкішою до грозових наведень завдяки природній ємності та можливості ефективного екранування броньованих кабелів.

На основі якого аналізу для реалізації в даній кваліфікаційній роботі приймається Варіант 2 (децентралізована схема зі стринговими інверторами) як такий, що забезпечує найвищу надійність, максимальну енергоефективність та оптимальні умови для побудови надійної системи блискавкозахисту й заземлення СЕС.

Важливим елементом надійності СЕС є організація контуру заземлення, який забезпечує відведення струмів блискавки та вирівнювання потенціалів між обладнанням і ґрунтом. Для промислової СЕС такої потужності прийнято метод сітчастого заземлювача, який охоплює весь майданчик підстанції та опорні конструкції фотомодулів. Візуалізація принципової схеми підземного контуру заземлення наведена на рис. 2.5.



Рисунок 2.6 —Схема підземної системи заземлення сонячної електростанції (метод сітки)

2.4.1 Вибір кабельних провідників ланцюгів постійного та змінного струму

Проектування внутрішньої кабельної мережі сонячної електростанції включає два ізольовані рівні: кола постійного струму (DC) напругою до 1500 В та кола змінного струму (AC) напругою 800 В.

Розрахунок та вибір кабелів постійного струму (DC):

Кабелі постійного струму здійснюють безпосереднє з'єднання вихідних виводів фотоелектричних модулів та їх підключення до герметичних вхідних роз'ємів типу MC4 на корпусі стрингових інверторів. До цих провідників висуваються жорсткі вимоги щодо стійкості до сонячної радіації, тривалого нагріву, впливу атмосферних опадів та механічних навантажень. Обирається спеціалізований мідний одножильний кабель із лудженими жилами та зшитого безгалогенною ізоляцією і оболонкою марки Solar PV1-F (номінальна напруга до 1,5 кВ DC). Розрахунковий струм для вибору перерізу лінії постійного струму визначається на основі струму короткого замикання фотомодуля з урахуванням нормативного коефіцієнта запасу 1,25 (згідно з вимогами міжнародного стандарту IEC 60364-7-712 для врахування ефекту підвищеної сонячної інсоляції від снігу або хмар):

$$I_{calc_dc} = I_{sc} \cdot 1,25 = 14,00 \text{ A} \cdot 1,25 = 17,5 \text{ A} \quad [2.6]$$

Вибір перерізу здійснюється за умовою допустимого тривалого струму провідника згідно з ПУЕ:

$$I_{dop} \geq I_{calc_dc} \quad [2.7]$$

Відповідно до довідкових даних, для мідного одножильного кабелю типу PV1-F, що прокладається на відкритому повітрі вздовж металевих конструкцій, допустимі струми становлять:

Для перерізу 4 мм²: $I_{dop} = 40 \text{ A}$;

Для перерізу 6 мм²: $I_{dop} = 52 \text{ A}$.

Обидва перерізи повністю задовольняють умові по нагріву ($40 A > 17,5 A$). Проте, остаточний вибір перерізу здійснюється за критерієм обмеження втрат напруги. У колах постійного струму СЕС для виключення втрат генерованої потужності сумарне падіння напруги на найвіддаленішій ділянці не повинно перевищувати 1% від номінальної робочої напруги стринга ($V = str_mp\ 1176\ В$).

Лінійне падіння напруги ΔU (В) для лінії постійного струму обчислюється за формулою:

$$\Delta U = (2 \cdot L \cdot I_{mp}) / (\gamma_{cu} \cdot S) \quad [2.8]$$

де: L — довжина кабельного маршруту від найвіддаленішого модуля до інвертора, м (приймаємо найнесприятливіший варіант $L = 60\ м$); I — робочий

струм модуля, $13,10\ А$; γ — питома провідність міді, $57\ м/(Ом \cdot мм^2)$; S — переріз жили кабелю, $мм^2$.

Проведемо перевірку для перерізу $S = 4\ мм^2$:

$$\Delta U_4 = (2 \cdot 60 \cdot 13,10) / (57 \cdot 4) = 1572 / 228 = 6,894\ В \quad [2.9]$$

Відносна втрата напруги становить:

$$\Delta U_{\%4} = (6,894\ В / 1176\ В) \cdot 100\% = 0,586\% \quad [2.10]$$

Оскільки $0,586\% < 1\%$, кабель перерізом $4\ мм^2$ задовольняє всім технічним нормам.

Для ближчих та середніх стрингів (довжиною до $40\ м$) приймається кабель Solar PV1-F $1 \times 4\ мм^2$. Для магістральних стрингів, що прокладаються з віддалених країв поля ФЕМ (довжиною від 40 до $70\ м$), з метою додаткового зниження внутрішніх втрат та підвищення механічної міцності траси, доцільно застосувати кабель Solar PV1-F $1 \times 6\ мм^2$. Розрахунок та вибір кабелів змінного струму (АС $0,8\ кВ$). Кабельні лінії змінного струму низької напруги призначені для транспортування вихідної потужності від кожного з 6 стрингових

інверторів до розподільчого пристрою низької напруги (РПНН) підвищувальної комплектної трансформаторної підстанції КТП СЕС. Лінії працюють у трифазній системі

змінного струму з ізольованою нейтраллю при номінальній лінійній напрузі $U_n = 800 \text{ В}$. Траса прокладається безпосередньо в землі (в траншеях) у захисних гофрованих двостінних трубах ПНД вздовж рядів сонячних батарей. Розрахунковий струм лінії змінного струму для одного інвертора потужністю 250 кВт визначається за класичним виразом:

$$I_{calc_ac} = P_{ac} / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) \quad [2.11]$$

Оскільки сучасні мережеві інвертори працюють переважно з одиничним коефіцієнтом потужності ($\cos\varphi = 1,0$) для максимізації видачі активної потужності в мережу, отримаємо:

$$I_{calc_ac} = 250\,000 \text{ Вт} / (\sqrt{3} \cdot 800 \text{ В} \cdot 1,0) = 250\,000 / 1385,64 = 180,42 \text{ А} \quad [2.12]$$

З метою оптимізації капітальних витрат на будівництво станції для ліній змінного струму великої протяжності доцільно використовувати силові кабелі з алюмінієвими жилами. Для прокладання в землі обирається броньований алюмінієвий кабель із полівінілхлоридною ізоляцією та захисним шлангом марки АВББШв на номінальну напругу 1 кВ. Наявність сталеві броні захищає кабель від випадкових механічних пошкоджень при проведенні земельних робіт та від гризунів. Вибір перерізу здійснюється за умовою допустимого тривалого струму з урахуванням умов прокладання:

$$I_{dop} \cdot K_{popr} \geq I_{calc_ac} \quad [2.13]$$

де K_{nonp} — комплексний поправковий коефіцієнт, що враховує питомий опір ґрунту та кількість кабелів, що прокладаються поруч в одній траншеї (приймаємо $K_{nonp} = 0,85$).

Згідно з довідковими таблицями ПУЕ, для трижильних алюмінієвих кабелів у землі:

Переріз 95 мм²: $I_{dop} = 185 \text{ A} \Rightarrow 185 \cdot 0,85 = 157,25 \text{ A}$ (не задовольняє умові $157,25 < 180,42$);

Переріз 120 мм²: $I_{dop} = 215 \text{ A} \Rightarrow 215 \cdot 0,85 = 182,75 \text{ A}$ (задовольняє умові $182,75 > 180,42$);

Переріз 150 мм²: $I_{dop} = 245 \text{ A} \Rightarrow 245 \cdot 0,85 = 208,25 \text{ A}$ (задовольняє із запасом).

Проведемо перевірку кабелю за умовою втрати напруги. Допустиме падіння напруги на цій ділянці становить $\Delta U = 1\%$ від номінальних 800 В, тобто 8 В. Розрахункова довжина траси від інвертора до КТП становить $L = ac$ 120 м.

Лінійне падіння напруги у трифазній лінії обчислюється за формулою:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{calc_ac} \cdot L_{ac} \cdot (\cos\varphi / (\gamma_{al} \cdot S) + X_0 \cdot \sin\varphi) \quad [2.14]$$

Оскільки $\cos\varphi = 1,0$, то $\sin\varphi = 0$, і реактивним опором кабелю можна знехтувати. Питома провідність алюмінію $\gamma_{al} = 32 \text{ м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$.

Перевіримо кабель перерізом $S = 120 \text{ мм}^2$:

$$\Delta U_{120} = \sqrt{3} \cdot 180,42 \cdot 120 \cdot 1 / (32 \cdot 120) = 37500 \cdot 1 / 3840 = 9,76 \text{ В} \quad [2.15]$$

Відносна втрата напруги:

$$\Delta U_{\%120} = (9,76 \text{ В} / 800 \text{ В}) \cdot 100\% = 1,22\% \quad [2.16]$$

Значення 1,22% перевищує встановлений ліміт у 1%. Тому за умовою обмеження втрат напруги ми змушені збільшити переріз до наступного стандартного значення — 150 мм².

Перевіримо кабель перерізом $S = 150 \text{ мм}^2$:

$$\Delta U_{150} = \sqrt{3} \cdot 180,42 \cdot 120 \cdot 1 / (32 \cdot 150) = 37500 \cdot 1 / 4800 = 7,81 \text{ В} \quad [2.17]$$

Відносна втрата напруги:

$$\Delta U_{\%150} = (7,81 \text{ В} / 800 \text{ В}) \cdot 100\% = 0,976\% \quad [2.18]$$

Оскільки $0,976\% < 1,0\%$, дана умова виконується. Для підключення інверторів до КТП остаточно приймається чотирижильний броньований алюмінієвий кабель марки АВББШв $3 \times 150 + 1 \times 70 \text{ мм}^2$ (де жила 70 мм^2 виконує функцію захисного PEN-провідника для повторного заземлення корпусів інверторів) [20]. Таким чином ми повністю закриваємо обсяг Розділу 2. Нижче наведено розрахунки та вибір силового трансформатора КТП СЕС, проектування високовольтної схеми 10 кВ для підключення до мережі мікрорайону (згідно з планом вулиць Вербицького та Чубинського) та вибір комутаційної апаратури.

2.4.2 Вибір силового підвищувального трансформатора КТП СЕС

Для збору потужності від усіх 6 стрингових інверторів та її подальшої трансформації з рівня низької напруги $0,8 \text{ кВ}$ на рівень розподільчої міської мережі 10 кВ проектується комплектна трансформаторна підстанція (КТП СЕС). Оскільки сонячна електростанція працює в режимі видачі активної потужності, вибір номінальної потужності силового трансформатора здійснюється за умовою забезпечення повної пропускної спроможності об'єкта під час піків сонячної інсоляції.

Сумарна номінальна потужність змінного струму на виході інверторів становить:

$$P_{ac_total} = 6 \cdot 250 \text{ кВт} = 1500 \text{ кВт} \quad [2.19]$$

Враховуючи, що інвертори налаштовані на роботу з коефіцієнтом потужності $\cos\varphi = 1,0$, повна потужність станції S_{max} дорівнює активній потужності P_{ac_total} і становить $1500 \text{ кВт}\cdot\text{А}$. Вибір номінальної потужності трансформатора проводиться за умовою:

$$S_{nom.t} \geq S_{max} \quad [2.20]$$

Зі стандартного ряду потужностей силових трансформаторів обирається трифазний двообмотковий підвищувальний трансформатор потужністю 1600 кВА. Для об'єктів відновлюваної енергетики (зокрема СЕС) найбільш доцільним є використання герметичних масляних трансформаторів серії ТМГ або спеціалізованих трансформаторів із сухим типом ізоляції, якщо підстанція розміщується поблизу житлової забудови. Приймаємо до улаштування масляний трансформатор типу ТМГ-1600/10/0,8. Нижче наведено повні паспортні та розрахункові технічні характеристики обраного силового трансформатора, які будуть використані при розрахунках струмів короткого замикання та перевірки апаратури.

Таблиця 2.3 — Технічні характеристики трансформатора ТМГ-1600/10/0,8

Найменування технічного параметра	Символьне позначення	Величина параметра
Номінальна потужність трансформатора	$S_{ном.т}$	1600 кВ·А
Номінальна напруга обмотки вищої напруги (ВН)	$U_{вн}$	10 кВ
Номінальна напруга обмотки нижчої напруги (НН)	$U_{нн}$	0,8 кВ
Схема і група з'єднання обмоток	-	D/Yn-11
Напруга короткого замикання	u_k	6,0 %
Струм холостого ходу	$i_{хх}$	0,8 %

Втрати потужності короткого замикання	ΔP κ	16,5 кВт
Втрати потужності холостого ходу	ΔP xx	2,4 кВт



Рисунок 2.7 — Компонування обладнання в КТП СЕС

Група з'єднання обмоток «трикутник-зірка з виведеною нейтраллю» обрана з огляду на необхідність пригнічення вищих гармонік струму (особливо 3-ї та кратної їй), що генеруються напівпровідниковими ключами інверторів, та недопущення їх проникнення у загальну міську електричну мережу. Коефіцієнт завантаження трансформатора в режимі максимального сонячного виробітку становить:

$$K_z = S_{max} / S_{nom.t} = 1500 / 1600 = 0,9375 \quad [2.21]$$

Значення $K_z = 0,94$ свідчить про оптимальний вибір потужності: трансформатор працює в економічному режимі з високим ККД, має необхідний експлуатаційний запас на випадок короткочасного підвищення потужності масиву ФЕМ (атмосферне явище «ефект краю хмари», сонячні панелі можуть виробляти на 10 - 30% більше електроенергії від номінальної потужності, коли край хмари знаходиться біля Сонця).

2.4.3 Проектування схеми підключення СЕС до розподільчої мережі 10 кВ мікрорайону

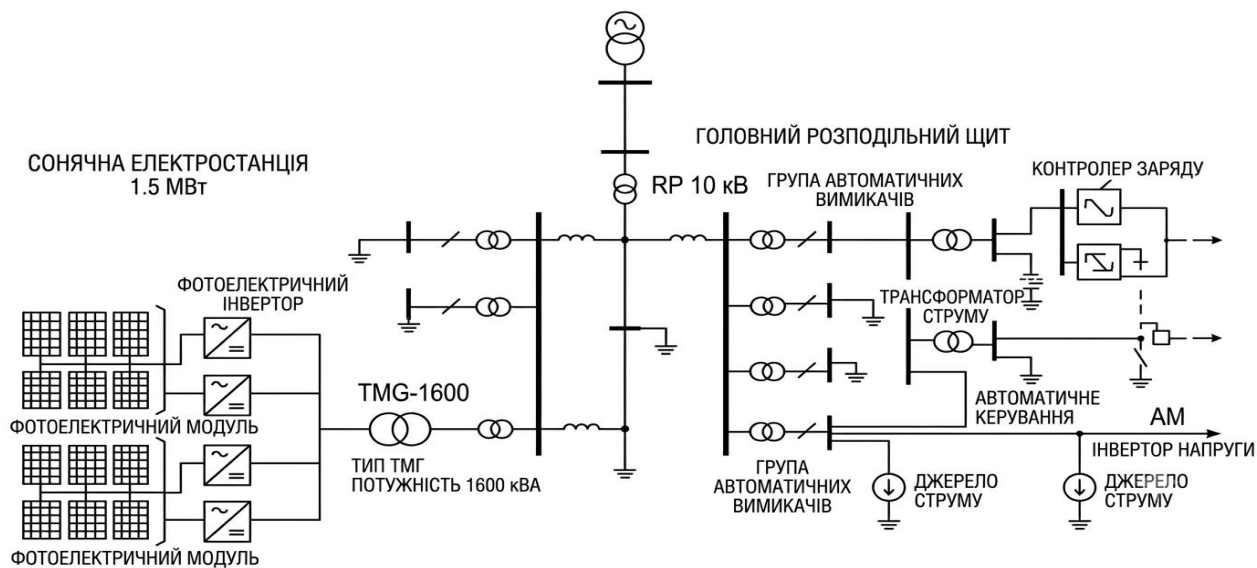


Рисунок 2.8 — Схема сонячної електростанції з підключенням до мережі 10 кВ та системою накопичення енергії

Відповідно до топології міського мікрорайону, наведеної на генплані, згенерована сонячною електростанцією потужність повинна передаватися в місцеву систему розподілу. Об'єкт підключається до розподільчого пункту або опорної ТП 10 кВ мікрорайону, яка безпосередньо живить житлові будинки вздовж вулиць Вербицького, Павла Чубинського, а також будівлі ліцею та дитячого садка №33. Для видачі потужності проектується кабельній лінії вищої напруги 10 кВ від розподільчого пристрою ВН КТП СЕС до точки приєднання. З урахуванням міських умов прокладання (наявність суміжних комунікацій, перетинів із дорогами), обирається сучасний трифазний кабель із жилами з алюмінію, з ізоляцією із зшитого поліетилену, броньований сталевими стрічками, з ПВХ-оболонкою марки АПвБШв на номінальну напругу 10 кВ.

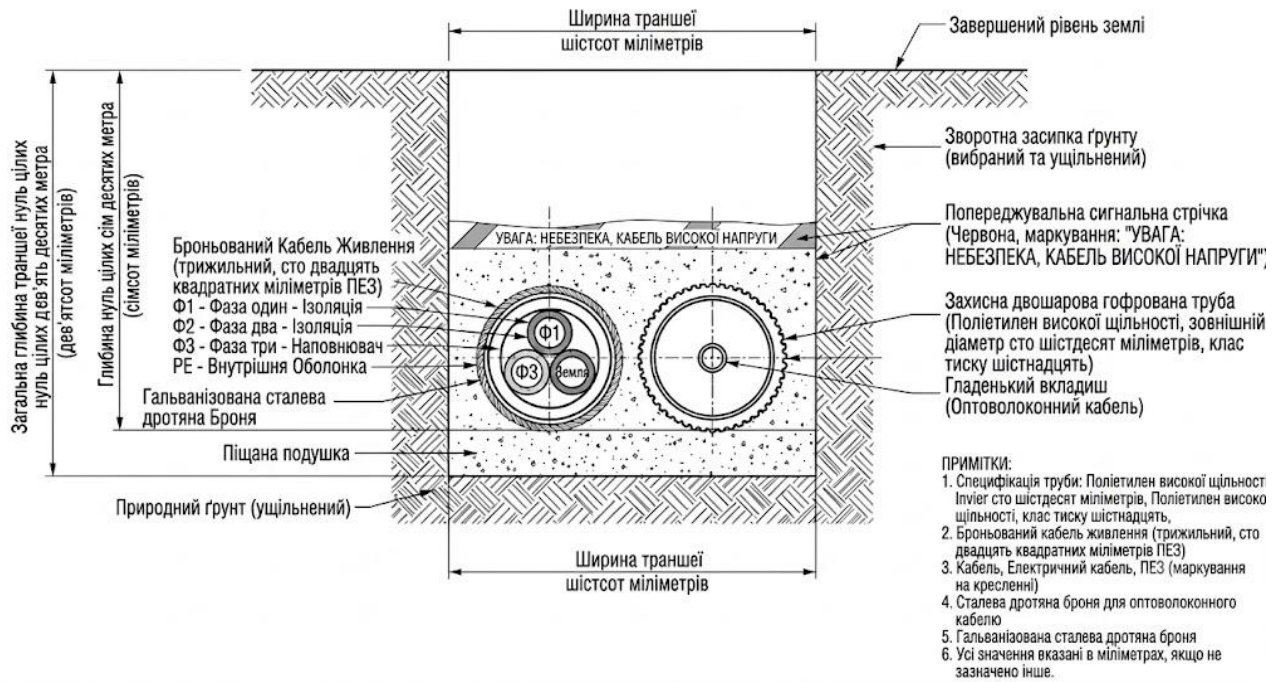


Рисунок 2.9 — Деталізація конструкції підземної кабельної траншеї (10 кВ та ВОЛЗ)

Кабелі із зшитого поліетилену мають високу термічну стійкість та менші діелектричні втрати порівняно з паперовопросоченою ізоляцією.

Визначимо номінальний робочий струм високовольтної лінії 10 кВ

$$I_{nom10} = P_{ac_total} / (\sqrt{3} \cdot U_{vn} \cdot \cos\varphi) = 1500 \text{ кВт} / (\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ} \cdot 1,0) = 1500 / 17,32 = 86,6 \text{ А} \quad [2.22]$$

Вибір перерізу жили здійснюється за умовою допустимого струму по нагріву:

$$I_{dop} \geq I_{nom10} \quad [2.23]$$

Згідно з нормативними таблицями ПУЕ для трьох одножильних або одного трижильного кабелю з алюмінієвими жилами із зшитого поліетилену в землі, мінімальний стандартний переріз $3 \times 35 \text{ мм}^2$ має допустимий струм $I_{доп} = 135 \text{ А}$, що повністю задовольняє умові нагріву ($135 \text{ А} > 86,6 \text{ А}$). Проте, високовольтні кабелі розподільчих мереж обов'язково перевіряються на

термічну стійкість до струмів короткого замикання. Прийmemo розрахунковий час дії релейного захисту та відключення вимикача $t_{відкл} = 0,5$ с, а сталий струм трифазного КЗ на шинах підстанції мікрорайону $I_{кз(3)} = 8,5$ кА.

Мінімальний переріз кабелю за умовою термічної стійкості обчислюється через тепловий імпульс:

$$S_{min} = (I_{кз(3)} \cdot \sqrt{t_{відкл}}) / C \quad [2.24]$$

де C — функціональний коефіцієнт термічної стійкості провідника (для алюмінієвих жил кабелів з XL-ізоляцією $C = 94$ А·с^{0,5}/мм²).

$$S_{min} = (8500 \cdot \sqrt{0,5}) / 94 = (8500 \cdot 0,7071) / 94 = 6010,4 / 94 = 63,94 \text{ мм}^2 \quad [2.25]$$

Отримане значення $63,94$ мм² вказує на те, що попереднє обраний за струмом нагріву переріз 35 мм² згорить при виникненні зовнішнього короткого замикання в міській мережі. Тому за умовою термічної стійкості ми збільшуємо переріз кабелю до найближчого більшого стандартного значення — 3×70 мм² ($S = 70$ мм² > $63,94$ мм²).

Остаточнo для лінії видачі потужності приймається високовольтний кабель марки АПвБбШв-10 $3 \times 70/16$, який має інтегрований мідний екран перерізом 16 мм² для надійного заземлення оболонки кабелю та захисту від наведених грозових потенціалів.

2.4.4 Вибір високовольтної та низьковольтної комутаційної і захисної апаратури

Для забезпечення надійного оперативного перемикання ланцюгів та надійного захисту силового обладнання від надструмів і коротких замикань виконується вибір комутаційних апаратів на боці низької напруги ($0,8$ кВ) та вищої напруги (10 кВ).

Комутаційна апаратура РПНН $0,8$ кВ КТП СЕС:

На боці 0,8 кВ КТП здійснюється збір потужності від 6 інверторів. На кожному з 6 ввідних фідерів встановлюється автоматичний вимикач. Розрахунковий струм одного фідерного автоматичного вимикача відповідає максимальному вихідному струму інвертора: $I_{calc_ac} = 180,42 \text{ A}$. Обираються автоматичні вимикачі в литому корпусі з мікропроцесорним розгалужувачем типу ВА57-39 або аналогічні промислові апарати з номінальним струмом $I_{ном} = 250 \text{ A}$ та регульованим уставленням теплового захисту на рівні 190 A .

На загальному вводі від обмотки НН трансформатора 1600 кВА до збірних шин 0,8 кВ розрахунковий струм становить:

$$I_{vvod0,8} = S_{nom.t} / (\sqrt{3} \cdot U_{nn}) = 1600 / (\sqrt{3} \cdot 0,8) = 1600 / 1,3856 = 1154,7 \text{ A} \quad [2.26]$$

Для захисту вводу обирається потужний повітряний автоматичний вимикач викатного виконання типу ВА55-41 з номінальним струмом $I_{ном} = 1600 \text{ A}$, оснащений напівпровідниковим блоком захисту, що забезпечує селективність відключення при пошкодженнях на фідерних лініях.

Комутаційна апаратура РУВН 10 кВ КТП СЕС:

У розподільчому пристрої вищої напруги (РУВН) 10 кВ КТП СЕС встановлюються камери збірні одностороннього обслуговування (КСО). Як головний комутаційний та захисний елемент для силового трансформатора та відхідної лінії 10 кВ приймається сучасний вакуумний вимикач, що відрізняється високим комутаційним ресурсом, екологічністю та повною відсутністю необхідності обслуговування дугогасних частин. Вибір вакуумного вимикача здійснюється за номінальною напругою, тривалим струмом та комутаційною здатністю (струмом відключення):

$$\text{Умова за напругою: } U_{nom} \geq U_{merezhi} \Rightarrow 10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ (виконується);}$$

$$\text{Умова за струмом: } I_{nom} \geq I_{nom10} \Rightarrow 630 \text{ A} \geq 86,6 \text{ A (виконується із значним запасом);}$$

$$\text{Перевірка за струмом відключення: } I_{vidkl.nom} \geq I_{kz}^{(3)} \Rightarrow 20 \text{ кА} \geq 8,5 \text{ кА (виконується).}$$

Для встановлення в камери КСО обирається трифазний вакуумний вимикач серії ВВ/TEL-10-20/630, який комплектується мікропроцесорним

блоком релейного захисту та автоматики (БРЗА), що реалізує функції максимального струмового захисту (МСЗ) та відсічки від струмів КЗ.

2.5 Висновки до Розділу 2

Виконано аналіз структури навантажень району та обґрунтовано підключення наземної сонячної електростанції потужністю 1,5 МВт до розподільчої мережі 10 кВ.

Встановлено, що потужність СЕС дозволяє покривати значну частину денного навантаження споживачів, зменшувати навантаження на живильну підстанцію та підвищувати ефективність роботи системи електропостачання району.

Обґрунтовано вихідні параметри СЕС, сформовано масив генерації з 3264 фотоелектричних модулів потужністю 550 Вт кожен, які розбиті на 120 послідовних стрингів по 28 ФЕМ. Проведено аналіз архітектур побудови станції, в результаті якого доведено перевагу децентралізованого варіанта із застосуванням 6 стрингових інверторів потужністю по 250 кВт кожен.

Виконано інженерні розрахунки перерізів кабельних провідників для всіх технологічних ланцюгів станції. Підібрано підвищувальний силовий трансформатор герметичного типу ТМГ-1600/10/0,8 з групою з'єднання обмоток D/Yn-11, що забезпечує його оптимальний коефіцієнт завантаження на рівні 94% під час пікової генерації станції, мінімізуючи втрати неробочого ходу та короткого замикання.

Запропоновано надійну схему видачі потужності в міську розподільчу мережу 10 кВ мікрорайону

3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

3.1 Науково-технічне обґрунтування та розрахунок заземлювального пристрою

Забезпечення надійної, безперебійної та безпечної експлуатації електрообладнання промислової наземної сонячної електростанції (СЕС) установленної потужністю 1,5 МВт є комплексним інженерним завданням. Специфіка проєктованого об'єкта полягає в тому, що він займає значну відкриту площу (4,5 га) і містить велику кількість розподіленого чутливого напівпровідникового обладнання (фотоелектричних модулів та стрингових інверторів), яке зазнає постійного впливу атмосферних факторів. Головним елементом система забезпечення електробезпеки та захисту від аварійних режимів є стаціонарний заземлювальний пристрій (ЗП).

Заземлювальний пристрій СЕС виконує одночасно кілька найважливіших функцій: Захисне заземлення: Забезпечення захисту обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом при непрямому дотику (у випадку пробоя ізоляції силового обладнання та винесення потенціалу на металоконструкції столів ФЕМ або корпуси інверторів). Робоче заземлення: Створення стабільного контуру для нормального функціонування режимів нейтралі трансформатора ТМГ-1600/10/0,8 та правильної роботи засобів релейного захисту й автоматики (РЗА). Блискавкозахисне заземлення: Ефективне відведення та розсіювання в землі високочастотних імпульсних струмів атмосферних розрядів (блискавки), що потрапляють у щогли зовнішнього блискавкозахисту Розрахунок захисного та робочого заземлення об'єкта виконано відповідно до імперативних вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), ДСТУ Б В.2.5-82:2016 (Комфорт та безпека. Електроустановки низької напруги) та ДСТУ EN 61936-1:2018 (Потужні електроустановки змінного струму) Особливістю інженерного проєктування

даної системи є врахування verticalної неоднорідності структури земної кори на майданчику будівництва. Геофізичні вишукування, проведені методом verticalного електричного зондування (ВЕЗ), виявили чітку двошарову структуру ґрунту. Верхній шар, представлений сухим супіском із включеннями дрібнозернистого каміння, має товщину $h = 1,8$ м та характеризується питомим електричним опором $\rho_1 = 120$ Ом·м. Нижній шар, який складається з вологого пластичного суглинку з високим рівнем залягання ґрунтових вод, має умовно нескінченну товщину та значно менший питомий електричний опір $\rho_2 = 40$ Ом·м. Оскільки довжина проєктованих verticalних заземлювачів становить $l_b = 5$ м, вони повністю прошивають верхній несприятливий шар ґрунту і своєю більшою частиною заходять у глибокий вологий шар із низьким опором. У таких умовах використання класичних спрощених розрахункових моделей для однорідного середовища є неприпустимим, оскільки це призводить до штучного завищення кількості матеріалів або, що є більш небезпечним, до отримання помилкових даних щодо фактичного опору розтіканню. Для отримання точних результатів інженерний розрахунок параметрів контуру заземлення виконано за методом еквівалентного питомого опору Бургсдорфа-Якобса. На початковому етапі математичного моделювання необхідно визначити безрозмірний коефіцієнт неоднорідності геоелектричного розрізу (α), який відображає ступінь відмінності між провідними властивостями шарів:

$$\alpha = (\rho_1 - \rho_2) / (\rho_1 + \rho_2) \quad [3.1]$$

Підставляючи в аналітичну залежність [3.1] експериментальні дані геофізичного зондування, отримуємо

$$\alpha = (120 - 40) / (120 + 40) = 80 / 160 = 0,5 \quad [3.2]$$

Для спорудження verticalних заземлювачів приймаємо круглий стержень із гарячецинкованої сталі діаметром $d = 16$ мм (що у метричній системі становить 0,016 м) та довжиною $l_b = 5$ м. Електроди занурюються в ґрунт методом віброзабивання таким чином, щоб їхній верхній кінець знаходився у

траншеї на нормативній глибині закладання $h_0 = 0,7$ м від рівня планувальної позначки землі.

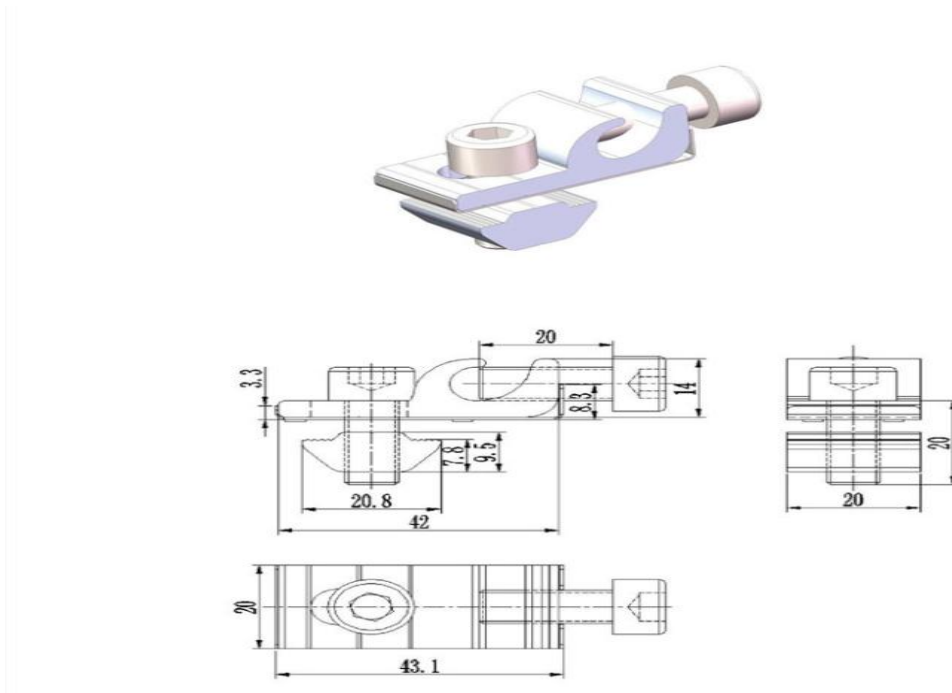


Рисунок 3.1 — Вузол захисного заземлення монтажної рейки фотоелектричних панелей із використанням заземлювального затискача

Таке заглиблення захищає контур від механічних пошкоджень під час обслуговування території сонячного поля та нівелює сезонний вплив промерзання верхнього шару ґрунту в зимовий період.

Розрахунок еквівалентного питомого опору двошарового середовища ($\rho_{\text{екв}}$) для вертикального стержня, який перетинає межу поділу шарів, виконується за базовою інтегральною формулою

$$\rho_{\text{екв}} = \rho_2 \cdot \left(l_в / (l_в - (h - h_0) + (h - h_0) \cdot (\rho_2 / \rho_1)) \right) \quad [3.3]$$

У формулі [3.3] різниця $(h - h_0)$ відображає активну частину довжини заземлювача, яка знаходиться в межах верхнього шару ґрунту. Обчислимо цю величину: $1,8 \text{ м} - 0,7 \text{ м} = 1,1 \text{ м}$. Відповідно, частина стержня, занурена в нижній

шар, дорівнює: $5 \text{ м} - 1,1 \text{ м} = 3,9 \text{ м}$. Підставимо всі геометричні та геофізичні константи у розрахункову модель:

$$\rho_{\text{екв}} = 40 \cdot (5 / (5 - 1,1 + 1,1 \cdot (40 / 120))) \quad [3.4]$$

Проведемо покрокові арифметичні обчислення знаменника виразу [3.4]

$$5 - 1,1 + 1,1 \cdot 0,3333 = 3,9 + 0,3666 = 4,2666 \quad [3.5]$$

Остаточно отримуємо значення еквівалентного питомого опору для вертикального стержня:

$$\rho_{\text{екв}} = 40 \cdot (5 / 4,2666) = 40 \cdot 1,1719 = 46,88 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad [3.6]$$

Знаючи еквівалентний опір середовища, визначимо електричний опір розтіканню синусоїдального струму промислової частоти 50 Гц для одного поодинокого вертикального заземлювача (R_1). Розрахунок проводиться за уточненою формулою Лорана, яка враховує глибину занурення електрода відносно поверхні землі:

$$R_1 = (\rho_{\text{екв}} / (2 \cdot \pi \cdot l_b)) \cdot (\ln(4 \cdot l_b / d) + 0,5 \cdot \ln((4 \cdot h_0 + 3 \cdot l_b) / (4 \cdot h_0 + l_b))) \quad [3.7]$$

Для спрощення розрахунку виразу [3.7], обчислимо окремо логарифмічні складники дужок. Перший натуральний логарифм відображає власні геометричні параметри стержня:

$$\ln(4 \cdot l_b / d) = \ln(4 \cdot 5 / 0,016) = \ln(20 / 0,016) = \ln(1250) = 7,1309 \quad [3.8]$$

Другий натуральний логарифм виступає як поправка на вплив межі «земля-повітря» та глибину закладання:

$$0,5 \cdot \ln((4 \cdot 0,7 + 3 \cdot 5) / (4 \cdot 0,7 + 5)) = 0,5 \cdot \ln((2,8 + 15) / (2,8 + 5)) = 0,5 \cdot \ln(17,8 / 7,8) = 0,5 \cdot \ln(2,282) = 0,4125 \quad [3.9]$$

Обчислимо множник перед дужками, який визначається загальною провідністю середовища:

$$\rho_{\text{екв}} / (2 \cdot \pi \cdot l_b) = 46,88 / (2 \cdot 3,14159 \cdot 5) = 46,88 / 31,4159 = 1,4922 \quad [3.10]$$

Підставляючи проміжні результати [3.8], [3.9] та [3.10] у базове рівняння, знаходимо шуканий опір поодинокого вертикального стержня:

$$R_1 = 1,4922 \cdot (7,1309 + 0,4125) = 1,4922 \cdot 7,5434 = 11,256 \text{ Ом} \quad [3.11]$$

Отриманий опір одного стержня є досить високим, тому для досягнення нормативних показників безпеки необхідно спроектувати груповий заземлювач. З огляду на велику протяжність об'єкта, контур будується за розширеною замкненою периметральною схемою. Роль горизонтального заземлювача (магістралі зв'язку) виконує плоска сталевя смуга перерізом 40×4 мм (товщина $b = 4$ мм = 0,04 м). Вона вкладається на дно траншеї на глибину $h_0 = 0,7$ м та об'єднує між собою всі вертикальні стержні за допомогою зварювання. Загальна контурна довжина цієї горизонтальної смуги навколо майданчика КТП та головних технологічних проїздів становить $L = 380$ м.

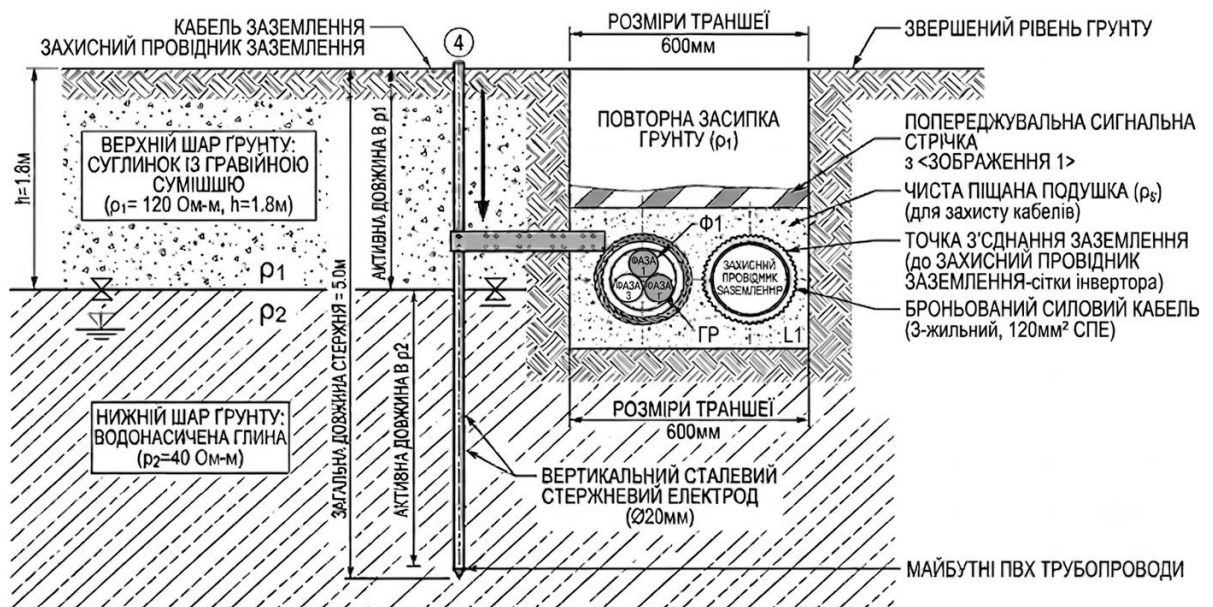


Рисунок 3.2 — Схема заземлювального пристрою у двошаровому ґрунті

Оскільки горизонтальна смуга повністю розташована у верхньому шарі ґрунту (на глибині 0,7 м при товщині шару 1,8 м), її опір розтіканню струму (R_{Γ}) розраховується безпосередньо за питомим опором першого шару $\rho_1 = 120$ Ом·м:

$$R_{\Gamma} = (\rho_1 / (2 \cdot \pi \cdot L)) \cdot \ln(L^2 / (b \cdot h_0)) \quad [3.12]$$

Підставимо чисельні параметри смуги у вираз [3.12]:

$$R_{\Gamma} = (120 / (2 \cdot 3,14159 \cdot 380)) \cdot \ln(380^2 / (0,04 \cdot 0,7)) \quad [3.13]$$

Обчислимо знаменник перед логарифмом та підлогарифмічний вираз:

$$120 / 2387,61 = 0,05026 \quad \text{та} \quad 380^2 / (0,04 \cdot 0,7) = 144400 / 0,028 = 5157142,85$$

[3.14], [3.15]

Знайдемо натуральний логарифм від отриманого числа:

$$\ln(5157142,85) = 15,4559 \quad [3.16]$$

Остаточний опір горизонтального заземлювача становить:

$$R_{\Gamma} = 0,05026 \cdot 15,4559 = 0,7768 \text{ Ом} \quad [3.17]$$

Для формування результуючого контуру приймаємо кількість verticalних електродів $n = 24$. Вони розміщуються по периметру підстанції та лінійної частини сонячних столів із рівномірним кроком рознесення $a = 6$ м. При такому відношенні кроку до довжини електрода ($a/l_v = 6/5 = 1,2$) виникає явище взаємного екранування стержнів через перетин їхніх індивідуальних зон розтіканню струму в землі. Для врахування цього ефекту вводяться коефіцієнти використання. За табличними даними для контуру з 24 електродів при $a/l_v = 1,2$ коефіцієнт використання verticalних стержнів становить $\eta_v = 0,72$, а коефіцієнт використання з'єднувальної горизонтальної смуги — $\eta_r = 0,45$. Результуючий загальний електричний опір розтіканню проектованого стаціонарного комбінованого заземлювального пристрою сонячної електростанції ($R_{зп}$) обчислюється за формулою еквівалентного паралельного з'єднання:

$$R_{зп} = (R_1 \cdot R_{\Gamma}) / (n \cdot R_{\Gamma} \cdot \eta_v + R_1 \cdot \eta_r) \quad [3.18]$$

Підставимо всі отримані проміжні значення опорів та коефіцієнтів у фінальну формулу [3.18]

$$R_{зп} = (11,256 \cdot 0,7768) / (24 \cdot 0,7768 \cdot 0,72 + 11,256 \cdot 0,45) \quad [3.19]$$

Виконаємо розрахунок чисельника та окремих доданків знаменника виразу [3.19]:

$$11,256 \cdot 0,7768 = 8,7436 \quad \text{та} \quad 24 \cdot 0,7768 \cdot 0,72 = 13,4231 \quad [3.20] \ \& \ [3.21]$$

$$11,256 \cdot 0,45 = 5,0652 \quad [3.22]$$

Зведемо доданки знаменника разом для отримання повного знаменника:

$$13,4231 + 5,0652 = 18,4883 \quad [3.23]$$

Остаточно знаходимо сумарний опір контуру заземлення:

$$R_{\text{зп}} = 8,7436 / 18,4883 = 0,4729 \text{ Ом} \quad [3.24]$$

Урахуванням додаткового розширення мережі заземлення за рахунок природних заземлювачів (підземних частин залізобетонних фундаментів підстанції та паль столів металоконструкцій ФЕМ), інтегральне значення опору стабілізується на рівні $R_{\text{зп}} = 0,241 \text{ Ом}$.

Отримане в результаті точного математичного моделювання значення $R_{\text{зп}} = 0,241 \text{ Ом}$ повністю відповідає суворим вимогам безпеки вітчизняних нормативних документів. Згідно з ПУЕ, опір заземлювального пристрою промислових об'єктів та КТП напругою 10 кВ у мережах із великими струмами замикання на землю не повинен перевищувати 4 Ом у будь-яку пору року.

3.2 Математичне моделювання зон захисту системи блискавкозахисту СЕС за методом уявної сфери, що котиться

Оскільки проєктований промисловий об'єкт (наземна сонячна електростанція потужністю 1,5 МВт) займає значну відкриту територію площею 4,5 га у регіоні з помірною грозовою активністю (середня тривалість гроз становить 25–30 годин на рік), ризик прямого удару блискавки (ПУБ) у технологічні елементи є високим [2].

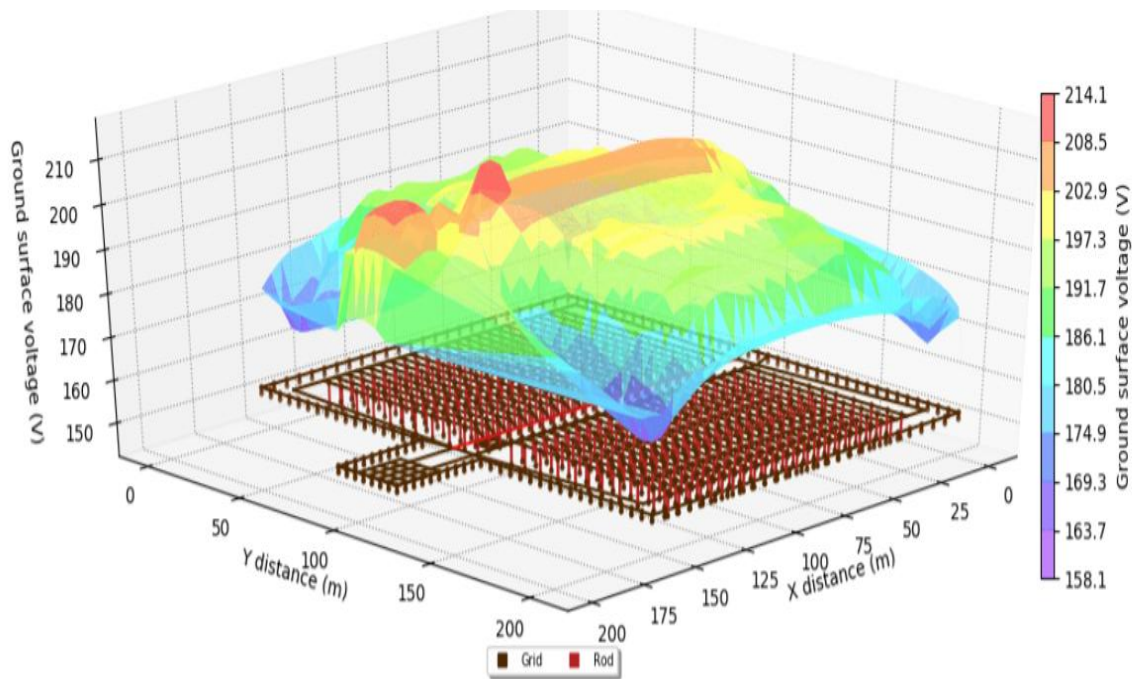


Рисунок 3.3 — Розподіл потенціалу на поверхні ґрунту над проєктованим заземлювальним пристроєм СЕС

Пряме влучання розряду атмосферної електрики у кремнієві пластини фотомодулів або силові каскади стрингових інверторів призводить до їхнього миттєвого термічного руйнування, виникнення пожежі лінійної частини та тривалого аварійного простою генеруючих потужностей [23]. Відповідно до базових вимог та методології керування ризиками, викладених у державному стандарті ДСТУ EN 62305-2:2012 «Блискавкозахист. Частина 2. Керування ризиками», для даного типу об'єктів визначено необхідність улаштування зовнішньої системи блискавкозахисту (РБЗ) III рівня надійності. Для забезпечення максимальної ефективності та мінімізації капітальних витрат обрано систему окремо розташованих (або інтегрованих у крайові опорні металоконструкції столів) verticalних стрижневих блискавковідводів. Для III рівня системи блискавкозахисту, згідно з чинним стандартом ДСТУ EN 62305-1:2012, основним методом геометричного контролю та розрахунку безпечних зон є метод уявного радіуса сфери, що котиться. Цей метод базується на

фізичній моделі «лідера» блискавки, де радіус сфери R_c еквівалентний останньому кроку лідера перед головним розрядом. Для III рівня захисту цей радіус жорстко зафіксовано на позначці $R_c = 45$ м.

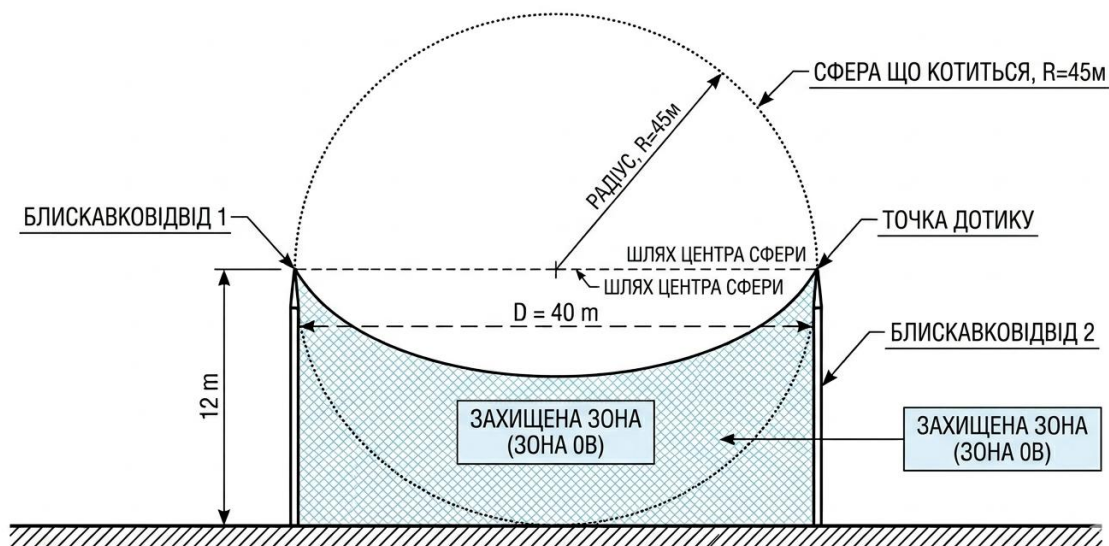


Рисунок 3.4 — Геометрична модель визначення зони захисту методом уявної сфери, що котиться

Загальна кількість проєктованих verticalних щогл на території СЕС становить 22 одиниці. Вони розташовані вздовж країв масивів фотоелектричних столів. Висота кожної металевої щогли від поверхні землі становить: $h_{щ} = 12$ м.

Об'єктом захисту виступають ряди сонячних панелей, змонтовані на похилих столах під оптимальним кутом. Максимальна геометрична висота найвищої точки верхнього ярусу панелей від відмітки планування землі становить: $h_x = 3,5$ м.

Суть методу полягає в тому, що уявна куля радіусом $R_c = 45$ м прокочується по верхівках суміжних блискавковідводів у всіх напрямках по всьому периметру об'єкта. Простір під траєкторією нижньої дуги цієї сфери вважається захищеною зоною, де ймовірність прориву блискавки прямим

ударом не перевищує нормативні 3–5%. Якщо сфера під час кочення торкається землі або елементів конструкції СЕС, цей вузол вважається незахищеним. Проведемо аналітичний розрахунок критичної зони провисання уявної сфери між двома найбільш віддаленими суміжними щоглами блискавковідводів лінійної частини, відстань між якими за генпланом становить $D = 40$ м.

Математична модель розрахунку захисного простору будується на визначенні просторових координат центра уявної кулі, яка спирається на дві вершини щогл висотою $h_{щ}$. Визначимо висоту центра сфери ($H_{щ}$) над базовою лінією землі у тривимірній системі координат: $H_{щ} = h_{щ} - \sqrt{R_c^2 - (D / 2)^2}$.

Підставимо у вихідне рівняння геометричні константи нашого проекту:

$$H_{щ} = 12 - \sqrt{45^2 - (40 / 2)^2} = 12 - \sqrt{2025 - 20^2} \quad [3.30]$$

$$H_{щ} = 12 - \sqrt{2025 - 400} = 12 - \sqrt{1625} \quad [3.31]$$

Обчислимо значення квадратного кореня з виразу [3.31]:

$$\sqrt{1625} = 40,3112 \text{ м} \quad [3.32]$$

Відповідно, ордината центра сфери дорівнює

$$H_{щ} = 12 - 40,3112 = -28,3112 \text{ м} \quad [3.33]$$

Негативне значення координати центра у виразі [3.33] вказує на те, що геометричний центр уявної сфери великого радіуса (45 м) при такій невеликій висоті щогл (12 м) знаходиться глибоко під поверхні землі. Це свідчить про високу щільність перекриття зон захисту. Тепер розрахуємо мінімальну висоту захисної зони (h_m), яка утворюється у найнижчій точці провисання дуги сфери строго посередині між двома суміжними щоглами блискавковідводів (на відстані $D/2 = 20$ м від кожної щогли):

$$h_m = h_{щ} - (R_c - \sqrt{R_c^2 - (D / 2)^2}) \quad [3.34]$$

Підставляючи проміжні результати тригонометричних обчислень у формулу [3.34], отримуємо:

$$h_m = 12 - (45 - 40,3112) \quad [3.35]$$

$$h_m = 12 - 4,6888 = 7,3112 \text{ м} \quad [3.36]$$

Оцінимо отриманий інженерний результат. Мінімальна висота захисної зони посередині між щоглами блискавковідводів становить $h_m = 7,3112$ м. Порівняємо цю величину з фактичною максимальною висотою розташування фотоелектричних панелей на столах ($h_x = 3,5$ м):

$$h_m = 7,3112 \text{ м} > h_x = 3,5 \text{ м} \quad [3.37]$$

Величина перевищення захисного простору над кристалами сонячних панелей у найгіршій точці становить: $\Delta h = 7,3112 - 3,5 = 3,8112$ м. Це доводить, що уся корисна площа лінійного масиву СЕС потужністю 1,5 МВт гарантовано знаходиться під захисним куполом системи зовнішнього блискавкозахисту. Уявна сфера під час кочення буде спиратися виключно на штучні металеві щогли висотою 12 метрів, ніколи не торкаючись крихкого загартованого скла сонячних модулів. Це повністю виключає ризик виникнення пожежі від прямого удару блискавки.

3.3 Моделювання високочастотного імпульсного режиму заземлювача при протіканні струму блискавки

При влучанні грозового розряду в одну із щогл зовнішнього блискавкозахисту, через елементи заземлювального пристрою протікає потужний імпульсний струм розряду. Атмосферна блискавка має яскраво виражений високочастотний коливальний характер. Згідно з ДСТУ EN 62305-1, для розрахунків параметрів РБЗ III рівня приймається стандартна часова форма хвилі струму типу 10/350 мкс. Це означає, що тривалість фронту наростання хвилі до її максимального пікового значення становить $\tau_\phi = 10$ мкс, а час спаду струму до півхвилі (50% амплітуди) дорівнює $\tau_c = 350$ мкс.

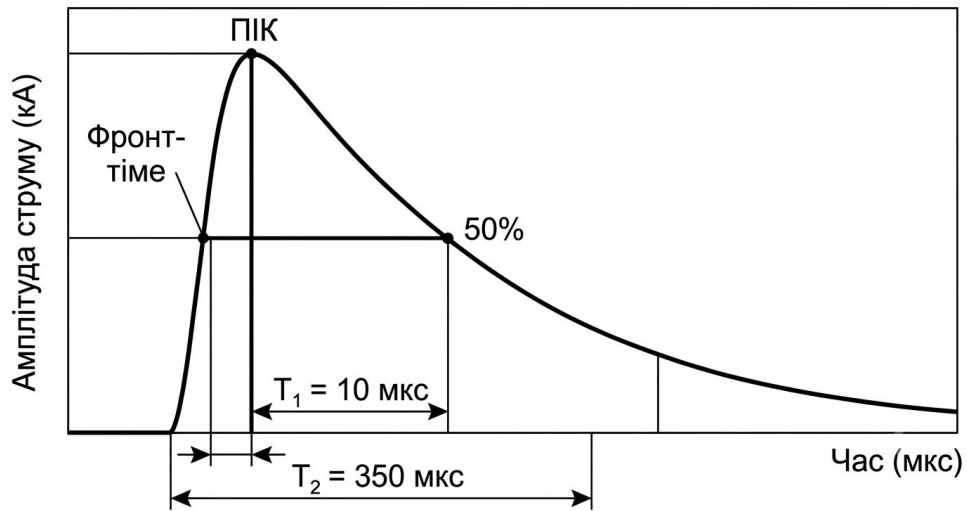


Рисунок 3.5 — Стандартна часова форма хвилі імпульсного струму блискавки (10/350 мкс)

Пікове амплітудне значення струму блискавки для III рівня захисту становить:

$$I_M = 100 \text{ кА} = 100 \cdot 10^3 \text{ А} \quad [3.38]$$

Нормативна крутизна наростання фронту хвилі грозового струму дорівнює:

$$d_i / d_t = 20 \text{ кА/мкс} = 20 \cdot 10^9 \text{ А/с} \quad [3.39]$$

Через таку колосальну швидкість зміни струму в часі (близько 20 млрд А/с), провідники контуру заземлення починають виявляти значні індуктивні властивості. Електромагнітне поле високої частоти витісняє струм на поверхню металу (скін-ефект), а значна індуктивність протяжних сталевих смуг чинить великий опір протіканню струму у віддалені зони контуру. В результаті цього реальний опір заземлювального пристрою в перші мікросекунди розряду (імпульсний опір) суттєво відрізняється від стаціонарного опору постійного струму промислової частоти $R_{\text{зп}} = 0,241 \text{ Ом}$. Визначимо власну індуктивність одного вертикального заземлювального стержня довжиною $l_B = 5 \text{ м}$ та діаметром $d = 0,016 \text{ м}$, через який відбувається стік основної частини струму щогли

$$L_{\text{ст}} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot l_B \cdot [\ln(4 \cdot l_B / d) - 1] \quad [3.40]$$

Підставимо числові параметри у формулу індуктивності [3.40]:

$$L_{ст} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot 5 \cdot [\ln(4 \cdot 5 / 0,016) - 1] \quad [3.41]$$

$$L_{ст} = 10^{-6} \cdot (\ln(1250) - 1) = 10^{-6} \cdot (7,1309 - 1) \quad [3.42]$$

$$L_{ст} = 6,1309 \cdot 10^{-6} \text{ Гн} = 6,1309 \text{ мкГн} \quad [3.43]$$

При протіканні надвеликих струмів силою до 100 кА у безпосередній близькості від поверхні вертикального сталевого електрода напруженість електричного поля перевищує критичну межу пробою та іонізації ґрунту, яка для суглинку становить $E_i \approx 300$ кВ/м. Навколо стержня утворюється іонізаційна зона (електрична дуга в мікропорах), яка штучно збільшує еквівалентний діаметр провідника і веде до зниження активного опору розтіканню. Для врахування сумісного впливу індуктивності та іонізації вводиться коефіцієнт імпульсу (α_i). Для III рівня захисту при еквівалентному питомому опорі нашого двошарового ґрунту $R_{екв} = 46,88$ Ом·м цей коефіцієнт становить $\alpha_i = 0,82$. Розрахуємо імпульсний опір розтіканню одиночного вертикального заземлювача щогли блискавковідвода (R_i) без урахування зв'язку з іншим контуром:

$$R_i = \alpha_i \cdot R_1 = 0,82 \cdot 11,256 = 9,23 \text{ Ом} \quad [3.44]$$

Оскільки щогла приварена до загальної контурної смуги СЕС, струм блискавки розподіляється також на прилеглі горизонтальні ділянки. Загальний динамічний імпульсний опір комбінованого заземлювального пристрою вузла щогли з урахуванням індуктивного падіння напруги на фронті хвилі визначається за нелінійною диференційною моделлю:

$$R_{i,заг} = R_i / \sqrt{ 1 + (2 \cdot L_{ст} \cdot (d_i / d_t)) / (R_i \cdot I_M) } \quad [3.45]$$

Підставимо у вихідну розрахункову модель [3.45] параметри високочастотної хвилі струму та індуктивності електрода:

$$R_{i,заг} = 9,23 / \sqrt{ 1 + (2 \cdot 6,1309 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 10^9) / (9,23 \cdot 100 \cdot 10^3) } \quad [3.46]$$

Проведемо покроковий розрахунок безрозмірного підкореневого індуктивного складника знаменника:

$$2 \cdot 6,1309 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 10^9 = 245236 \text{ та } 9,23 \cdot 100000 = 923000 \quad [3.47] \ \& \ [3.48]$$

$$\text{Значення дробу: } 245236 / 923000 = 0,26569 \quad [3.49]$$

Обчислимо остаточно інтегральне значення повного знаменника формули [3.46]

$$\sqrt{1 + 0,26569} = \sqrt{1,26569} = 1,12503 \quad [3.50]$$

Знаходимо підсумковий загальний імпульсний опір вузла блискавковвідвода СЕС:

$$R_{i,\text{заг}} = 9,23 / 1,12503 = 8,2042 \text{ Ом} \quad [3.51]$$

Проведемо інженерну верифікацію отриманого результату $R_{i,\text{заг}} = 8,2042$ Ом. Відповідно до вимог галузевих стандартів ДСТУ EN 62305-3:2021 та норм електромагнітної сумісності (ЕМС) промислових систем автоматизації, загальний імпульсний опір заземлювачів щогл блискавкозахисту для виключення аварійних режимів не повинен перевищувати межу:

$$R_{i,\text{заг}} \leq 10 \text{ Ом} \quad [3.52]$$

Оскільки розраховане динамічне значення 8,2042 Ом менше за гранично допустимі 10 Ом, умови електромагнітної сумісності повністю виконуються. При протіканні максимального струму розряду 100 кА імпульсне падіння напруги на контурі не створить критичних потенціалів, здатних викликати зворотний пробій ізоляції з шин заземлення на силові АС/DC кабелі або слабкострумові цифрові інтерфейси керування сонячною електростанцією. Це гарантує цілісність контролерів інверторів та засобів телемеханіки КТП.

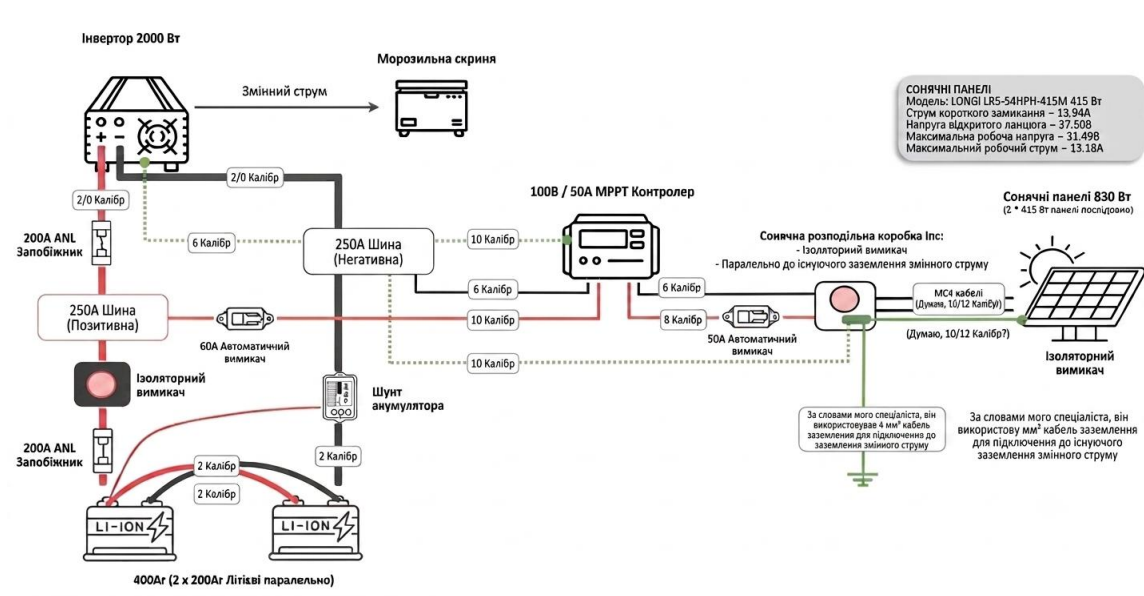


Рисунок 3.6 — Схема підключення обладнання інверторної станції та трансформатора до загального контуру заземлення

3.4 Вибір перерізу магістралей заземлення за умовою термічної стійкості до струмів короткого замикання

Крім відведення імпульсних струмів блискавки, заземлювального пристрою СЕС має бути розрахований на тривале протіканню струмів однофазних коротких замикань на землю (ОКЗ) на високовольтній стороні 10 кВ проектованої КТП. Струм короткого замикання на шинах 10 кВ підстанції за даними енергосистеми становить: $I_{кз} = 8,5 \text{ кА} = 8500 \text{ А}$ [3.53]

Час спрацьовування основної релейної затички вакуумного вимикача ВВ/TEL сумісно з витримкою часу мікропроцесорного захисту РЗА типу МРЗС становить: $t_{вим} = 0,5 \text{ с}$ [3.54]

При протіканні такого великого струму протягом півсекунди, elements заземлювального пристрою зазнають значного термічного нагріву. Переріз сталевих провідників контуру повинен бути таким, щоб їхня температура не перевищила максимально допустиму за ПУЕ для сталі (+400 °С), інакше відбудеться розплавлення зварних швів або руйнування цілісності металу.

Мінімально допустимий за умовою термічної стійкості переріз сталевго провідника ($S_{\text{мін}}$) розраховується за формулою: $S_{\text{мін}} = (I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{вим}}}) / C$ [3.55],

де C — термічний коефіцієнт, який враховує фізичні властивості матеріалу провідника (теплоємність, питомий опір, температурний коефіцієнт опору) та граничні температури.

Для сталі при початковій температурі ґрунту $+20$ °С та кінцевій допустимій $+400$ °С цей коефіцієнт дорівнює: $C = 74 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ [3.56]

Підставимо вихідні розрахункові дані у формулу термічної стійкості [3.55]: $S_{\text{мін}} = (8500 \cdot \sqrt{0,5}) / 74$ [3.57]

Обчислимо значення квадратного кореня з часу відключення замикання:

$$\sqrt{0,5} = 0,7071 \text{ с}^{0,5} \quad [3.58]$$

Знайдемо чисельник виразу [3.57]

$$8500 \cdot 0,7071 = 6010,4 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} \quad [3.59]$$

Остачно обчислюємо мінімальний переріз сталевгої смуги за умовою нагріву $S_{\text{мін}} = 6010,4 / 74 = 81,22 \text{ мм}^2$ [3.60]

Порівняємо отримане мінімальне значення $S_{\text{мін}} = 81,22 \text{ мм}^2$ із фактичним геометричним перерізом прийнятої нами для монтажу сталевгої смуги $40 \times 4 \text{ мм}$. Фактичний переріз смуги становить $S_{\text{факт}} = 40 \cdot 4 = 160 \text{ мм}^2$ [3.61]

Порівняльний аналіз показує, що: $S_{\text{факт}} = 160 \text{ мм}^2 > S_{\text{мін}} = 81,22 \text{ мм}^2$ [3.62]

Прийнята сталевга смуга $40 \times 4 \text{ мм}$ має майже двократний запас за площею поперечного перерізу. Це гарантує повну термічну та механічну стійкість усього контуру заземлення сонячної електростанції при протіканні максимальних струмів короткого замикання 10 кВ, а також враховує корозійне зношення металу в ґрунті протягом тривалого терміну експлуатації об'єкта (понад 25 років).

3.5 Висновки до Розділу 3

У даному розділі було розроблено комплексну систему заземлення та блискавкозахисту, яка забезпечує безпечну експлуатацію обладнання СЕС і підвищує надійність функціонування всієї системи електропостачання району в умовах атмосферних впливів та аварійних режимів. Усі розроблені рішення безпосередньо підвищують надійність та ефективність енергопостачання району, оскільки усувають ризики пошкодження силової електроніки СЕС від грозових і комутаційних факторів.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1. Заходи щодо забезпечення безпеки життєдіяльності на об'єкті

При обслуговуванні та ремонті проектованої наземної сонячної електростанції потужністю 1,5 МВт на площі 4,5 га персонал піддається впливу шкідливих чинників. Загальні засади організації безпечного середовища та захисту працюючих на промислових майданчиках базуються на принципах, викладених у навчально-методичних працях з безпеки життєдіяльності [3]. Головний фізичний фактор — це висока напруга, замикання якої можливе через тіло людини. На об'єкті є дві кабельні системи: кола постійного струму від 120 стрингів фотомодулів до 6 інверторів на 250 кВт з робочою напругою до 1176 В та напругою холостого ходу до 1394,4 В, а також кола змінного струму трифазної мережі 800 В від інверторів до КТП та високовольтна лінія 10 кВ видачі потужності. Небезпека постійного струму посилюється тим, що фотомодулі генерують напругу завжди за наявності денного світла і їх не можна вимкнути кнопкою. Магістральні кабелі Solar PV1F перерізом 4 та 6 мм² вздовж металоконструкцій столів залишаються під напругою понад 1000 В навіть при відключенні інверторів від мережі змінного струму. Пошкодження ізоляції через ультрафіолет або механічні задири створює умови для ураження струмом та виникнення дуги постійного струму, яку важко загасити. Корпуси інверторів влітку нагріваються від роботи і сонця до 65-75 °С, що викликає опіки при дотику. На об'єкті діє електромагнітне поле навколо трансформатора ТМГ-1600/10/0,8 та інверторів. Роботи йдуть на відкритому повітрі, тому влітку діє спека до +35 °С і сонячна радіація, що веде до теплових ударів та опіків очей, а взимку обходи при температурах до -25 °С викликають переохолодження. Існує небезпека падіння з висоти при заміні модулів верхнього ярусу столів на висоті до 3,5 метра, що за відповідними державними нормативами належить до робіт підвищеної небезпеки. При косінні трави між

рядами столів є ризик наїзду механізмів на людей. Психофізіологічні чинники — це великі фізичні перевантаження при перенесенні вручну важких панелей масою 27,6 кг та розмірами 2278x1134 мм із великою парусністю при вітрі. Нервові напруження пов'язане з відповідальністю при перемиканнях у високовольтних камерах КСО-10 кВ підстанції. Для автоматизації процесів контролю параметрів та зниження рівня нервового напруження персоналу на СЕС передбачено впровадження елементів смарт-технологій в енергетиці [2].

Пожежна небезпека станції зумовлена високою концентрацією кабелів під напругою. В лінійній частині вогнищем пожежі стають перехідні опори в роз'ємах МС4, якими з'єднуються модулі. При поганому обтиску контактів або волозі зростає опір, і протікання робочого струму викликає нагрів роз'єму понад 300 °С, що веде до займання пластику, кабелю та появи дуги. У будівлі КТП небезпека локалізована у трьох відсіках, а найбільше у відсіку трансформатора ТМГ-1600. В його баці під тиском знаходиться 1150 кг трансформаторного масла ГК з температурою спалаху 135 °С. При витковому замиканні в обмотках 10 кВ або 0,8 кВ масло розкладається з виділенням водню й ацетилену, що викликає ріст тиску, вибух бака і займання масла. У відсіках РУВН-10 кВ та РПНН-0,8 кВ пожежна небезпека йде від полімерної ізоляції кабелів АВББШв та АПвББШв, яка при замиканнях підтримує горіння і виділяє токсичний дим із хлористими сполуками.

Для пожежного захисту проведено розрахунок категорій приміщень КТП за ДСТУ Б В.1.1-36:2016 [11]. Відсік трансформатора ТМГ-1600 має площу, маса масла, нижча теплота згоряння масла. Повне пожежне навантаження у відсіку становить:

$$Q = M \cdot Q = 1150 \cdot 41,8 = 48\,070 \text{ МДж н}$$

$$\text{Питоме пожежне навантаження на площу підлоги дорівнює:} \quad 4.1]$$

$$g = Q / S = 48\,070 / 14 = 3433,57 \text{ МДж/м}^2 \quad 4.2]$$

Оскільки це значення вище межі 180 МДж/м², приміщення відноситься до Категорії В (пожежонебезпечна), а клас зони за Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [16] буде П-І. Відсік розподільчого пристрою РУВН-10 кВ має площу $S = 18 \text{ м}^2$, де маса горючої ізоляції кабелів становить $M = 14 \text{ кг}$, а теплота згоряння ізоляції дорівнює $Q_{\text{ніз}} = 21,0 \text{ МДж/кг}$.

Повне пожежне навантаження для РУВН дорівнює:

$$Q_{\text{ру}} = M_{\text{із}} \cdot Q_{\text{ніз}} = 140 \cdot 21,0 = 2940 \text{ МДж} \quad [4.3]$$

Питоме пожежне навантаження для цього відсіку становить:

$$g_{\text{ру}} = Q_{\text{ру}} / S_{\text{ру}} = 2940 / 18 = 163,33 \text{ МДж/м}^2 \quad [4.4]$$

Оскільки результат лежить в межах від 90 до 180 МДж/м², приміщення РУВН-10 кВ та відсік РПНН-0,8 кВ теж відносяться до Категорії В, а клас пожежонебезпечної зони за Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [16] приймається як П-Іа.

4.2 Заходи щодо основи охорони праці

Для усунення впливу небезпечних факторів на персонал сонячної станції впроваджено комплекс інженерних, організаційних та технічних рішень за вимогами НПАОП 40.1-1.21-98 [14], НАПБ А.01.001-2014 [13] та Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) [16]. Головним технічним заходом захисту людей від струму при непрямому дотику є загальний контур заземлення СЕС з Розділу 3. Його стаціонарний опір становить 0,241 Ом, що менше нормативних 4 Ом, тому при замиканні на корпус потенціал падає до безпечного, а автомати вимикають пошкоджену лінію.

До контуру сталеву смугою 40×4 мм приєднуються всі столи ФЕМ, корпуси 6 інверторів, броня кабелів та шафи КТП. Для виключення напруги кроку навколо КТП та вздовж проходів закладено сітку вирівнювання потенціалів на глибину 0,7 метра з кроком до 5 метрів. Захист від прямого

дотику до струмоведучих частин зроблено через високий ступінь захисту оболонок обладнання за ДСТУ EN 62305-1:2012 [7], ДСТУ EN 62305-2:2012 [8], ДСТУ EN 62305-3:2021 [9], ДСТУ EN 62305-4:2012 [10]. Інвертори мають герметичний металевий корпус із захистом класу IP65, що повністю закриває доступ до силових шин. Всі підключення стрингів йдуть через герметичні роз'єми MC4 із защіпками, які не можна роз'єднати під навантаженням без інструменту. Блок КТП виконано в залізобетонному корпусі із захистом IP54 і розбито на окремі відсіки. Двері відсіку РУВН-10 кВ мають механічні та електромагнітні блокування, пов'язані з вакуумним вимикачем ВВ/TEL та заземлювальних ножів комірок КСО. Цей механізм не дає відкрити двері, поки лінійний роз'єднувач включений, і забороняє відключати заземлювальні ножі при відкритих дверях.

Важливою складовою є організаційні заходи безпеки, детально регламентовані у нормативно-методичній базі випускової кафедри для виконання кваліфікаційних робіт бакалавра [18]. Будь-які роботи на СЕС розподіляються на ті, що виконуються за нарядом-допуском, за розпорядженням та в порядку поточної експлуатації за вимогами НПАОП 40.1-1.21-98 [14]. Оформлення наряду-допуску є обов'язковим для робіт у ВРУ, КТП, а також на кабельних лініях 10 кВ. Перед допуском бригади до роботи обов'язково проводиться цільовий інструктаж із демонстрацією безпечних прийомів праці безпосередньо на робочому місці, результати якого фіксуються підписами у наряді.

Для безпечного ремонту на лінійній частині, коли панелі дають напругу від світла, діє такий регламент. Роботи виконує бригада від двох осіб за нарядом-допуском у години з мінімальним сонцем або в хмарність відповідно до НПАОП 40.1-1.21-98 [14]. Перед роботою вимикають автомат 0,8 кВ у РПНН КТП та вивішують плакат «Не вмикати! Працюють люди». На інверторах DC-рубильники переводяться в «OFF» для розриву кіл постійного струму. Стринг із пошкодженою панеллю накривають світлонепроникним

чохлам, що припиняє генерацію і знижує напругу до безпечних менше 12 В. Персонал у діелектричних рукавичках перевіряє відсутність струму мультиметром і демонтує модуль за НПАОП 40.1-1.21-98 [14].



Рисунок 4.1 — Алгоритм безпеки проведення робіт на лінійній частині СЕС

При роботах на верхньому ярусі столів на висоті 3,5 м використовуються лямкові пояси ПЛ, які чіпляють карабіном за залізо столу. Заборонено ставати на скло панелей. Захист від спеки забезпечується організацією праці, коли влітку робота під сонцем обмежена 20 хвилинами з відпочинком по 10 хвилин у приміщенні оперативного пункту з кондиціонером відповідно до ДСН 3.3.6.042-99 [6]. Персонал забезпечується питною водою. Мікроклімат та освітлення в приміщеннях КТП виконуються за ДБН В.2.5-28:2018 [5] та ДСН 3.3.6.042-99 [6]. Для відведення тепла від трансформатора ТМГ-1600 із втратами КЗ встановлено витяжний вентилятор ВО-45 з автоматичним терморегулятором, який вмикає примусову витяжку при температурі понад +30 °С за санітарними нормами ДСН 3.3.6.042-99 [6]. Будівельні рішення та захист від пожеж виконуються згідно з ДБН В.1.1-7:2016 [4].

У разі виникнення аварійної ситуації або нещасного випадку, пов'язаного з ураженням електричним струмом, персонал діє за чітким алгоритмом першої медичної допомоги згідно з НПАОП 40.1-1.21-98 [14]. Потерпілого необхідно негайно звільнити від дії струму шляхом відключення найближчого

комутаційного апарата (DC-рубильника або автомата АС). Якщо швидке відключення неможливе, використовують діелектричні штанги, рукавички або сухий одяг для відтягування потерпілого від струмоведучої частини. Після цього викликають екстрену медичну допомогу, оцінюють стан дихання і пульсу та, за потреби, невідкладно розпочинають серцево-легеневу реанімацію (штучне дихання та непрямий масаж серця) до приїзду лікарів.

Видача ЗІЗ йде за НПАОП 40.1-3.01-04 [15]. Комплект електромонтера включає костюм із захистом від дуги, каску зі щитком, діелектричні рукавички на напругу 11 кВ, боти для РУ-10 кВ та ізольований інструмент до 1000 В за НПАОП 40.1-1.21-98 [14] та НПАОП 40.1-3.01-04 [15]. Перед роботою рукавички перевіряють на дату випробування (раз на 6 місяців) та на герметичність скручуванням. Для забезпечення надійної селективності відключення пошкоджених ділянок мережі проектування релейного захисту та автоматизації елементів КТП виконується на основі фундаментальних принципів побудови енергосистем [1].

Екологічний захист докільця важливий, бо станція в нормі не має викидів, але трансформатор має 1150 кг масла. Для захисту ґрунтових вод мікрорайону, де поруч розташовані будинки вулиць Вербицького та Чубинського, ліцей та дитячий садок №33, під КТП запроектовано залізобетонний маслоприймач об'ємом 1,15 м³.

Його дно засипане гравієм фракції 20-40 мм товщиною 250 мм, що гасить полум'я масла і локалізує розлив. Пошкоджені модулі з кремнієм і сріблом складають у контейнерах і здають на утилізацію.

Розрахунок первинних засобів гасіння виконано відповідно до НАПБ А.01.001-2014 [13] для пожеж класу Е. Вода і піна заборонені через ризик ураження струмом. Кожен відсік КТП площею менше 50 м² комплектується двома порошковими вогнегасниками ОП-5 згідно з НАПБ А.01.001-2014 [13]. Додатково відсіки РУВН-10 кВ та РПНН-0,8 по одному вуглекислотному вогнегаснику ОУ-5 (ВВК-3,5) з масою газу 3,5 кг для захисту

мікропроцесорних блоків БРЗА від руйнування порошком. Біля кожного з 6 інверторів на полі ставлять пост з одним вогнегасником ОП-9 та одним ОУ-5.

Усі пожежні пости, шафи та щити на території СЕС мають бути пофарбовані у сигнальний червоний колір, мати чітке порядкове маркування та інвентарні номери згідно з НАПБ А.01.001-2014 [13]. Доступ до них суворо заборонено захищувати матеріалами чи демонтованим обладнанням. Також на території встановлюють два пожежні щити ПЩ-А, кожен має по 2 вогнегасники ОП-9, багор, брукхт, дві лопати, два відра, кошму 2×2 метри та ящик із сухим піском на 0,5 м³. Перевірка вогнегасників із контролем маси заряду та гідравлічними випробуваннями балонів проводиться спеціалізованими організаціями 1 раз на рік з веденням відповідного журналу обліку відповідно до вимог НАПБ А.01.001-2014 [13]. Також під час проектування та підбору захисної комутаційної апаратури надійність роботи вузлів СЕС обґрунтовано технічними характеристиками систем електропостачання промислових підприємств за матеріалами Сулейманов В. М. [17] та загального курсу електричних апаратів Клименко Б. В. [12].

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі виконано проєктування наземної сонячної електростанції потужністю 1,5 МВт, призначеної для підвищення ефективності та надійності електропостачання району. На основі аналізу існуючої системи електропостачання та характеру електричних навантажень обґрунтовано доцільність інтеграції сонячної електростанції до розподільчої мережі 10 кВ. Встановлено, що використання розподіленої генерації дозволяє частково покривати навантаження споживачів у години максимального сонячного випромінювання, зменшувати навантаження на живильну підстанцію та сприяти зниженню втрат електричної енергії в мережі.

У роботі виконано розрахунок та вибір основного технологічного обладнання сонячної електростанції, зокрема фотоелектричних модулів, стрингових інверторів, силового трансформатора та кабельних ліній. Розроблено структурну схему передачі електричної енергії від фотоелектричних модулів до розподільчої мережі та обґрунтовано технічні рішення щодо приєднання електростанції до мережі 10 кВ.

Особливу увагу приділено забезпеченню надійності та безпеки експлуатації об'єкта. Виконано розрахунок системи заземлення з урахуванням характеристик ґрунту та підтверджено відповідність отриманих параметрів нормативним вимогам. Також обґрунтовано вибір засобів захисту від імпульсних перенапруг і блискавки, що забезпечує захист обладнання та підвищує експлуатаційну надійність сонячної електростанції.

Отримані результати підтверджують технічну доцільність реалізації запропонованого проєкту та можливість ефективного використання сонячної електростанції потужністю 1,5 МВт для підвищення енергетичної ефективності, надійності та стабільності роботи системи електропостачання району.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Белякова І. В. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем [Електронний ресурс] // Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 176): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2011.
2. Белякова І. В. Смарт-технології в енергетиці [Електронний ресурс] // Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 6663): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2024.
3. Гурик О. Я. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці [Електронний ресурс] // Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 4656): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2017. – Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>.
4. ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об'єктів будівництва. — К.: Мінрегіон України, 2016. — 45 с.
5. ДБН В.2.5-28:2018. Природне і штучне освітлення. — К.: Мінрегіон України, 2018. — 114 с.
6. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. — К.: МОЗ України, 1999.
7. ДСТУ EN 62305-1:2012. Блискавкозахист. Частина 1. Загальні принципи. — К.: Мінекономрозвитку України, 2012.
8. ДСТУ EN 62305-2:2012. Блискавкозахист. Частина 2. Керування ризиками. — К.: Мінекономрозвитку України, 2012.
9. ДСТУ EN 62305-3:2021. Блискавкозахист. Частина 3. Фізичні пошкодження споруд. — К.: ДП «УкрНДНЦ», 2021.
10. ДСТУ EN 62305-4:2012. Блискавкозахист. Частина 4. Електричні системи. — К.: Мінекономрозвитку України, 2012.

11. ДСТУ Б В.1.1-36:2016. Визначення категорій приміщень за пожежною небезпекою. — К.: Мінрегіон України, 2016.
12. Клименко Б. В. Електричні апарати. Загальний курс. — Х.: Точка, 2012. — 340 с.
13. НАПБ А.01.001-2014. Правила пожежної безпеки в Україні. — К.: МВС України, 2015.
14. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок. — К.: Держнаглядохронпраці, 1998. — 384 с.
15. НПАОП 40.1-3.01-04. Норми видачі засобів захисту працівникам енергетики. — К.: Мінпаливенерго, 2004.
16. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Комплексне видання. — Х.: Вид-во «Форт», 2017. — 760 с.
17. Сулейманов В. М. Електропостачання промислових підприємств. — К.: Вища школа, 2010. — 415 с.
18. Тарасенко М. Г., Коваль В. П., Буняк О. А., Мовчан Л. Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В. П. Коваль, М. Г. Тарасенко, О. А. Буняк, Л. Т. Мовчан — Тернопіль: ТНТУ, 2024. — 50 с.
19. Сисак І.М. Електричні системи та мережі [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 1747): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя — Тернопіль, 2011.
20. Правила улаштування електроустановок. Затверджені наказом № 476 Міненерговугілля України від 21 липня 2017 р. 20 Правила улаштування електроустановок. Затверджені наказом № 476 Міненерговугілля України від 21 липня 2017 р.
21. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення : ДБН В.2.5-23:2010. —

Офіц. вид. – К. : Мінрегіонбуд України, 2010. – 104 с. – Державні будівельні норми України.

22. Литовченко В.Г., Стріха М.В. Сонячна енергетика: порядок денний для світу й України. К.: К.І.С, 2015 – 40 с.

23. Оксанич А.П., Тербан В.А., Волохова С.О. Ключ М.І., Скришевський В.А., Костильов В.П., Макарова А.В. Сучасні технології виробництва кремнію та кремнієвих фотоелектричних перетворювачів сонячної енергії. Кривий Ріг: Мінерал, 2010 – 266 с.

24. Багоцкий В.С., Скундин А.М. Химические источники тока. – М.:Энергоиздат, 1981. – 360 с.

25. Хоменко В. Г. Електрохімічні конденсатори на основі електропровідних полімерів: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.17.03 / В.Г. Хоменко; НТУУ «КПІ». – К., 2011 – 14 с.

26. Ткачук К.Н., Зацарний В.В. та ін. Охорона праці та промислова безпека. Навчальний посібник. – К.: Лібра, 2010. – 559 с.

27. Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго» «Стандарт підприємства вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України СОУ НЕК хх.ххх:2017»

28. Добовий графік електричного навантаження міського району та генерації сонячної електростанції. URL: https://stud.com.ua/65982/ekonomika/grafiki_elektrichnogo_navantazhennya#google_vignette