

Міністерство освіти і науки України
 Національний технічний університет
 «Дніпровська політехніка»
 ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

Студента Целуйка Сергія Олександровича

(ПІБ)

академічної групи 141-16-3

(шифр)

спеціальності 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Розробка структури та електричної частини трекерної фотоелектричної станції потужністю 2,12 МВт

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	<u>Луценко І.М.</u>			
розділів:	<u>Луценко І.М.</u>			
Вступна частина	<u>Луценко І.М.</u>			
Основна частина:	<u>Луценко І.М.</u>			
Економічний	<u>Тимошенко Л.В.</u>			
Охорона праці	<u>Столбченко О.В.</u>			
Рецензент				
Нормоконтролер	<u>Олішевський Г.С.</u>			

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

_____ (повна назва)
_____ Рогоза М.В.
(підпис) _____ (прізвище, ініціали)
« _____ » _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню _____
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Целуйку С.О. академічної групи 141-16-3
(прізвище та ініціали) (шифр)
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

_____ (офіційна назва)
на тему Розробка структури та електричної частини трекерної фотоелектричної станції потужністю 2,12 МВт
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Виконати аналіз процесу щодо порядку та особливостей будівництва трекерної фотоелектричної станції.	15.05.20
<i>Основна частина</i>	Вииконати розрахунок електричної частини сонячної станції. Обрати силові кабелі, встановити захистне обладнання	31.05.20
<i>Економічний</i>	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати.	05.06.20
Охорона праці	Розробити інженерно-технічні заходи для забезпечення безпеки на об'єкті	10.06.20

Завдання видано _____ Луценко І.М.
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)
Дата видачі _____
Дата подання до екзаменаційної комісії _____
Прийнято до виконання _____
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

Реферат

Пояснювальна записка: 71 ст. 23 рис., 9 абл., 3 додатки, 10 джерел.

ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, ТРЕКЕРНА СИСТЕМА, СОНЯЧНА СТАНЦІЯ.

Об'єкт дослідження: Миролобовська фотоелектрична станція потужністю 2.12МВт

Мета роботи: проектування електричної частини, та вибір захистного обладнання для трекерної сонячної станції.

У технічному розділі проаналізовано технічний процес надання зеленого тарифу промисловим сонячним станціям підчас проведення аукціону.

У спеціальному розділі проведено розрахунки струмів короткого замикання на різних ступенях, Спираючись на одержані розрахунки було вибране захистне та комутаційне обладнання. Враховуючи втрати напруги в мережах до 1000В було обрано силовий кабель оптимального перерізу.

У економічному розділі розраховано капітальні та експлуатаційні витрати пов'язані з розробкою електричної частини сонячної станції 2.12МВт

У розділі охорони праці проведено аналіз шкідливих виробничих чинників технологічного об'єкта. Проведена профілактика щодо пожежної безпеки при роботі з електричним обладнанням. Розраховано заземлення електроустановок високої напруги.

Скорочення та умовні позначення

ВН – висока напруга

НН – низька

ФЕС – фотоелектрична станція

СЕС – сонячна електрична станція

КТП – комплексна трансформаторна підстанція

ФЕМ – фотоелектричний модуль

ККД – коефіцієнт корисної дії

ОПН – обмежувач перенапруги нелінійний

ПЛК – програмований логічний контролер

ЦП – центральний процесор

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 Технологічний розділ	6
1.1 Аналіз технологічного процесу щодо порядку та особливостей будівництва трекерних фотоелектричних станцій	7
1.2. Опис принципу дії трекерної системи	7
1.3 Перелік етапів будівництва СЕС	8
1.4 Деталізація деяких етапів будівництва	8
1.5 Особливості та вимоги законодавства та нормативних рекомендацій щодо спорудження ФЕС потужністю 2,12 МВт	9
1.6 Технічне завдання на проектування ФЕС 2,12 МВт	10
1.7. Типова структура мережевих фотоелектричних трекерних наземних станцій	11
1.8. Фотоелектричні модулі Amerisolar AS-6P-345W	12
1.9 DC/AC інвертори	13
1.9.1 Технічна характеристика інвертора	18
1.9.2 Підключення до мережі	19
1.10 Силовий актуатор для поворотних столів	23
1.11 Відмінність трекерної сонячної електростанції від розповсюджених - статичних	25
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА	28
2.1. Розробка генплану	29
2.2. Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму	30
2.3. Визначення сумарних втрат потужності в мережі постійного струму	32
2.3.1 Технічні характеристики кабелю постійного струму:	32
2.4. Вибір кількості та потужності трансформаторів КТП	33

2.5.1 Розрахунок максимальних струмів, та втрат в кабельній лінії 0,4кВ	35
2.6 Розрахунок струмів КЗ в мережах -35 кВ	38
2.6.1 Коротке замикання на стороні ВН	39
2.6.2 Коротке замикання на стороні НН	40
2.6.3 Розрахунок опору силового трансформатора	41
2.7 Розрахунок токів короткого замикання в мережі 0.4 кВ	42
2.8 Вибір параметрів захисної апаратури в мережі 0,4 кВ	45
2.9 Вибір параметрів кабельних ліній 35 кВ	47
2.9.1 Розрахунок струму КЗ за заданою потужністю	48
2.9.2 Вибір комутаційного обладнання 35 кВ для видачі потужності в мережу	49
3 Економічна частина	52
3.1 Розрахунок капітальних витрат	53
3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат	54
3.3 Розрахунок амортизаційних відрахувань	56
3.4 Розрахунок річного фонду заробітної плати	57
3.5 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи.	58
3.6. Визначення інших витрат	60
Висновок	60
4 Охорона праці	61
4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих чинників	62
4.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці	62
4.3 Розрахування заземлення електроустановки	63
4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих чинників	65
Висновок	67
Список літератури	68
Додаток А	69

Вступ

За недавнім часом в Україні були прийняті законодавчі зміни у функціонуванні ринку альтернативної енергії. В новому законодавстві (Документ 2712-VIII) було зазначено, що з 2020 року сонячні електростанції потужність яких перевищує 1МВт обов'язково повинні приймати участь в аукціоні для СЕС.

В аукціоні закон встановлює кількість нарахування державних надбавок для підтримки об'єктів які генерують електричну енергію із альтернативних джерел енергії. Переможець аукціону стає учасник, який запропонує якнайменшу ціну за вироблену енергію.

Отже, для інвесторів які планують скласти конкуренцію на ринку альтернативної енергії, є доречним підрахувати вартість таких акцій, термін окупності, та лише тоді буде зрозуміло яку мінімальну ціну можна буде запропонувати на аукціоні.

Інші об'єкти хазяйнування, які також планують генерувати електричну енергію з сонячної електростанції, незалежно від встановленої потужності станції, також можуть взяти участь в аукціонах на добровільній основі. Проте, такі об'єкти не можуть прийняти участь в аукціонах з наданням квоти підтримки щодо тих об'єктів електроенергетики, яким раніше надано «зелений» тариф або присвоєно право на підтримку за результатом аукціону.

Внесення таких змін до деяких законів України забезпечило конкурентні умови щодо виробництва електричної енергії альтернативними джерелами енергії.

Зниження рівня зеленого тарифу у 2020 році для СЕС становить 25% від попереднього, а також протягом наступних 3-х років буде зменшуватися на 2.5%.

Проте була збережена потреба в зацікавленості інвестування в проєкти відновлювальної енергетики. Держава стимулює до подальшого збільшення таких станцій і впроваджує все нові корективи в існуючий закон.

1 Технологічний розділ

1.1 Аналіз технологічного процесу щодо порядку та особливостей будівництва трекерних фотоелектричних станцій

Сфера сонячної енергетики уже упродовж 20 років пропонує різноманітні рішення комплексних установ для сонячної енергетики. Широкий спектр від фотоелектричних панелей підтримуючи не подвижними конструкціями до сонячних трекерів які повертаються до сонця для досягнення максимальної виробки енергії.

У фотоелектричних системах трекери допомагають мінімізувати кут падіння між вхідними світловими променями та панеллю, що збільшує кількість енергії, яку виробляє установка. Одноосні сонячні трекери обертаються на одній осі, рухаючись вперед і назад в одному напрямку.

Сонячний трекер - це пристрій, який відстежує положення сонця, коли воно рухається по небу протягом дня, і спрямовує фотоелементи на найефективніший кут відносно сонячного світла, виробляючи більше енергії. Це відбувається через те, що фотоелементи працюють в найкращих для них умовах. Кут нахилу сонця на небі змінюється протягом всього року, коли змінюється нахил Землі щодо сонця. Влітку сонце високо в небі, а також довше, оскільки воно проходить через велику довжину дуги.

1.2 Опис принципу дії трекерної системи

Це механічний пристрій, що працює, слідуючи за сонцем на його шляху протягом дня. Активні трекер спрямований на сонце за допомогою електричних ланцюгів у вигляді світлочутливих фотодатчиків. Потім використовуються мотори-редуктори, щоб направляти трекер відповідно до вказівок фотодатчиків в напрямку сонця. Активні трекери містять електричні компоненти, а отже споживають невелику кількість енергії.



Рисунок.1.1 – принцип переміщення трекеру

1.3 Перелік етапів будівництва СЕС

Для будівництва сонячної станції, як і для будь-якого будівничого процесу, є певний порядок виконання робіт:

- 1) Вибору, та оформлення земельної ділянки
- 2) Визначення точки приєднання до єдиної мережі;
- 3) Передпроектна документація та переговори з інвестором;
- 4) Інфраструктура (дороги, паркан, охорона);
- 5) Придбання обладнання та логістики;
- 6) Монтаж опорних конструкцій;
- 7) Встановлення та підключення сонячних панелей та інверторів;
- 8) Підключення до мережі;
- 9) Налаштування системи моніторингу.

Кожен етап несе економічно важливу інформацію, та слугує картою виконань робіт на участку, щоб розробник міг прогнозувати терміни постачання матеріалу, та стежити за обсягом продуктивності.

1.4 Деталізація деяких етапів будівництва

- 1) Вибір, та оформлення земельної ділянки

Перш ніж розпочати будівельний процес, потрібно визначити місце для будівництва сонячної станції та визначити точку підключення до електромережі.

Таким чином, спочатку планують проєкт та отримують згоду на планування та підключення від місцевих органів влади.

Погодження місцевих органів влади щодо планування є першою важливою віхою у всьому процесі.

2) Визначення точки приєднання до єдиної мережі

Друга основна увага при плануванні нового сонячного парку стосується наявності, розташування та потужності підключення до мережі. Зазвичай точку підключення забезпечують місцеві органи влади.

Надається велика увага місцю приєднання, адже мережа має бути здатна до передачі максимальних потужностей станції.

3) Перед проєктна документація та переговори з інвестором

Цей етап включає декілька не менш важливих етапів, включаючи отримання прав на землю, розробку проєктної документації та отримання дозволу на будівництво. На цьому етапі також підписується Угода про купівлю електроенергії, що забезпечує довгостроковий попит на виробництво сонячної електростанції.

Після врегулювання юридичних та договірних питань починається процес зведення.

4) Інфраструктура

Справжній процес будівництва, як правило, передається одному або більше підрядникам, які виконують інженерні та будівельні роботи. Паралельно виконується:

- Зведення паркану
- Монтажу контрольно-пропускного пункту, та охорони
- Підвіз перших за необхідністю матеріалів

5) Монтаж опорних конструкцій

Сонячні панелі монтуються на несучі конструкції з нержавіючої сталі. Загалом, є чотири основні типи фундаментів, які зазвичай використовуються: ведені палі, гвинтові палі, земляні гвинти та баластні фундаменти.

Зазвичай опори для палей застосовують у великих, технологічно-складних сонячних установках, оскільки вони є занадто дорогими для середніх і малих.

Прокладка силових кабелів, підключення до мережі, відладка обладнання.

На цьому етапі сонячна електростанція підключається до електромережі за погодженням з місцевою владою. Системи моніторингу та обліку також входять до цих робіт. Розробник проекту може укласти договір з місцевим субпідрядником на виконання монтажних робіт, та обслуговування станції. Як правило, сонячні батареї потребують мінімального обслуговування, будучи надійною твердотільною системою.

1.5 Особливості та вимоги законодавства та нормативних рекомендацій щодо спорудження ФЕС потужністю 2,12 МВт

Алгоритм роботи ФЕС передбачає контроль якості електроенергії, яка постачається в мережу. Якість виробленої електроенергії відповідає ДСТУ 13.109. В обладнанні інвертора передбачено ряд заходів та приладів, які контролюють якість електроенергії та запобігають негативним впливам, які може здійснювати на мережу ФЕС.

Показники якості електричної енергії в точці приєднання також відповідають міждержавному стандарту ГОСТ 13109. Також, виконуються вимоги, описані в наступних джерелах:

- IEC TR 61000-3-6: EMC limits.
- IEC TR 61000-3-7: EMC-limits.
- ДСТУ EN 50160:2008.

Особливі вимоги щодо встановлення вимірювального обладнання, точності вимірювання та переліку даних, що повинні бути доступними, коли фотогальванічна електрична станція приєднана до електричних мереж загального призначення, визначені у наступних джерелах:

1. Інструкція про порядок комерційного обліку електроенергії.
2. Правила взаємовідносин між Державним підприємством "Національна енергетична компанія "Укренерго" та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України.

3. ПТЕ. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
ГКД 34.20.507-2003.

Дотримання вимог вищезазначених інструкцій та правил контролюється під час процедур введення фотогальванічної електричної станції у експлуатацію.

Для ФЕС проєктом передбачені заходи, направлені на захист фотогальванічної електричної станції та забезпечення стабільної роботи електричної мережі загального призначення.

Оснащення електростанції обрано таким чином, щоб вона:

- була захищена від пошкоджень у наслідок збоїв або аварійних ситуацій у електричній мережі загального призначення, наприклад, симетричного або несиметричного короткого замикання, відновлення напруги після ліквідації аварійних ситуацій чи збоїв, підвищення напруги в неушкодженій фазі при несиметричному короткому замиканні.

- максимально захищала електричну мережу загального призначення від небажаних впливів з боку фотогальванічної електричної станції;

- була захищена від відключення у некритичних випадках для фотогальванічної електричної станції.

Встановлене на ФЕС інверторне обладнання запобігає не синхронному включенню в мережу та робить неможливим пошкодження обладнання.

Фотогальванічна електрична станція повинна залишатись підключеною до електричної мережі у разі виникнення аварійних ситуацій у електричних мережах загального призначення.

Наведені вимоги стосуються точки приєднання, але враховано можливість виникнення розрахункових аварійних ситуацій в довільній точці електричних мереж загального призначення.

1.6 Технічне завдання на проєктування ФЕС 2,12 МВт

Із вхідних даних маємо земельну ділянку площа якого становить 5.5га, цільове призначення якої не є для сільськогосподарських потреб. За допомоги комплексним геологічним вишукуванням ділянки дозволило дати оцінку геологічним умовам. Під час проведення геологічних вишукувань здійснилися геологорозвідувальні роботи, спрямовані на вивчення типу і фізико-механічних властивостей ґрунту на досліджуваній ділянці. Результатом цих досліджень було встановлено, що деформування ґрунтових шарів та затоплення ґрунтовими водами не виявлено.

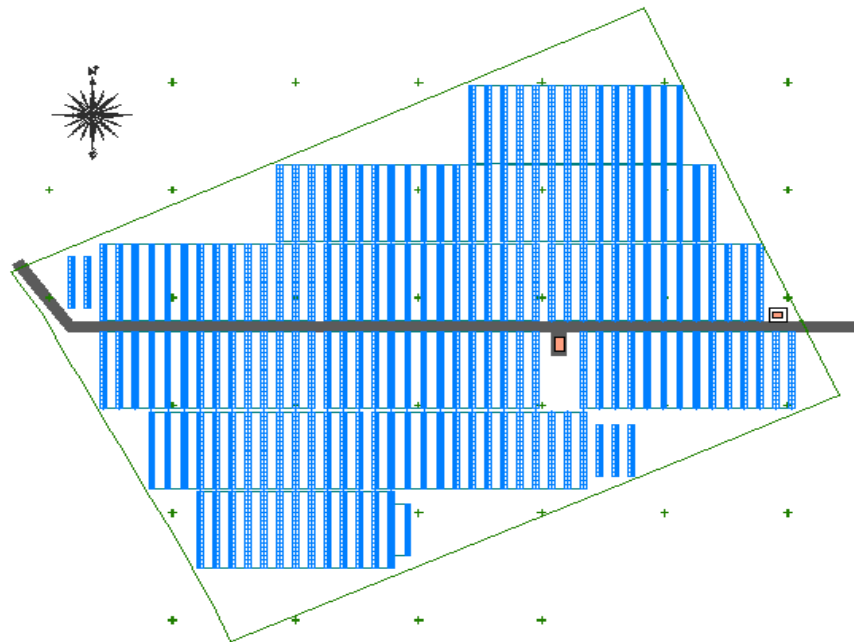


Рисунок.1.2 – Схема розташування фотомодулів

1.6.1 Коротка характеристика об'єкта будівництва

Для зведення будівництво фотогальванічної електростанції на вказаній ділянці планується розташувати 6156 фотогальванічних модулів

AS-6P-345W фірми Amerisolar одиничною потужністю 345 Вт, та 25 інверторів SG80KTL-20.

Основою для монтажу сонячних фотомодулів слугує металеві профільні палі, які монтуються в землю на 1.6 м за допомоги гідравлічної сваєбійки.

Прокладка силових кабельних ліній від інверторів до КТП , прокладка DC по спеціальним лоткам від кожного стрингу до інвертора, а також системи управління проводом повороту сонячних панелей та моніторингу.

Облаштування ділянки по периметру парканом, встановлення охорони та відеонагляду

1.7 Типова структура мережевих фотоелектричних трекерних наземних станцій

Електроенергія на СЕС утворюється за допомоги 342 стрингам, які послідовно зкомутовані по 18 фотомодулів. Така конфігурація забезпечує оптимальну узгоджену роботу ФЕМ з інвертором.

Постійний електричний струм через комутаційні пристрої надходить до інвертора, де перетворюється в енергію змінного струму з напругою 380В. Через силові кабельні лінії ця енергія потрапляє до КТП и підвищується до напруги 10кВ.

Кожного дня коли під дією сонячних променів з'являється порогова напруга, для запуску інвертора, починається генерація.

1.8 Фотоелектричні модулі Amerisolar AS-6P-345W

Сонячні модулі Amerisolar AS-6P-345W від світового виробника є надійними полікристалічними фотомодулями виготовлені за допомоги роботозованого обладнання, та входять до списку найкращіх фотом одулів Tier1.

Amerisolar AS-6P-345W мають розширену продуктивність і перевірені переваги:

1. Висока ефективність перетворення енергії сонячним модулем (17,78%)
2. Низька деградація та відмінні показники при високій температурі та слабкому освітленні

3. Міцний алюмінієвий каркас забезпечує модулю протистояти вітровим навантаженням до 2400Па
4. Висока надійність від екстремальних умов навколишнього середовища
5. Опір потенціалу деструкції панелей (PID).

Виробник гарантує лімітовану втрату від номінальної вихідної потужності: 12 років 91,2% від номінальної вихідної потужності, 30 років 80,6.

Повний даташит для сонячних фотомодулів вказанк у (Додаток Г).

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC				
Nominal Power (P_{max})	330W	335W	340W	345W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	45.9V	46.1V	46.3V	46.5V
Short Circuit Current (I_{sc})	9.36A	9.44A	9.52A	9.60A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	37.3V	37.5V	37.7V	37.9V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.85A	8.94A	9.02A	9.11A
Module Efficiency (%)	17.01	17.26	17.52	17.78
Operating Temperature	-40°C to +85°C			
Maximum System Voltage	1000V DC			
Fire Resistance Rating	Type 1(in accordance with UL1703)/Class C(IEC61730)			
Maximum Series Fuse Rating	15A			

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

Рисунок.1.3 - Електричні параметри фотоелектричних модулів AS-6P-345W

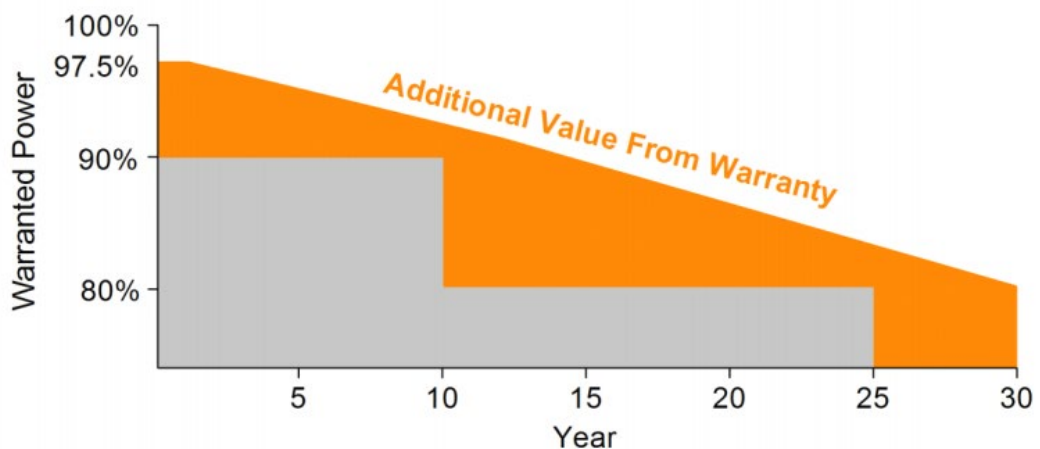


Рисунок.1.4 – Деградаційний період

1.8.1 Конструктивні параметри ФЕМ

Номінальна температура робочої комірки (NOCT) є основним фактором, який впливає на роботу сонячної панелі, і її слід враховувати під час оптимізації будь-якої сонячної енергетичної системи.

PV модуль, як правило, визначається при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ при $1\text{ кВт} / \text{м}^2$. Однак при роботі в польових умовах вони, як правило, працюють при більш високій температурі та дещо нижчих умовах інсоляції.

Температура робочої комірки - це різниця між температурою, виробленою сонячною панеллю під час роботи, і втратами температури в навколишнє середовище за допомогою трьох механізмів передачі тепла: провідності, конвекції та опромінення.

Відповідно до термодинамічних теорій, NOCT будь-якої фотоелектричної енергетичної системи збільшується і зменшується в залежності від навколишніх обставин.

Зазвичай температура сонячної панелі протягом ночі дорівнює температурі навколишнього середовища, проте протягом дня вона буде значно вищою щодо температури робочої комірки. Наступний графік, див Рис.1.7, виражає площепередачу

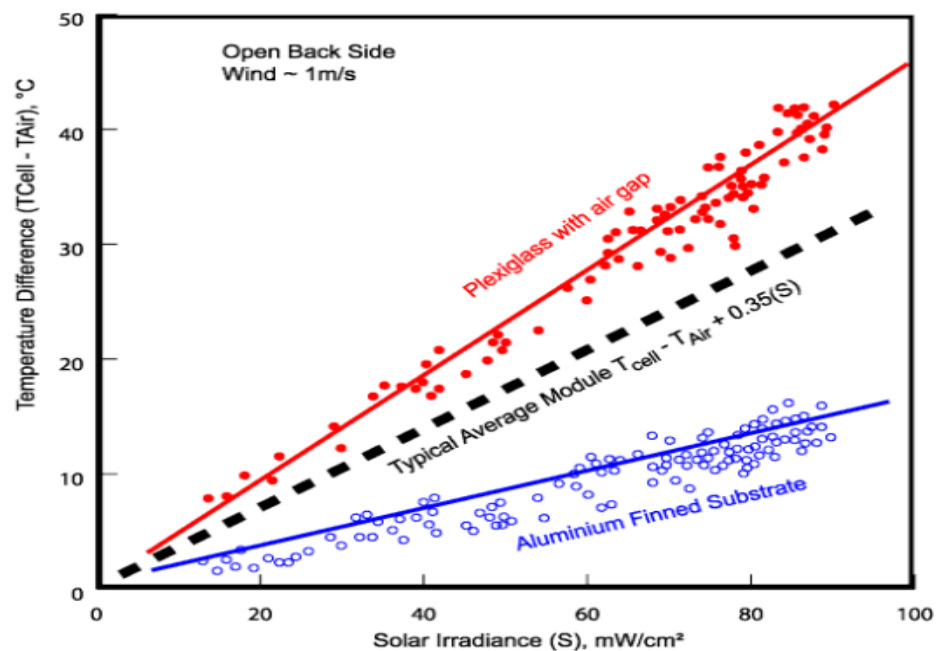


Рисунок.1.5- Температурне розширення фотомодуля

за допомогою провідності та конвекції між сонячною панеллю та температурою навколишнього середовища за наявності певної швидкості вітру.

Він показує найкращий NOCT (номінальна робоча температура) синього кольору та найгірший NOCT у червоному та помірний - у чорному. Ви можете отримати найкращий NOCT завдяки алюмінієвому матеріалу на задній панелі сонячної панелі, який знижує термічний опір і збільшує площу поверхні для конвекції.

Для того, щоб визначити вихідну потужність сонячної батареї, важливо визначити очікувану робочу температуру модуля. Номінальна температура робочої частини (NOCT) визначається як температура, досягнута відкритими ланцюгами в модулі за умов, наведених нижче:

Опромінення на поверхні клітин = 800 Вт / м²

Температура повітря = 20 ° С

Швидкість вітру = 1 м / с

Кріплення - з відкритою зворотною стороною.

орієнтації модуля на ПД.

Сонячні фотомодулі Amerisolar AS-6P 345W мають заявлені параметри (NOCT) які становлять 45°C ± 2°C

За допомогою NOCT перерахуємо потужність, заявлену в стандарті STC(Standard Test Conditions) на більш реалістичний PTC (Photovoltaics Test Conditions), який враховує вже не температуру самого сонячного елемента, а температуру навколишнього середовища.

Формула, яка показує, як обчислити номінальну температуру модуля, є наступною:

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 \times (NOCT - 20) \times (0,9 - \eta)$$

В цій формулі передбачено відсоток іррадіацію, що надходить до фотомодуля і перетвориться в тепло (0,9 - η), 10% енергії, що відбивається. Основна кількість

сонячних променів - це корисна енергія модуля, ККД, відсоток якого вказано в технічних характеристиках.

Якщо температура елемента для умов РТС визначена, то можна обчислити потужність по РТС з потужності STC за допомогою температурного коефіцієнта (зазначеного в технічних характеристиках) потужності (C_T):

$$P_{P_{TC}} = P_{STC} \cdot [1 - C_T (T_{P_{TC}} - 25^{\circ}\text{C})]$$

В результаті співвідношення $P_{P_{TC}} / P_{STC}$, ми отримаємо втрати на використаних фотомодулях, вони не повинні перевищувати 12%.

Сонячні фотомодулі Amerisolar AS-6P 345W мають характеристики:

- сертифікована STC-потужність 345 Вт;

- NOCT = 45 ° C;

- ККД $\eta = 17,78\%$;

температурний коефіцієнт потужності $C_T = 0,39\%$

Здійснюємо підрахунки:

$$T_{P_{TC}} = 20 + 1.389 \cdot (45 - 20) \cdot (0.9 - 0.1778) = 45.078^{\circ}\text{C},$$

Отже це складає:

$$P_{P_{TC}} = 345(1 - 0.0039) \cdot (45.078 - 25) = 317.985\text{ W},$$

Від номіналу.

$$\frac{P_{P_{TC}}}{P_{STC}} = 92.17\%$$

Також ці параметри можна вилучити використовуючи професійну програму PVsyst, та одержати графік вольт-амперної характеристики сонячної панелі

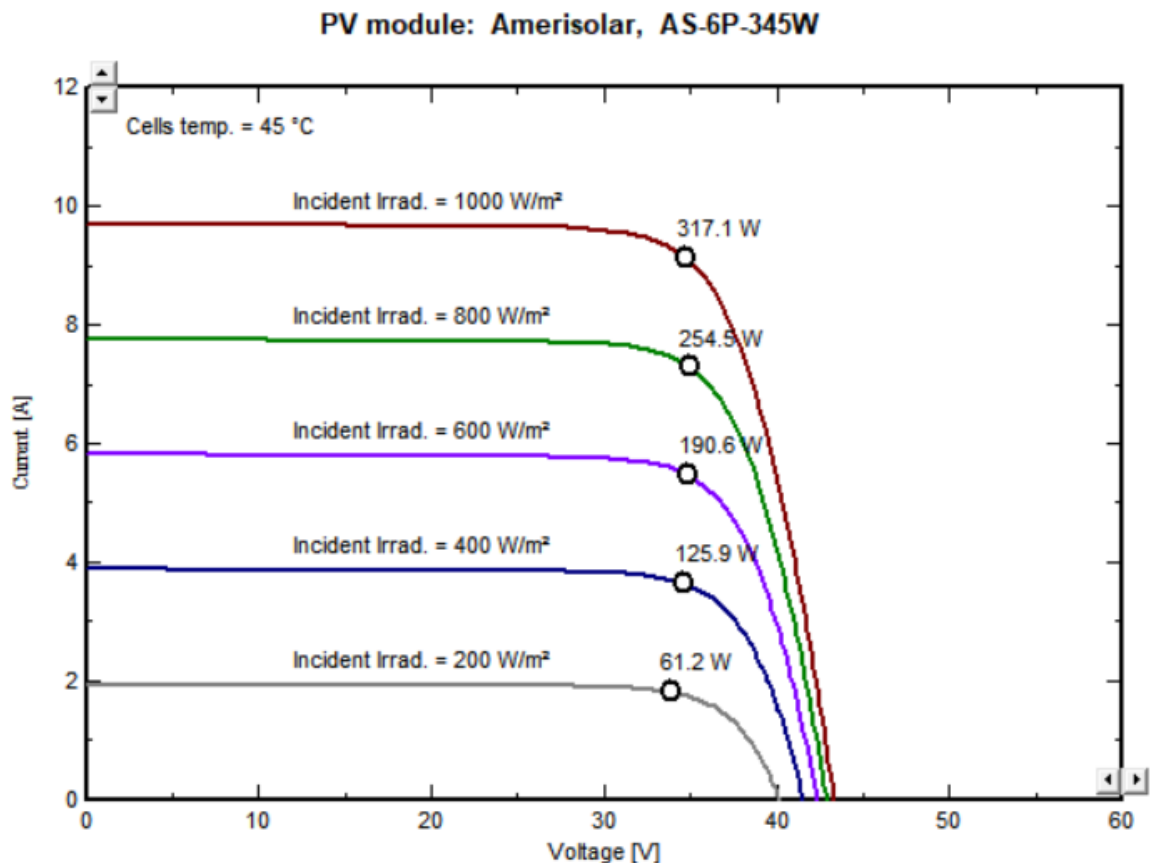


Рисунок. 1.6 – Вольт амперна характеристика панелі при $t = 45\text{ }^{\circ}\text{C}$

1.9 DC/AC інвертори

Сучасний інвертор SG80KTL-20 комплектується мікропроцесорною системою управління, яка забезпечує:

- Керування роботою інвертора
- Регулювання величини змінного струму і напруги
- Регулювання коефіцієнта потужності
- Захист інвертора і не допустиму роботу інвертора
- Оптимізацію режиму з ціллю забезпечення максимальної віддачі

потужності з сонячних панелей

1.9.1 Технічна характеристика інвертора

Якщо напруга в мережі знижена, інвертор знижує значення вихідної потужності для того, щоб вихідний струм знаходився в межах допустимого. Це відбувається в діапазоні $V_{\min} < 215 < V_{\max}$ - інвертор пригнічує

вихідну потужність. Після врегулювання напруги V_{grid} , інвертор виходить на робочу характеристику. Детально роз'яснено на малюнку (юююююю)

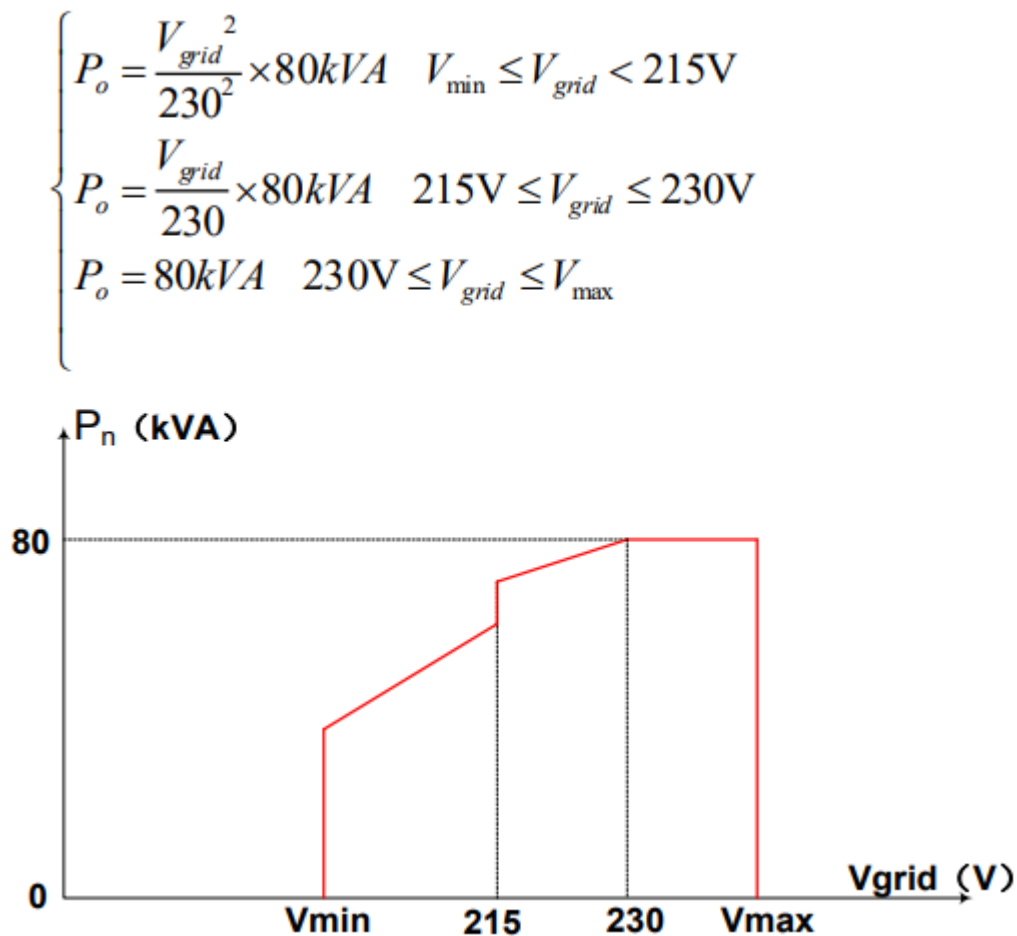


Рисунок.1.7 - Залежність коефіцієнту корисної дії від зміни напруги

1.9.2 Підключення до мережі

Від правильного підключення сонячного інвертора залежить ефективність роботи всієї геліосистеми. Головне, дотримати правило: кабель, що передає постійний струм, повинен мати мінімально допустиму довжину і максимальний перетин.

Для введення інвертора SG80KTL-20 в експлуатацію, потрібно зняти передню панель, завести силові кабельні лінії через герметичну муфту, та під'єднати їх до клемної коробки.

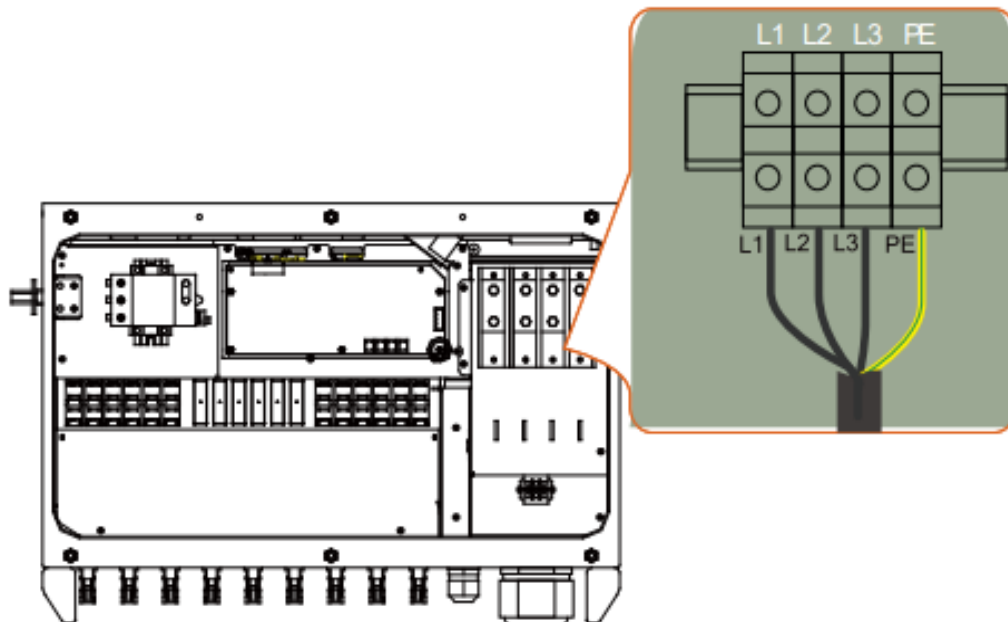


Рисунок.1.8. – Клемна колодка силового кабеля

При підключенні постійного струму використовуємо спеціальний кабель відповідного перерізу, враховуючи всі навантаження. На рисунку показано комутаційні входи MC4, які забезпечують надійне та герметичне з'єднання.

Інвертор Sungrov SG80KTL-20 є дуже зручним при комутуванні силових кабелів, так як він є стринговим і не потребує додаткових шаф збору потужності, кожен стринг окремо необхідно приєднати до вхідних конекторів силового інвертора. Технічні параметри інверторів SG80KTL-20 вказані в (Додаток Г)

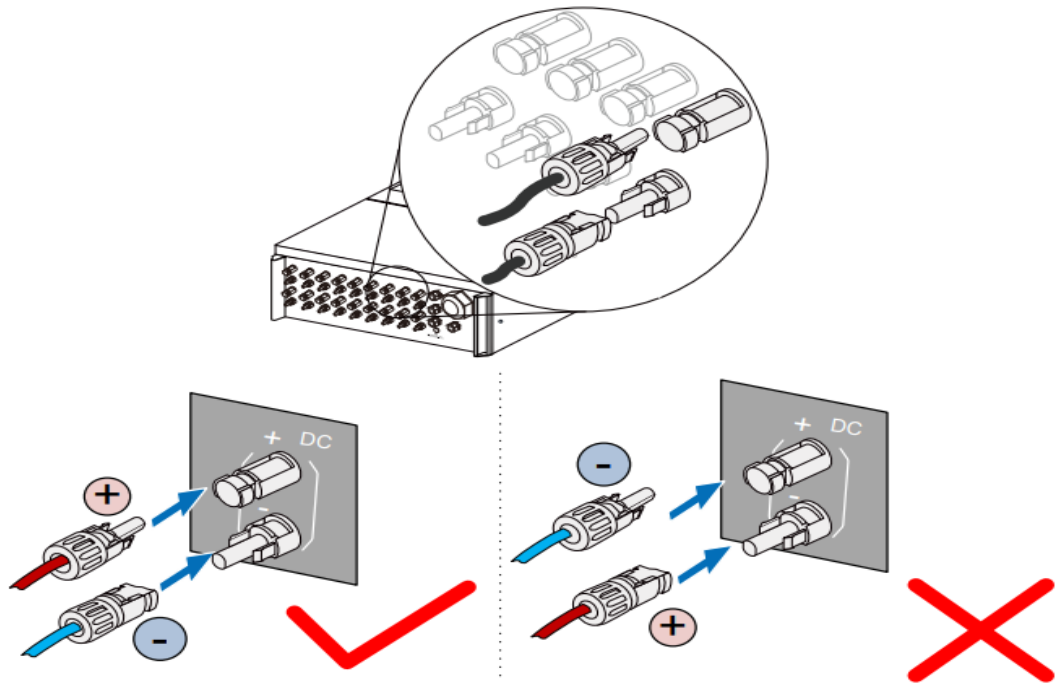


Рисунок.1.9.- Приєднання конектора МС4

Захист по стороні постійного струму виконано за заводським рішенням та вбудована в нижню частину корпусу. Для захисту інвертора встановлено токові запобіжники, які на кожен вхідний стринг, які запобігають протіканню підвищених токів при короткому замиканні. Для захисту силового інвертора від імпульсних перенапруг, встановлено ОПН, а також він захищає обладнання при влучанні блискавки.

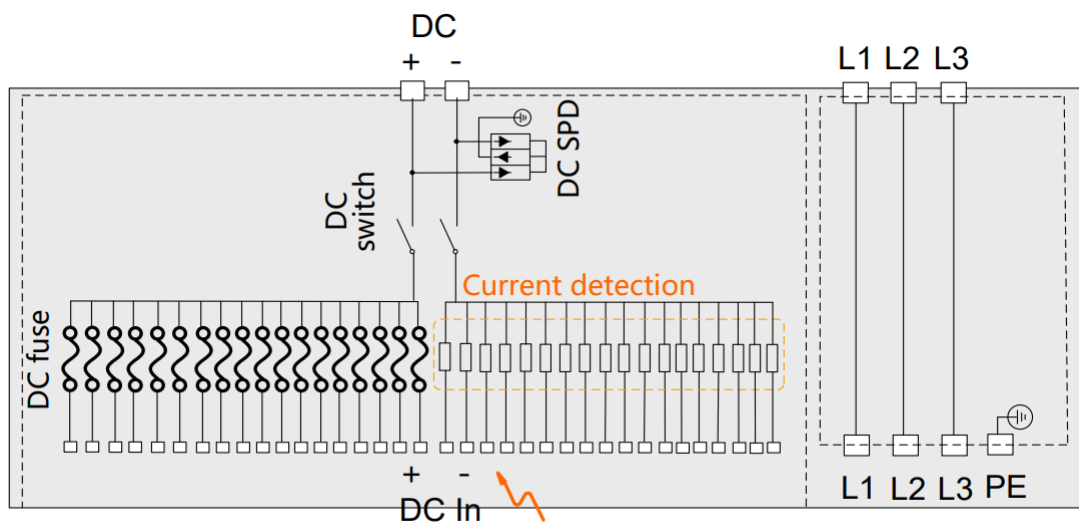


Рисунок.1.10 – Схематичне зображення захисту інвертора

1.10 Силовий актуатор для поворотних столів

Приводи LINEAR ACTUATORS – CLA 28T розроблені для роботи із осьовим навантаженням. Вони повинні бути піддані умовам навантаження та швидкості, зазначеним у правилах експлуатації приводу.

Основні компоненти приводу:

1. Штовхач
2. Зовнішня трубка
3. Корпус редуктора
4. Кінець штовхача
5. Задній шарнір
6. Коробка обмежувальних вимикачів
7. Двигун постійного струму

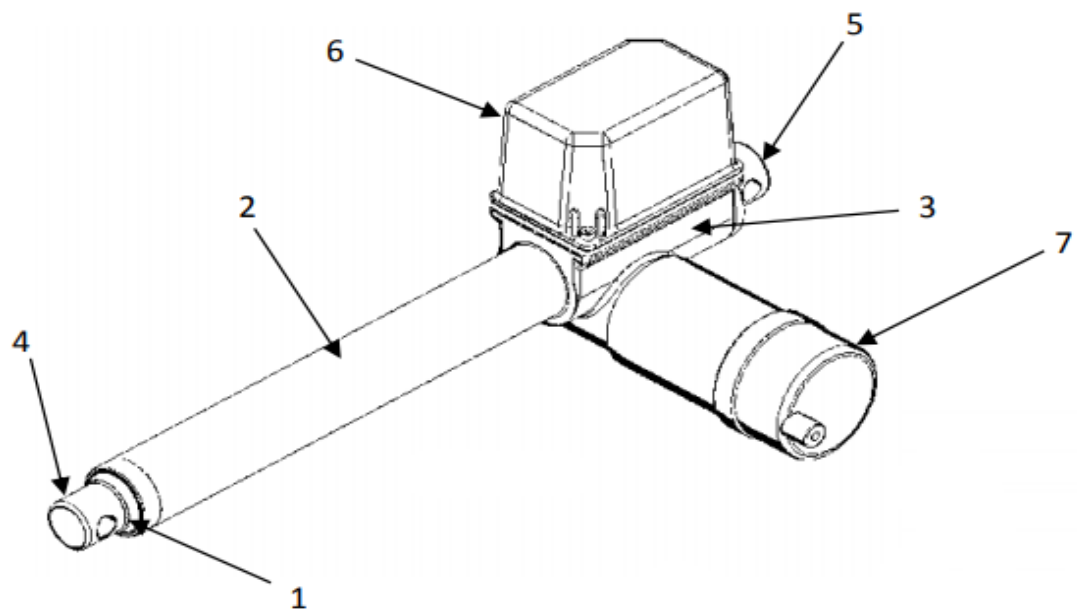


Рисунок.1.11 – Складова лінійного приводу

Під'єднать двигун до блоку живлення установки або до драйвера відповідно до наступних схем електропроводки,

пов'язані з типом двигуна:

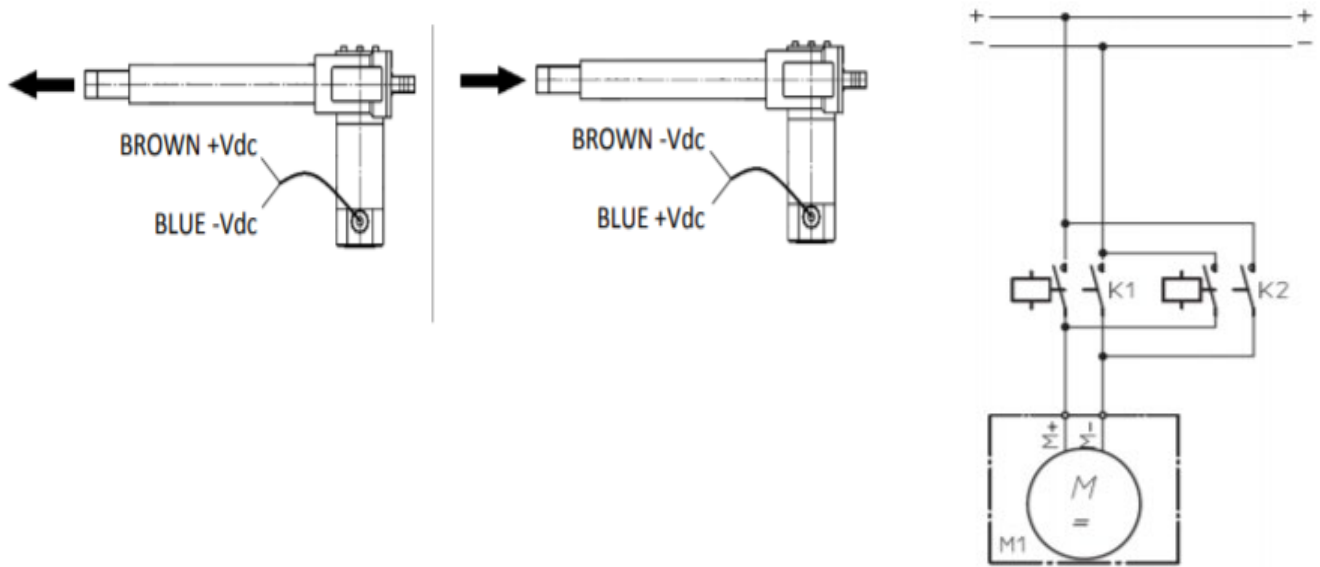


Рисунок.1.12 – Принцип під'єднання живлення до електродвигуна

1.11 Відмінність трекерної сонячної електростанції від розповсюджених – статичних

Трекерна система сонячної станції відмінно від статичної дозволяє збільшити виробку електроенергії приблизно на 11%, адже як було сказано раніше, сонячні фотомодулі постійно знаходяться під прямим кутом до донця.

На зразку показано прогнозовану генерацію трекерної станції (Рис.1.16.) за період кожного місяця, а також за весь рік

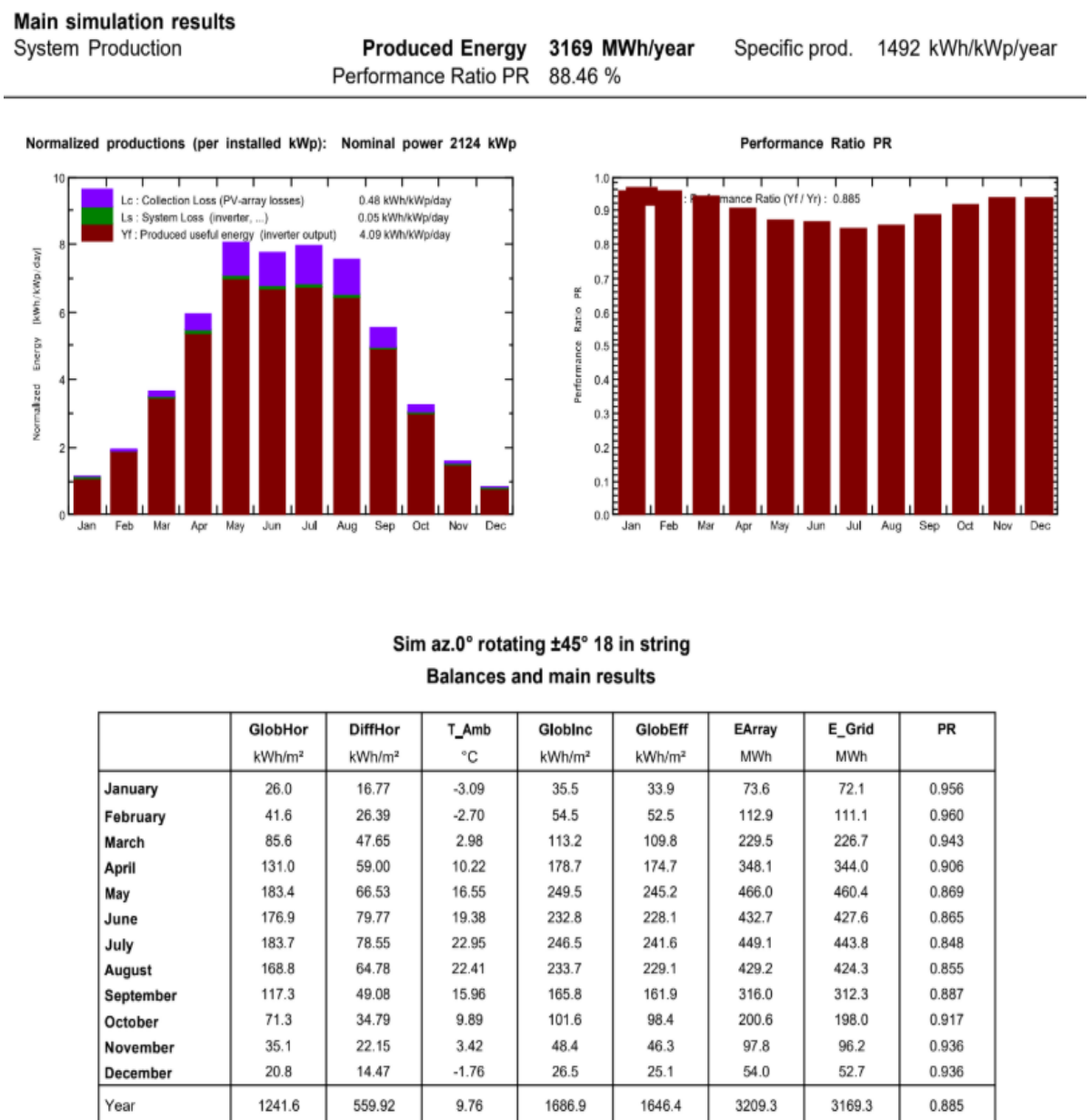


Рисунок.1.13 – Прогнозування виробітку енергії трекерною станцією за 1 рік

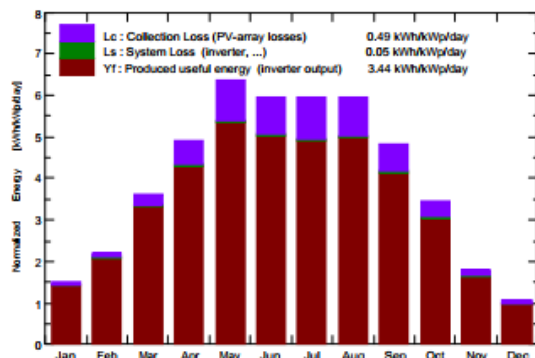
Main simulation results

System Production

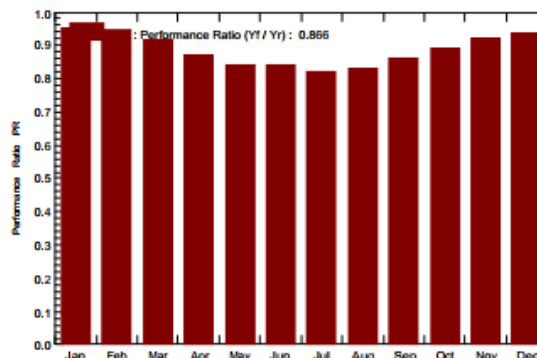
Produced Energy 2814 MWh/year
Performance Ratio PR 86.57 %

Specific prod. 1255 kWh/kWp/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2242 kWp



Performance Ratio PR


New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	26.9	15.19	-3.22	46.5	45.1	100.9	99.1	0.951
February	43.9	27.82	-2.92	61.5	59.5	132.4	130.5	0.946
March	88.4	48.30	2.74	111.9	108.4	233.3	230.3	0.918
April	130.4	59.77	10.21	147.8	142.9	293.3	289.6	0.874
May	188.4	68.80	16.39	196.7	190.1	376.2	371.3	0.842
June	180.9	86.54	19.12	178.6	172.2	341.5	337.3	0.842
July	183.5	80.21	22.72	184.6	178.0	345.0	340.6	0.823
August	168.1	71.56	22.24	185.3	179.2	350.2	345.9	0.833
September	116.4	51.86	15.78	144.6	139.8	281.9	278.4	0.859
October	73.6	32.02	9.73	106.6	103.4	215.3	212.5	0.889
November	33.8	20.78	3.25	53.4	51.7	112.4	110.6	0.924
December	20.8	14.71	-1.97	32.6	31.5	69.8	68.5	0.938
Year	1255.1	577.57	9.58	1450.1	1401.7	2852.2	2814.5	0.866

Рисунок.1.14 – Прогнозування виробітку енергії статичної сонячної станції за 1 рік

З таких розрахунків ми спостерігаємо різницю з генерації приблизно на 11%. Що складає 354 МВт на рік, за не дуже складними підрахунками можна перевести ці дані в збільшення прибутку: $354,000 \times 0.163 = 4\,7702$ Євро.

1.11 Система моніторингу та управління трекерами

Система моніторингу Миролюбівської СЕС виконано по спеціальному замовленню компанією AlsoEnergy.

Powerlogger 1000 має міцний сенсорний екран. За словами виробника, ця інновація дозволяє працівникам здійснювати введення в експлуатацію, перевірку та усунення несправностей без необхідності взаємодії з портативним комп'ютером або мобільними пристроями.

Powerlogger 1000 записує дані в режимі реального часу з польових пристроїв такі як:

- Датчик положення сонця
- Анемометр

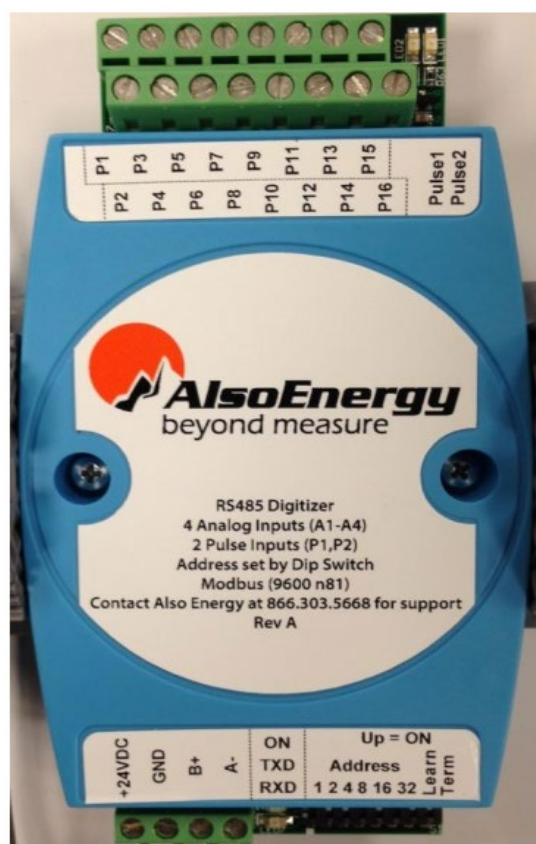


Рисунок.1.15 - Метеорологічну погодна станція

Для дослідження погодних умов на території нашої СЕС було використано метеорологічну погодну станцію AlsoEnergy «Integrated Weather Station», яка приймає аналоговий сигнал із встановлених сенсорів на дахові диспетчерської.

Оброблені дані прийняті з сенсорів погодня станція перетворює в дискретний сигнал и за допомоги інтерфейсу RS 485 по протоколу Moudbus

відправляє їх на постійний запам'ятовуючий «Adam - 4055», пристрій, який при відключення живлення, збереже всю раніше внесену в нього інформацію.

Потому ж самому інтерфейсу ці дані може одержує сам Powerlogger 1000, і завантажувати їх на сервер. Після того як ми його зареєструємо в системі моніторингу AlsoEnergy PowerTrack з'явиться можливість дистанційно спостерігати за погодними умовами та кількістю згенерованої генерації

Керування поворотними столами відбувається завдяки ПЛК, який знаходиться біля кожного силового актуатора. Контролер отримує сигнал який надходить від центрального процесору по витій парі «Ethernet» Після обробки даних контролер передає команду на вихідну секцію, яка в нашому випадку слугує блоком подачі живлення на силовий агрегат актуатора.

Всі ПЛК підключені послідовно, та слугують репітором для передаваного сигналу.

2 Спеціальний розділ

2.1 Розробка генплану

На основі придбаної земельної ділянки, 5,5 Га яка розташована не подалік с. Миролобівка починаємо проектування наземної Фотогальванічної електричної станції потужністю 2,12МВт-пик.

Для розташування основних масивів з фотомодулями необхідно провести підрахунок, а потім перевірку розрахункової відстані між ними.

Ці підрахунки базуються на метеорологічних даних взяті з сайт НАСА Отримані підрахунки виключають такі проблеми як затінення нижньої частини робочого фотомодуля ідентичною установкою.

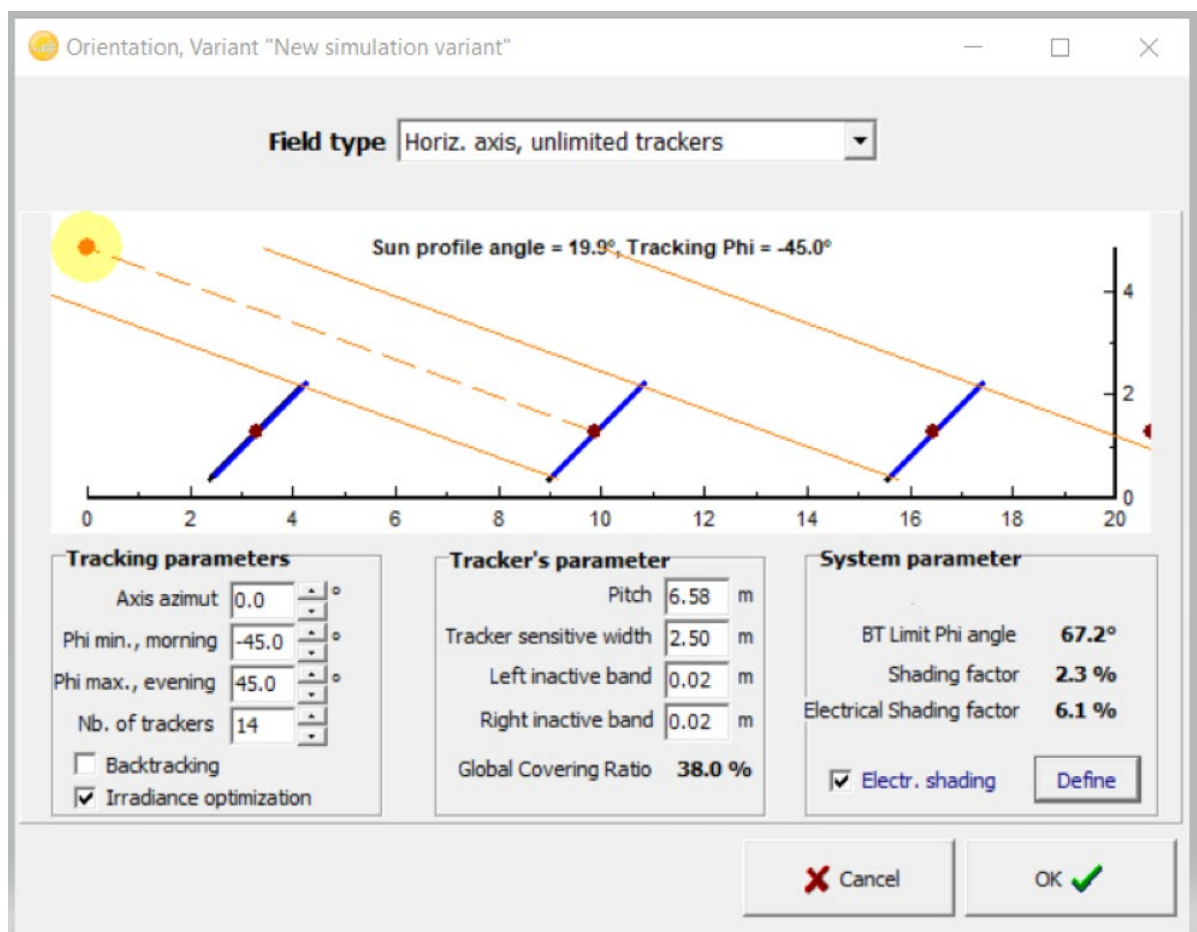


Рисунок. 2.1 – Симуляція повороту трекерів

В програмі автокад розроблено схематичне зображення розташування поворотних столів з фотомоулями

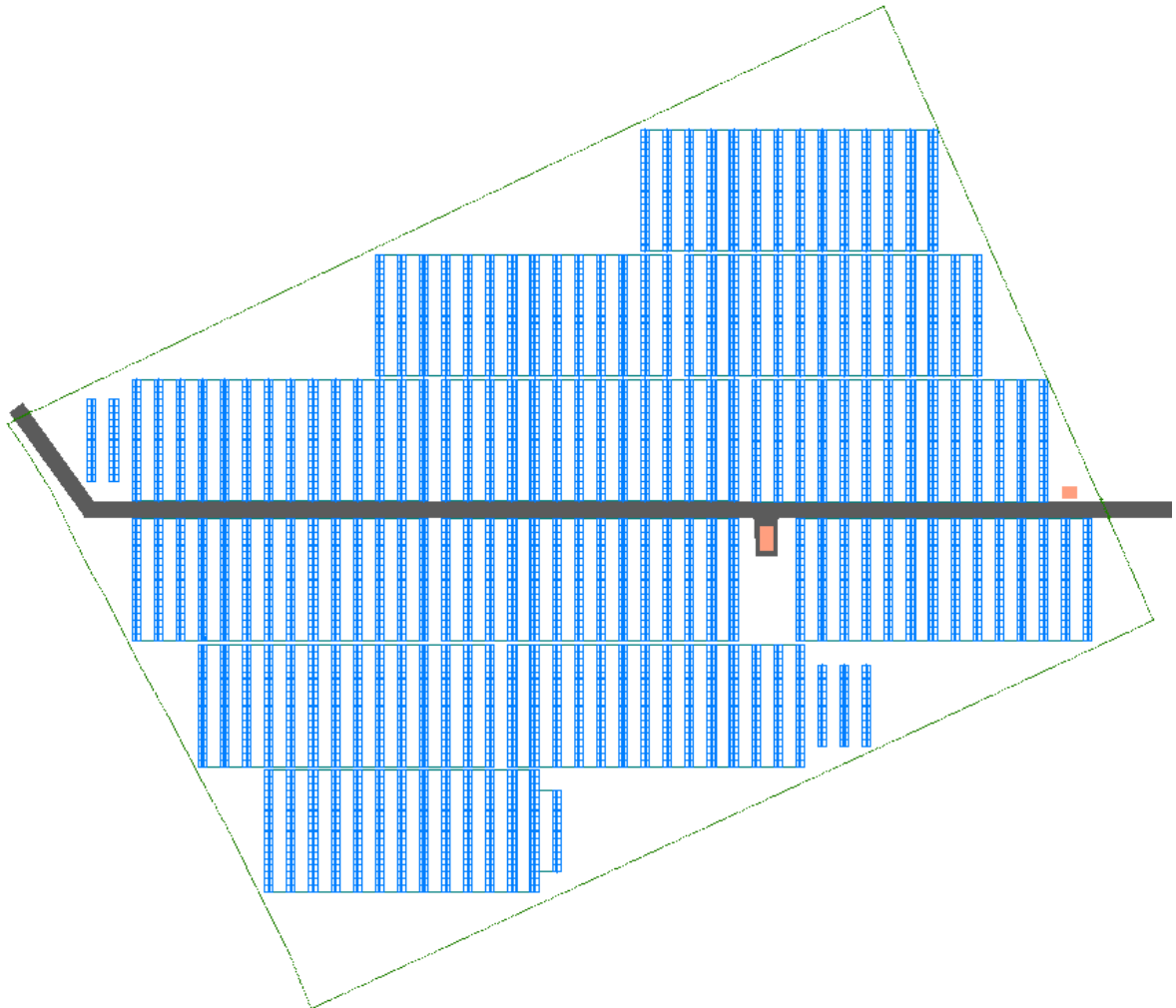


Рисунок. 2.2 – Розташування фотомодулів на генплані

2.2 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму

ФЕМ послідовно з'єднуються кабелями постійного струму (PV кабелями) перерізом $1 \times 6 \text{ мм}^2$ в збірки (стрінги) з оптимально вибраною кількістю сонячних модулів. Розраховується довжина кабелю в межах кожної збірки за паспортними параметрами прийнятих до встановлення ФЕМ.

За визначеним місцем розташування інвертора розраховано довжину кабелю постійного струму від виводів кожної збірки до інвертора.

Складено кабельний журнал, у якому відображено довжину кабельної мережі в напрямку від окремого столу до інвертора.

Після цього виконується розрахунок сумарної довжини мережі постійного струму всіх інверторів. Кожному столу ФЕМ присвоюється номер та буква поля, на якому він розташований.

Таблиця.2.1 – Кабельний журнал DC

Кабельний журнал вид стрингів до інвертора					
Точка приєднання	Початок	Кінець	Марка	прокладка	Довжина провідника +5%
DC/Inv/1	STR-1/±	Inv1/MPPT1	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	848
DC/Inv/2	STR-2/±	Inv1/MPPT2	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	833
DC/Inv/3	STR-3/±	Inv1/MPPT3	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	808
DC/Inv/4	STR-4/±	Inv1/MPPT4	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	630
DC/Inv/5	STR-5/±	Inv1/MPPT5	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	642
DC/Inv/6	STR-6/±	Inv1/MPPT6	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	692
DC/Inv/7	STR-7/±	Inv1/MPPT7	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	737
DC/Inv/8	STR-8/±	Inv1/MPPT8	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	769
DC/Inv/9	STR-9/±	Inv1/MPPT9	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	818
DC/Inv/10	STR-10/±	Inv1/MPPT10	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	832
DC/Inv/11	STR-11/±	Inv1/MPPT11	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	822
DC/Inv/12	STR-12/±	Inv1/MPPT12	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	663
DC/Inv/13	STR-13/±	Inv1/MPPT13	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	709
DC/Inv/14	STR-14/±	Inv1/MPPT14	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	692
DC/Inv/15	STR-15/±	Inv1/MPPT15	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	715
DC/Inv/16	STR-16/±	Inv1/MPPT16	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	683
DC/Inv/17	STR-17/±	Inv1/MPPT17	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	678
DC/Inv/18	STR-18/±	Inv1/MPPT18	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	703
DC/Inv/19	STR-19/±	Inv1/MPPT19	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	697
DC/Inv/20	STR-20/±	Inv1/MPPT20	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	743
DC/Inv/21	STR-21/±	Inv1/MPPT21	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	778
DC/Inv/22	STR-22/±	Inv1/MPPT22	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	789
DC/Inv/23	STR-23/±	Inv1/MPPT23	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	814
DC/Inv/24	STR-24/±	Inv1/MPPT24	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	792
DC/Inv/25	STR-25/±	Inv1/MPPT25	H1Z2Z2-K	в чг Ø 40мм	821

2.3 Визначення сумарних втрат потужності в мережі постійного струму

Для підрахунку втрат (ΔP) в кабельних мережах постійного струму візьмемо середню арифметичну довжину лінії, так як розбіжність не перевищує: 1,2%

Середня довжина лінії DC: 0.644 км

$$I_{\text{стр}} = 9.11; I_{\text{км.DC}} = 0.644; R_0 = 3.1$$

$$\Delta P = 2I_{\text{стр}}^2 \times I_{\text{км.DC}} \times R_0 = 331.4 \text{ Вт}$$

Де R_0 – питомий опір 1-го км постійного струму, який дорівнює для кабелю перерізом 6 мм² можна прийняти значенням 3,1 Ом/км;

$I_{\text{стр}}$ – струм, який протікає через стрінг (збірку) ФЕМ, (наприклад, $I_{\text{стр}} = 9,11\text{А}$).

Представимо витрати у відсотковому показнику:

$$P_{\text{інв}} = 80 \text{ кВт}$$

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{P_{\text{інв}}} 100\% = \frac{331.4 \times 10^{-3}}{80} 100\% = 5,799\%$$

Таким чином ми одержали ККД мережі DC 94%

2.3.1 Технічні характеристики кабелю постійного струму:

- Категорія PV кабеля - не коаксимальний, ізольований,
- Переріз - 1x6 мм²,
- Кількість провідників, шт -1,
- Діаметр ізоляції, 7
- Ізоляція - зшитий поліетилен,
- Многожильний, з мідно-луженими жилами для додаткового захисту від корозії,
- Не руйнується від сонячного випромінювання,
- Стійкий до високих температур,

- Температурний діапазон : - 40 °С ... + 90 °С
- Максимальна температура нагріву : 120С
- Максимальна напруга 1500 В
- Номінальний струм, 55 А
- Колір - черный, красный
- Бухта, 500 м,
- Габаріти упаковки - 340x340x115 мм,
- Гарантійний термін використання - 20 роки

2.4 Вибір кількості та потужності трансформаторів КТП

При виборі трансформатора приймаємо коефіцієнт завантаженості $K_3=1$

Таблиця 2.2- Початкові дані для розрахунку потужності трансформатора

Вхідні дані		
№ П/П	Найменування	Значення
1	Напруга мережі,кВ	0,4/35
2	Максимальне розрахункове навантаження, кВт	2000
3	Коефіцієнт потужності (cosφ)	1

Приймаємо до розглядання силовий трансформатор 2500кВА. Мінімальна кількість трансформаторів визначається за формулою:

$$N_T = S_p / K_3 \times S_{HT}$$

Де S_p – Розрахункове повне навантаження підстанції, кВА;

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора, $K_3=1$;

S_{HT} – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Таблиця 2.3 – Умови використання силового трансформатора

Найменування об'єкта	Значення
СЕС	2000
$\cos\phi$	1
$Tg\phi$	-
S_p , кВА	2000
S_{HT} , кВА	2500
N_T	0,8

Використовуємо для нашої СЕС 1 трансформатор.

Фактичний коефіцієнт завантаження трансформатора визначемо за формулою:

$$K_3=1 \quad S_p=2000 \quad S_{HT}=2500$$

$$N_T = \frac{S_p}{K_3 \cdot S_{HT}} = 0,8$$

Силовий трансформатор типу ТС 2500кВА 10/0.4, має коефіцієнт завантаженості $K_3 = 0.8$

2.5 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ

Виконаємо розрахунок кабелю 0,4 кВ з пластиковою ізоляцією для мережі 0,4 кВ від інвертора до КТП з перевірками:

- по допустимому тривалому струму навантаження;
- по допустимому струму короткого замикання по жилі;
- за втратами напруги.

Для передачі енергії від 25 інверторів до КТП 10/0.4 кВ використовується чотирьох провідний силовий кабель різного поперечного перерізу. Це здійснено з урахуванням втрат напруги в елементах мережі та економічно доцільного використання матер'ялу.

2.5.1 Розрахунок максимальних струмів, та втрат в кабельній лінії 0,4кВ

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для інвертора потужністю 80 кВт:

$$I_{\text{м}}^{\text{інв}} = \frac{P_{\text{н.інв}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(0.99)} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot \cos(0.99)} = 136.556 \text{ A}$$

Де $P_{\text{н.інв}} = 80$ кВт; $U = 0.38$ кВ,.

Перевірка силових кабелів по допустимому тривалому струму навантаження. Кабель підходить для прокладки, якщо виконується умова:

$$I_{\text{р.м}} < I_{\text{доп}}$$

де $I_{\text{р.м}}$ – розрахунковий струм в мережі, А;

$I_{\text{доп}}$ – максимальний розрахунковий струм

Розрахунок викоуємо згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ.» З урахуванням додаткових корегуючих коефіцієнтів:

$k_1 = 0.93$ (кабель з напругою до 1кВт прокладається на глибини 0,8-1,2 м),

$k_2 = 0.89$ – поправочний коефіцієнт на температуру ґрунту $t_{\text{гр}} = 25$ °С

$k_3 = 1.05$ – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань.

$k_m = 1.13$ – допустиме перенавантоження струмом в режимі режимі перенавантаження (ПУЕ п. 1.3.16)

$I_{\text{доп.наск}}$ - взято з паспортних даних силового кабелю, (Див рис.2.3)

Максимальний розрахунковий струм:

$$I_{\text{доп95}} = I_{\text{доп.пасп}} \cdot k1 \cdot k2 \cdot k3 \cdot km = 199 \cdot 0.9 \cdot 0.83 \cdot 1.05 \cdot 1.13 = 276.943 \text{ A}$$

АВББШв 4х95 (ож)-1 ГОСТ 16442-80, ТУ У 31.3-00214534-048:2007		
Кабели силовые с алюминиевыми ТПЖ, с изоляцией из ПВХ пластиката, бронированные стальными оцинкованными лентами, с защитным шлангом из ПВХ пластиката ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
Номинальное напряжение	кВ	1
Число и номинальное сечение токопроводящих жил	мм ²	4 х 95
Толщина фазной изоляции	мм	1.6
Длительно допустимые токовые нагрузки на переменном токе промышленной частоты *		
• при прокладке в воздухе	А	183
• при прокладке в грунте	А	199
Максимально допустимая температура жилы		
• длительно	° C	+70
• в аварийном режиме	° C	+90
• при коротком замыкании	° C	+160
Диапазон рабочих температур	° C	-50 ... +50
Минимальный радиус изгиба при прокладке	мм	292.5
Расчетный наружный диаметр кабеля (справочно) **	мм	39
Масса кабеля (ориентировочно)	кг/км	2180
Расчетная строительная длина кабеля и масса брутто при поставке на барабанах	М, Т	№ 16а: 630 • 1.6 № 18: 720 • 2.0

Рисунок. 2.3 – Паспортні характеристики силового кабелю

Розрахунок кабелів по відхиленню напруги із пластиковою ізоляцією з урахуванням термічної стійкості і не повнофазного режиму роботи та допустимої втрати напруги.

Складено кабельний журнал, у якому відображено довжину кабельної мережі 0,4 кВ,

Таблиця 2.4 – кабельний журнал ліній 0.4кВ

кабельний журнал напруги 0.4 кВ				
позначення кабеля	початок	кінець	кількість перерізів жил	довжина
КЛ - I1	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I1	4×95	45
КЛ - I2	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I2	4×185	95
КЛ - I3	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I3	4×185	82
КЛ - I4	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I4	4×95	15
КЛ - I5	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I5	4×95	22
КЛ - I6	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I6	4×185	83
КЛ - I7	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I7	4×240	122
КЛ - I8	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I8	4×240	115
КЛ - I9	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I9	4×185	81
КЛ - I10	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I10	4×240	194
КЛ - I11	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I11	4×240	158
КЛ - I12	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I12	4×240	181
КЛ - I13	QF - 1/РП - 0.4/КТП	I13	4×185	67

Кінець таблиці 2.4

КЛ - І14	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І14	4×95	25
КЛ - І15	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І15	4×185	58
КЛ - І16	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І16	4×185	62
КЛ - І17	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І17	4×240	123
КЛ - І18	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І18	4×240	155
КЛ - І19	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І19	4×240	197
КЛ - І20	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І20	4×240	172
КЛ - І21	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І21	4×240	178
КЛ - І22	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І22	4×95	29
КЛ - І23	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І23	4×185	86
КЛ - І24	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І24	4×240	120
КЛ - І25	QF - 1/РП - 0.4/КТП	І25	4×240	177

Максимальна відстань з використанням кабеля АВБбШв 4×240.

Втрати напруги в елементах електричної мережі визначаються за формулою:

$$\varphi = 0.99, U=380, I_{\text{інв}} = 137 \text{ А}, l_{\text{км}} = 0.194, r_0 = 0.125, x_0 = 0.136.$$

$$\Delta U = \frac{100\sqrt{3}(I_{\text{інв}} \cdot l_{\text{км}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + 0.194 \cdot \sin(\varphi)))}{U} = 2.03\%,$$

Максимальна відстань з використанням кабеля АВБбШв 4×195,

$$l_{\text{км}} = 0.095, r_0 = 0.165, x_0 = 0.14.$$

$$\Delta U = \frac{100\sqrt{3}(I_{\text{інв}} \cdot l_{\text{км}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + 0.095 \cdot \sin(\varphi)))}{U} = 1.21\%,$$

Максимальна відстань з використанням кабеля АВБбШв 4×95,

$$l_{\text{км}} = 0.045, r_0 = 0.32, x_0 = 0.153.$$

$$\Delta U = \frac{100\sqrt{3}(I_{\text{інв}} \cdot l_{\text{км}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + 0.045 \cdot \sin(\varphi)))}{U} = 0.99\%,$$

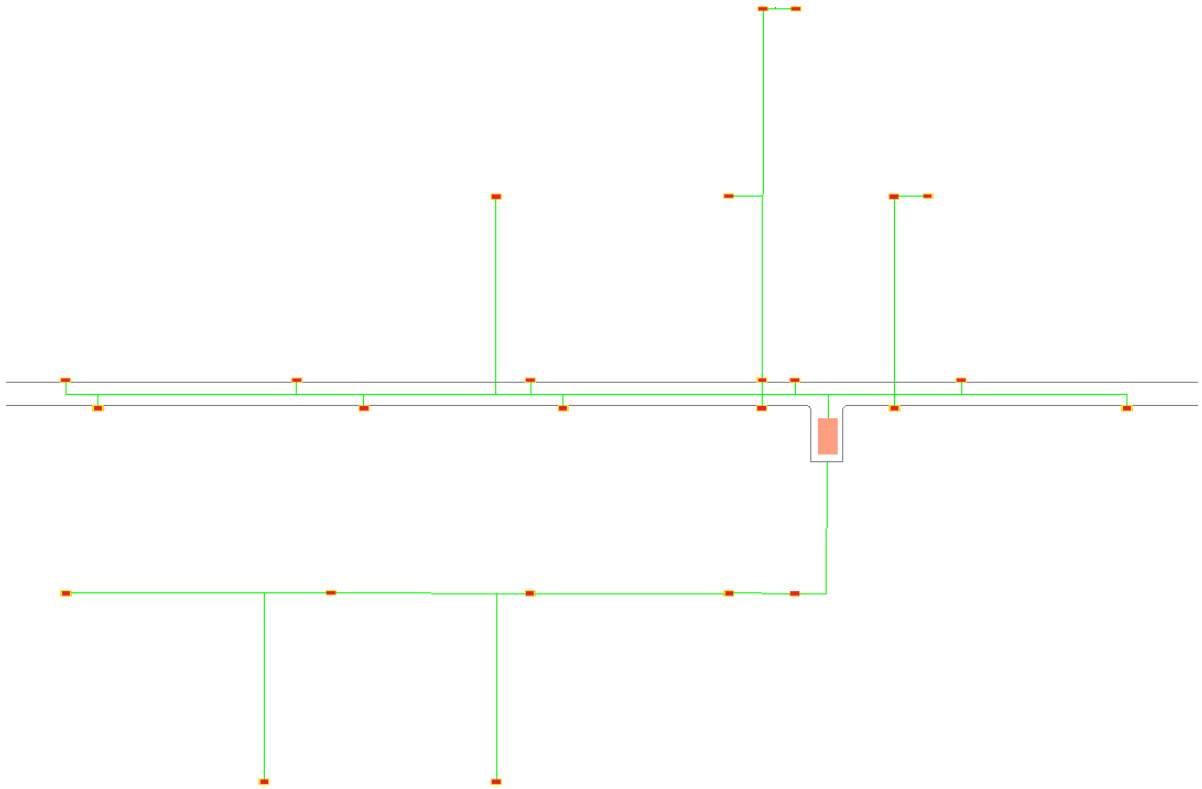


Рисунок.2.4.- План траншей для прокладки силового кабелю

2.6 Розрахунок струмів КЗ в мережах -35 кВ

Для вибору та перевірки комутаційної апаратури та кабельних ліній необхідно виконати розрахунки струмів КЗ в характерних точках схеми.

Розрахунок виконуємо приблизним приведенням параметрів схеми заміщення елементів до базисних умов у відносних одиницях.

К1 – кабельна лінія 35 кВ розподільчого пункту СЕС, звідки відбувається віддача потужності в мережу;

К2 – шинопровід 35 кВ, КТП;

К3 – шинопровід 0,4 кВ, КТП (розподільчий пункт 0,4 кВ КТП)

К4 – в кінці кабельної лінії 0,4 кВ (в точці підключення КЛ-0,4 кВ до інвертора).

Для знаходження струму КЗ в точці К1 необхідно врахувати опір прийнятої лінії видачі потужності в мережу.

2.6.1 Коротке замикання на стороні ВН

$U_{\text{ср.в}}=37$ кВ – середнє значення напруги в мережі 35 кВ

$S_{\text{баз}} = 100$ МВА – базисна потужність КЗ

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}U_{\text{б}}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 37 \times 10^3} = 15.6 \text{ кА},$$

Тоді опір системи буде становити:

$$X_{c^*} = \frac{100 \times 10^6}{100 \times 10^6} = 1,$$

Опір КЛ-35 кВ довжиною $l = 1.156$ км.

- Індуктивний:

$$X_{\text{кл35.1}^*} = X_0 l_0 \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{б}}^2} = 0.443 \times 1.156 \frac{100 \times 10^6}{37 \times 10^6} = 0.37 \text{ Ом},$$

де $X_0 = 0,443$ Ом/км – питомий опір кабельної лінії 35 кВ;

- Активний:

-

$$R_{\text{кл35.1}^*} = R_0 \times l_1 \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 0,135 \times 1,156 \frac{100 \times 10^6}{37 \times 10^6} = 0,114,$$

- де $R_0 = 0,135$ Ом/км – питомий опір кабельної лінії 35 кВ

Розрахунок струму короткого замикання в кабельній лінії 35 кВ:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_c \times I_{\text{б}}}{\sqrt{R_{\text{кл35.1}^*}^2 + X_{\text{кл35.1}^*}^2}} = \frac{1 \times 0.16 \times 10^3}{\sqrt{0,11^2 + 0,37^2}} = 11.32 \times 10^3 \text{ А},$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 1,504 \times 10^3 = 9.8 \times 10^3 \text{ А},$$

Розрахунок для точки К2 виконується аналогічно за прийнятими параметрами кабельної лінії від РП-35 до КТП, які встановлюються на СЕС. До наведеного вище розрахунку додається опір ще однієї КЛ-35 кВ.

Струм в точці К2 буде дещо меншим, ніж в К1

Детальний розрахунок у прикладі не проводимо, а приймемо, що на шинах 35 кВ КТП струм К3 становитиме 11.3 кА.

$$X_{\text{кл}35.2^*} = X_0 l_2 \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0.063 \times 0,2 \frac{100 \times 10^6}{37 \times 10^6} = 0,014 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{кл}35.2^*} = R_0 l_1 \frac{S_6}{U_6^2} = 0.37 \times 0,2 \frac{100 \times 10^6}{37 \times 10^6} = 0,00092 \text{ Ом},$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{E_c \times I_6}{\sqrt{(R_{*\Sigma K1}^2 + R_{*\text{кл}35.2})^2 + (X_{*\Sigma K1}^2 + X_{*\text{кл}35.2})^2}} =$$

$$= \frac{1 \times 1,56 \times 10^3}{\sqrt{0.134 + 1,439}} = 11,08 \times 10^3 \text{ А},$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 11,08 \times 10^3 = 9,78 \times 10^3 \text{ А},$$

$$\text{Тоді: } S_{K2} = \sqrt{3} I_{K2}^{(2)} \times U_{\text{ср}} = \sqrt{3} \times (0,935 \times 37) \times 10^3 = 626,7 \text{ МВА},$$

2.6.2 Коротке замикання на стороні НН

Розрахунок виконуємо приблизним приведенням параметрів схеми заміщення елементів до базисних умов в іменованих одиницях.

$U_{\text{ср.н}} = 0,4 \text{ кВ}$ – середня напруга на низькій стороні трансформатора.

Розраховуємо струми К3 для точки К3 (шини 0,4 кВ КТП):

Опір високовольтної частини, приведений до напруги 0,4 кВ:

- сумарний активний опір до точки К3:

$$R_{\Sigma К3.2}^* = (R_{кЛ35.1} + R_{кЛ35.2}) \frac{U_{2cp}^2}{U_{1cp}^2} = (0,114 + 0,03) \frac{0,4^2}{37^2} = 0,0168 \text{ мОм},$$

- сумарний реактивний опір до точки К2:

$$X_{\Sigma К3.2} = (X_c + X_{кЛ1} + X_{кЛ2}) \frac{U_{2cp}^2}{U_{1cp}^2} = (1 + 0,114 + 0,03) \frac{0,4^2}{37^2} = 0,134 \text{ мОм},$$

2.6.3 Розрахунок опору силового трансформатора

Степень защиты оболочки	IP 00
Производитель	TMC Transformers
Тип трансформатора	TMCRES-S
Номинальная мощность	2500 кВА
Напряжение ВН / НН	35 кВ / 0,4 кВ
Регулирование напряжения	ПБВ ±2х2,5% (5 ступеней)
Номинальная частота	50 Гц
Схема и группа соединения обмоток	D/Yn-11
Охлаждение	AN (естественное воздушное)
Степень защиты оболочки	IP 00 (без кожуха)
Поворотные ролики	4 шт (1 комплект)
Термодатчики	РТ 100 (3 шт)
Термоконтроллер	T-154

Рис. 2.5 – Паспортні дані трансформатора ТС 25000 35/0.4

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \times U_H^2}{S_{H.T}^2} \times \left(\frac{U_{cp.осн}^2}{U_{cp.i}^2} \right) = \frac{15 \times 35 \times 10^3}{25000} \times \left(\frac{0,4^2}{37^2} \right) = 0,384 \text{ мОм},$$

$$Z_T = \frac{u_{к\%} \times U_H^2}{100 \times S_{HT}} \times \left(\frac{U_{cp.och}^2}{U_{cp.i}^2} \right) = \frac{7 \times 35 \times 10^3}{100 \times 25000} \times \left(\frac{0,4^2}{37^2} \right) = 4,608 \text{ мОм},$$

$$X = \sqrt{Z_T^2 + R_T^2} = \sqrt{4,009^2 + 0,344^2} = 4,592 \text{ мОм},$$

Опір кабельної лінії від РЩ - 0,4 КТП до інвертора:

$$R_{кЛО,4} = r_0 \times l_{кЛО,4} = 0,32 \times 0,04 = 13 \text{ мОм},$$

$$X_{кЛО,4} = x_0 \times l_{кЛО,4} = 0,153 \times 0,04 = 6,12 \text{ мО},$$

2.7 Розрахунок токів короткого замикання в мережі 0.4 кВ

При розрахунку струмів короткого замикання в мережах до 1000 В необхідно враховувати перехідні опори котушок і контактів автоматичних вимикачів та трансформаторів струму, рубильників та підключень кабельних ліній. З цією метою вводимо у розрахунок додатковий опір, значення якого приймаємо для точки К4 – 7 мОм, для точки К3 – 5 мОм.

Додатковий опір для точок К3:

ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в установках переменного тока напряжением до 1 кВ.

Розраховуємо струми короткого замикання в точці К3:

- сумарний активний опір:

а) без урахування опору дуги

$$R_{\Sigma K3min} = R_{\Sigma K2} \times R_T + R_{дод} = (0,0168 \times 0,384) + 5 = 5,38 \text{ мОм},$$

б) з урахуванням опору дуги (для знаходження мінімальних струмів КЗ):

$$R_{\Sigma K3max} = R_{\Sigma K2} \times R_T + R_{дод} + R_{д1} = (0,0168 \times 0,384 + 5 + 3) = 8,384 \text{ мОм},$$

$R_{д3} = 3 \text{ мОм}$ – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 2500 кВА, прийнятий у відповідності до ГОСТ 28249-93

- сумарний реактивний опір:

$$X_{\Sigma K3.3} = X_{\Sigma K2} + X_T = 0,0168 + 0,384 = 4,59 \text{ мОм},$$

- струм трифазного КЗ:

$$I_{K3.3.max}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K3max}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{5,384^2 + 4,592^2}} = 32,636 \text{ кА},$$

$$I_{K3.3.min}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K3min}^2 + X_{\Sigma K}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{8,384^2 + 4,592^2}} = 24,159 \text{ кА},$$

- струм двофазного КЗ:

$$I_{K3.3.max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 32,64^2 = 28,263 \text{ кА},$$

- струм однофазного КЗ, кА

Для розрахунку $I_{K3}^{(1)}$ по ПУЕ рекомендується наступна спрощена формула:

$$I_{K3}^1 = \frac{U_{\phi}}{Z_{T0} + Z_H} = \frac{220}{4,608 + 8,062} = 8,062 \text{ кА},$$

де U_ϕ - фазна напруга мережі; Z_{T0} - опір силового трансформатора при однофазному замиканні на корпус..

Повний опір петлі: фазний - нульовий провід:

$$Z_H = \sqrt{(R_c + R_\phi + R_d + R_{\text{дод}})^2 + (X_c + X_\phi + X_H)^2} = 8,062 \text{ мОм},$$

де R_ϕ, R_n, X_ϕ, X_n - сумарні активні і реактивні опори фазного і нульового проводів всіх ділянок розрахункового ланцюга (КТП - Інвертор - КТП). Для проводів з кольорових металів рівні омічному опору при $f = 50$ Гц;

R_d - опір дуги в точці КЗ приймається по ГОСТ 28249-93;

X_c, R_c - опір живлячої системи.

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ср.}\phi}}{Z_{T(0)} + Z_H} = \frac{220}{4,009 + 8,062} = 17,36 \text{ кА},$$

Розраховуємо струми короткого замикання в точці К4 (інвертор):

- сумарний активний опір

$$R_{\Sigma 4 \text{min}} = R_{\Sigma \text{КЗ}} + R_{\text{кл}0,4} + R_{\text{дод}2} = 3.994 + 2.4 + 5 = 10.4 \text{ мОм},$$

$$R_{\Sigma 4 \text{max}} = R_{\Sigma \text{КЗ}} + R_{\text{кл}0,4} + R_{\text{дод}2} = 3.994 + 2.4 + 7 = 20.4 \text{ мОм},$$

де $R_{d2} = 7$ мОм – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 2500 кВА в кінці кабеля перерізом 35 мм² довжиною (від КТП до інвертора), прийнятий у відповідності до ГОСТ 28249-93

- сумарний реактивний опір

$$X_{\Sigma 4} = X_{\Sigma \text{КЗ}} + X_{\text{кл}0,4} = 4.592 + 6.12 \times 10^{-3} = 4.598,$$

- струм трифазного КЗ:

$$I_{K4.max}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}\sqrt{R_{\Sigma K4min} + X_{\Sigma K4}}} = \frac{400}{\sqrt{3}\sqrt{10.397 + 4.598}} = 20.314 \text{ кА},$$

$$I_{K4.min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}\sqrt{R_{\Sigma K4max} + X_{\Sigma K4}}} = \frac{400}{\sqrt{3}\sqrt{20.397 + 4.598}} = 11.045 \text{ кА},$$

- струм двофазного КЗ

$$I_{K4.max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K4.max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 20.31 = 17.593 \text{ кА},$$

2.8 Вибір параметрів захисної апаратури в мережі 0,4 кВ.

Для підключення розподільчого щита 0,4 кВ до трансформатора приймаємо автоматичний вимикач серії: Masterpact NW40HF. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормальноного режиму Згідно ПУЕ допускається перевантаження трансформатора на 40 %. Наприклад, для тарнсформатора 2500 кВА:

$$I_p = \frac{S_{\text{HT}}}{\sqrt{3}U_{\text{HH}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 3\,798 \text{ А},$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 600 \text{ (В)}$;
- за номінальним струмом автомата: $3\,798 < 4\,000 \text{ (А)}$;
- за номінальним струмом розчеплювача: $3\,798 < 4\,000 \text{ (А)}$.

Приймаємо автомат типу Masterpact NW40HF (виробник Schneider Electric) з технічними характеристиками:

network frequency	50/60 Hz
[Ie] rated operational current	4000 A AC 50/60 Hz 690 V
[Ui] rated insulation voltage	1000 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-3
[Uimp] rated impulse withstand voltage	12 kV conforming to IEC 60947-3
[Icm] rated short-circuit making capacity	187 kA 220..690 V AC at 50/60 Hz

Рисунок.2.6 – паспортні дані Masterpact NW40HF

Вибираємо уставки автомата:

1) Струм спрацьовування захисту від перевантаження:

$$I_{\text{спр.п}} = 1,25 \cdot I_{\text{н.р}} = 1,25 \cdot 4000 = 5\,000 \text{ А,}$$

2) Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{\text{св}}$

$$I_{\text{св}} > 1,25 \cdot I_{\text{пик}}^{(3)} = 1,25 \cdot 3\,798 = 4\,747,5 \text{ А,}$$

Приймаємо $I_{\text{св}} = 3 \cdot I_{\text{н.р}} = 3 \cdot 4000 = 12\,000 \text{ А,}$

3) Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному:

$$1,25 \cdot I_{\text{н.р}} = 1,25 \cdot 4\,000 = 5\,000 \text{ А,}$$

Приймаємо $t_{\text{пер}} = 800 \text{ с,}$ дані взяті з даташиту струмо – часової характеристики обладнання.

4) Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{\text{св}}$.

Приймаємо $t_{\text{св}} = 0,3 \text{ с,}$ що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на нижчому рівні розподілу електроенергії.

5) Струм спрацьовування миттєвого захисту 187 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

2.9 Вибір параметрів кабельних ліній 35 кВ

Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 35 кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження;
- по допустимому струму короткого замикання по жилі;
- по допустимому струму короткого замикання по екрану;
- за втратами напруги.

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для станції потужністю:

$$I_p = \frac{P_{\text{інв}}^{\text{ФЕС}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cos \varphi} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0.99} = 60 \text{ А,}$$

Приймаємо кабель марки 3хАПвЕгаПу - 45 1х185/35

АПвЕгаПу-45 1х185 ТУ У 31.3-00214534-060:2011		
Кабели силовые с алюминиевой ТПЖ, изоляцией из сшитого полиэтилена, продольной и поперечной герметизацией экрана и усиленной наружной оболочкой из полиэтилена		
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
Номинальное напряжение	кВ	45
Максимальное напряжение	кВ	52
Номинальное сечение токопроводящей жилы	мм ²	185
Минимальное сечение экрана	мм ²	25
Уровень частичных разрядов при номинальном напряжении, не более	пКл	6
Допустимый ток короткого замыкания по экрану минимального сечения	кА	14.2
Максимально допустимый ток короткого замыкания по токопроводящей жиле	кА	17.5
Длительно допустимые токовые нагрузки при прокладке в воздухе *		
• треугольником с заземлением экрана с двух сторон	А	401
• треугольником с заземлением экрана с одной стороны или перекрестным заземлением экрана	А	410
• плоскостью с заземлением экрана с двух сторон	А	450
• плоскостью с заземлением экрана с одной стороны или перекрестным заземлением экрана	А	485
Длительно допустимые токовые нагрузки при прокладке в грунте *		
• треугольником с заземлением экрана с двух сторон	А	338
• треугольником с заземлением экрана с одной стороны или перекрестным заземлением экрана	А	346
• плоскостью с заземлением экрана с двух сторон	А	335

Рис.2.5. – Паспортні дані високовольтного кабелю

2.9.1 Розрахунок струму КЗ за заданою потужністю:

$$I_K^{(3)} = \frac{S_k^{35}}{\sqrt{3}U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 37} = 15.6 \text{ кА},$$

$I_K^{(3)} = 15.6 \text{ кА}$ - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання на шинах РП 35 кВ.

$t_{п} = 1 \text{ с}$ - повний час тривалості короткого замикання.

Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження.

Розрахунок викоуємо згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ.» З урахуванням додаткових корегуючих коефіцієнтів, пояснення яких приводиться у розділі :2.5.1

$k_1 = 0.93$; $k_2 = 0.89$; $k_3 = 1.05$; $k_m = 1.13$

Кабель підходить для застосування, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{185}^{35},$$

$$60 < 276.9$$

I_p - розрахунковий струм в мережі , А;

P_p - максимальна розрахункова потужність.

$$I_{185}^{35} = I_{\text{доп.пасп}} k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_m = 338 \cdot 0.9 \cdot 0.83 \cdot 1.05 \cdot 1.13 = 276.9 \text{ А},$$

Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_K^{(3)} < I_{\text{к.з.ж}} ,$$

$$I_{\text{к.з.ж}} = \frac{I_{\text{к.табл}}}{\sqrt{t_{\text{п}}}} = \frac{17,5}{\sqrt{1}} = 17,5 \text{ кА},$$

Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по екрану
Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{\text{к.е}} = \frac{I_{\text{к.п.е}}}{\sqrt{1}} = \frac{14.2}{\sqrt{1}} = 14.2 \text{ кА},$$

$$I_{\text{К}}^{(2)} < I_{\text{к.е}}$$

$$I_{\text{К}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\text{К}}^{(3)} = 0,87 \cdot 15.6 = 13.5 \text{ кА},$$

$I_{\text{к.п.е}} = 14.2 \text{ кА}$ - взятъ с таблиці 2.5 , Умова виконується.

2.9.2 Вибір комутаційного обладнання 35 кВ для видачі потужності в мережу.

На високовольтній лінії 35 кВ нашої СЕС 2.12 МВт монтується елегазовий вимикач із заземлюючими ножами LBSkit -36kv - 20кА (виробни Schneider Electric).

При виборі вимикача були витримані наступні умови:

- | | |
|--|--|
| 1) по номінальному напругенню | $U_{\text{н}} \geq U_{\text{уст}},$ |
| 2) по номінальному току | $I_{\text{н}} \geq I_{\text{рф}},$ |
| 3) динамическая стойкость прохождению токов КЗ | $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}},$ |
| 4) термическая стойкость прохождению токов КЗ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}.$ |

Таблиця 2.5 – Умови вибору роз'єднувача .

Тип разъединителя	РГП.2-35/1000 У1	
Условия выбора	Каталог	Расчет
$U_n \geq U_{уст}$	35	35
$I_n \geq I_{рф}$	630	$P_{ФЕС}/(1,73U_{ном} \cdot \text{ВН}) = 2000/(1,73 \cdot 35) = 330$
$i_{дин} \geq i_y$	50	15.6
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	125	41.65

Выключатели нагрузки

Описание

Номинальное напряжение	10кВ	20 кВ	35 кВ
Испытательное напряжение промышленной частоты	32 кВ / 1 мин	42 кВ / 1 мин	65 кВ / 1 мин
Испытательное напряжение СГИ 1.2/50 мкс	60 кВ	95 кВ	125 кВ
Номинальная частота	50/60 Гц	50/60 Гц	50/60 Гц
Номинальный рабочий ток	630 А	630 А	630 А
Ток термической стойкости (1с)	12,5/16/20/ 25 кА	12,5/16/20 кА	12,5/16/20 кА
Ток динамической стойкости	31,5/40/50/ 62,5 кА	31,5/40/50 кА	31,5/40/ 50 кА
Номинальные токи отключения			
- Преимущественно активная цепь	630А-800 А	630А-800 А	630А-800 А
- Трансформатор без нагрузки	16 А	16 А	16 А
- Ненагруженный кабель	31,5 А	31,5 А	31,5 А
Номинальный ток включения	31,5/40/50/ 62,5 кА	31,5/40/50 кА	31,5/40/50 кА
Количество включений на КЗ	5	5	5

Рисунок. 2.6 – Паспортні дані роз'єднувача

3 Економічна частина

Вступ

У дипломному проекті розглядається розробка структури та електричної частини трекерної фотоелектричної станції потужністю 2,12 МВт. При проектуванні було використано передові технології фотогальванічних установ , які є більш ефективними та економічно доцільними.

Підвищення ефективності генерації на фотоелектричних станціях (ФЕС) збільшує прибутки інвесторів та робить такі інвестиції менш ризиковими, а відсоткову частку відновлювальних джерел енергії у структурі виробництва електроенергії України збільшує за рахунок будівництва нових станцій.

Для обґрунтування економічної доцільності в кваліфікаційній роботі було розглянуто :

- розрахунок проектних капітальних витрат;
- розрахунок експлуатаційних витрат .

3.1 Розрахунок капітальних витрат.

Для реалізації проекту необхідно визначити загальний обсяг вкладених інвестицій. Розмір інвестицій визначається сумою витрат на придбання та монтаж.

Загальна сума витрат підраховуємо за формулою:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об}} \left(\sum_{i=1}^K C_i \right) + Z_{\text{тзс}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{н}},$$

де $K_{\text{об}} (\sum_{i=1}^K C_i)$ сумарна вартість комплектуючих виробів (табл. 3.1);

$Z_{\text{тзс}}$ – транспортно – заготівельні та складські витрати.

$Z_{\text{н}}$ – витрати на налагодочні роботи ;

$Z_{\text{м}}$ – витрати на монтажні роботи (табл. 3.2);

Проектні капіталовкладення в обладнання та монтаж-налагоджувальні роботи взяті на основі цін, які було встановлено на основі запитів та спілкуванні із менеджерами компаній постачальників.

Таблиця 3.1 Зведення капітальних витрат

№	Обладнання	Кількість	Ціна за одиницю, грн.	Сума, грн.
1.	Фотоелектричний модуль Amerisolar AS-6P PERC	6 156	4 284	26 372 304
2.	Мережевий інвертор Sungrow SG80KTL-2	25	12 9607	3 240 175
3.	Металоконструкції	173	17 838	3 085 974
4.	Лінійний актуатор	24	34 999	8 39 976
5.	Двигун електричний	24	17 859	428 616
6.	Кріплення	24	71 741	1 721 784
7.	Комплектна трансформаторна підстанція	1	395 000	395 000
8.	Кабельно провідникова продукція	2 315	208	482 446
УСЬОГО:				36 566 275

Витрати на налагоджувальні роботи розраховуються за формулою:

$$Z_n = \sum (Ч \cdot a \cdot t) \cdot K_d \cdot K_{cm} \cdot K_{pr}$$

де Ч – кількість осіб, що потрібні для монтажу і налагодження устаткування;
 а – годинна тарифна ставка інженера-наладчика, 6-го розряду, грн / год;
 К_д – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;
 К_{см} – коефіцієнт, що враховує відрахування на соціальні заходи;
 К_{пр} – коефіцієнт, що враховує інші витрати при здійсненні монтажних робіт.

Для проектного варіанту:

$$Z_n = 2 \cdot 85 \cdot 40 \cdot 1.1 \cdot 1.22 \cdot 1.05 = 9\,581 \text{ грн}$$

Таблиця 3.2 – Витрати на монтажні роботи.

Назва витрат	Одиниці вимірювання	Позначення	Значення
Кількість працівників	Чоловік	Ч	12
Тарифна ставка шостого розряду	Гривень/годину	а	83
Час на виконання робіт	Годин	t	1584
Коефіцієнт, що враховує розмір доплат		К _д	1,1
Коефіцієнт, що враховує відрахування на соціальні заходи		К _{см}	1,22
Коефіцієнт, що враховує інші витрати при здійсненні монтажних робіт		К _{пр}	1,05

$$Z_m = \sum (Ч \cdot a \cdot t) \cdot K_d \cdot K_{cz} \cdot K_{pr}$$

$$Z_m = 12 \cdot 83 \cdot 1584 \cdot 1.1 \cdot 1.22 \cdot 1.05 = 2\,276\,654 \text{ грн}$$

Вартість транспортних витрат розраховані за даними служби перевезень «Нова Пошта», за доставку вантажа зважаючи на вагу і габарити:

$$З_{\text{тзс}} = 29\,840 \text{ грн.}$$

Розрахунок вартості доставки відбувався за тарифами «Нової Пошти». Загальна сума витрат на придбання і монтаж обладнання:

$$K_{\text{пр}} = 36\,566\,275 + 29\,840 + 2\,276\,654 + 9\,581 = 38\,882\,350 \text{ грн}$$

3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат.

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника F_H визначається відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_H = (D_{\text{к}} - D_{\text{св}} - D_{\text{вих}}) \cdot T_{\text{зм}}, \text{ ГОДИН,}$$

де $D_{\text{к}}$, $D_{\text{св}}$, $D_{\text{вих}}$ – кількість календарних, святкових і вихідних днів у році відповідно;

$T_{\text{зм}}$ – тривалість зміни, годин.

Для охоронця розрахуємо річний робочого часу, прийнявши довжину зміни рівну $T_{\text{зм}} = 24$ години

$$F_H = 365 \cdot 24 = 8\,760 \text{ години.}$$

Для головного диспетчера розрахуємо річний робочого часу, прийнявши довжину зміни рівну $T_{\text{зм}} = 8$ годин.

$$F_H = (365 - 12 - 52 \cdot 2) \cdot 8 = 1\,992 \text{ години.}$$

3.3 Розрахунок амортизаційних відрахувань.

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається у відсотках від суми капітальних витрат за видами основних фондів і нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат.

$$C_a = K_b \cdot \frac{H_a}{100},$$

Де H_a – норма амортизації для змінного обладнання (група 4 основних засобів в Податковому Кодексі України станом на 01.01.2012) мінімальний термін використання 12 років. Для розрахунку норм амортизації використовуємо прямолінійний метод. Норма амортизації для проектного варіанта становить:

$$H_a = \frac{1}{12} \cdot 100\% = 8,4\%$$

Річні відрахування на амортизацію становлять:

$$c_a = 38\,882\,350 \cdot 0,084 = 3\,266\,117 \text{ грн.}$$

Таблиця 3.3 Капітальні і амортизаційні витрати

Вид витрат	Вартість, грн
Капітальні витрати	38 882 350
Відрахування на амортизацію	3 266 117

3.4 Розрахунок річного фонду заробітної плати.

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника F_n визначається відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_n = (D_k - D_{св} - D_{вих}) \cdot T_{зм} , \text{ годин,}$$

де D_k , $D_{св}$, $D_{вих}$ – кількість календарних, святкових і вихідних днів у році відповідно;

$T_{зм}$ – тривалість зміни, годин.

При розрахунку заробітної плати інженерно-технічного персоналу слід враховувати, що вона визначається, виходячи з місячного посадового окладу. Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу представляються у табл. 2.1.

Таблиця 3.4 Розрахунок річного фонду основної заробітної плати обслуговуючого персоналу

№ пп	Найменування професій робітників	Явочний штат у зміну, осіб.	Обліковий склад з урахуванням змінності роботи, осіб	Годинна тарифна ставка або денна заробіт на плата, грн.	Номінальний річний фонд робочого часу, годин	Усього основна зарплата, грн.
1.	Охоронець	1	4	38		
2.	Головний енергетик	1	1	96	1 992	191 232
3.	Електрик	2	2		1 992	165 336
	УСЬОГО	4	7	193	9 960	441 240

Для охоронців розрахуємо фонд робочого часу та заробітної платні:

$$D_k = 365 \text{ діб,}$$

$$D_{св} = 0 \text{ діб,}$$

$$D_{вих} = 0 \text{ діб}$$

$$T_{зм} = 24 \text{ години}$$

$$F_n = 365 \cdot 24 = 8\,760 \text{ годин,}$$

Годинна тарифна ставка

Згідно із ЄТС станом на травень 2020 годинна ставка для робітників III дорівнює:

$$a = 14 \text{ грн / год}$$

$$З = 14 \cdot 5976 = 84\,672 \text{ грн}$$

Для головного енергетика:

$$D_k = 365 \text{ діб,}$$

$$D_{св} = 12 \text{ діб,}$$

$$D_{вих} = 104 \text{ діб}$$

$$T_{зм} = 8 \text{ годин}$$

$$F_n = (365 - 12 - 104) \cdot 8 = 1992 \text{ години,}$$

Згідно із ЄТС станом на травень 2020 годинна ставка для робітників

шістнадцятого розряду дорівнює:

$$a = 96 \text{ грн / год}$$

$$З = 96 \cdot 1992 = 191\,232 \text{ грн}$$

Для електриків:

$$D_k = 365 \text{ діб,}$$

$$D_{св} = 12 \text{ діб,}$$

$$D_{вих} = 104 \text{ діб}$$

$$T_{зм} = 8 \text{ годин}$$

$$F_n = (365 - 12 - 104) \cdot 8 = 1992 \text{ години,}$$

Згідно із ЄТС станом на травень 2020 годинна ставка для робітників шостого

розряду дорівнює:

$$a = 83 \text{ грн / год}$$

$$З=14,17 \cdot 5976 \cdot 2 = 133464 \text{ грн}$$

3.5 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи.

Згідно із ЄСВ, на кінець 2016 року встановлено відсоток відрахувань у розмірі 22 відсоткових пункта:

$$З_{\text{ЄСВ}} = 441\,240 \cdot 0,022 = 97\,072 \text{ грн.}$$

3.6. Визначення інших витрат.

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг і таке інше. Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу

$$c_{\text{ін}} = 441240 \cdot 0,04 = 17\,649 \text{ грн.}$$

Висновок

Даний розділ дипломного проекту містить в собі обсяг капітальних та експлуатаційних витрат. Капітальні витрати - 36 566 275, експлуатаційні - 17 649 .

4 Охорона праці

4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих чинників проектного технологічного об'єкта

Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих чинників проектного технологічного об'єкта

Використання «зеленої» енергії є досить сприятливим для екології та якості життя суспільства в цілому, але будівництво сонячної електростанції є важким і трудоємним процесом який супроводжується безпосереднім впливом на навколишнє середовище в цілому.

Слід зазначити що все запроектоване устаткування в процесі експлуатації (фотогальванічні панелі, інвертори, комплексні трансформаторні підстанції) не призводять до забруднення атмосфери, земельних та водних ресурсів, до зміни ландшафту, флори і фауни, а також не здійснюють впливу на соціальне та техногенне середовище.

А основними джерелами забруднення атмосфери на період будівництва сонячної електростанції будуть будівельні машини та транспортні засоби, що працюють на ділянці будівництва, земляні, фарбувальні і зварювальні роботи.

ФЕС розміщена поза межами земель заповідників і охоронних територій, мисливських угідь, поблизу неї відсутні заселення рідкісних видів тварин і птахів. Цінні види рослин на території, де буде проводитися будівництво, не ростуть.

4.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці

Для забезпечення електробезпеки на електростанції передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних відстаней до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;

- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Для забезпечення сприятливих умов праці на електростанції передбачено:

- освітлення робочих проходів;
- природню та примусову вентиляцію приміщень.

4.3 Пожежна профілактика

Пожежна безпека - стан об'єкта, при якому виключається можливість пожежі, а в разі його виникнення запобігається вплив на людей небезпечних факторів пожежі і забезпечується захист матеріальних цінностей.

Загальні вимоги до пожежної безпеки нормуються ГОСТ 12.1.004-91. Горючими компонентами в системі наведення в відкритій місцевості є: випаровування кислоти в акумуляторі, захисна ізоляція проводів і суха трава.

Протипожежний захист - це комплекс організаційних і технічних заходів, спрямованих на забезпечення безпеки людей, запобігання пожежі, обмеження її розповсюдження, а також на створення умов для успішного гасіння пожежі.

Джерелами загоряння в установці можуть бути електронні схемиф, прилади, застосовувані для технічного обслуговування і аналізу, пристрої електроживлення, електричні іскри, здатні викликати запалення кислотних випаровуванні.

У безпосередній близькості один від одного розташовуються сполучні дроти, кабелі. При протіканні по них електричного струму виділяється значна кількість теплоти. При цьому можливо оплавлення ізоляції. При постійній дії ці системи є додаткову пожежну небезпеку.

Одним з основних засобів пожежогасіння може бути вода. Водю не можна гасити електроустановки під напругою.

Примітка: Застосування води в зв'язку з можливістю виходу з ладу дорогого устаткування можливо у виняткових випадках, коли пожежа приймає загрозливо великі розміри. При цьому кількість води має бути мінімальним, а пристрої необхідно захистити від попадання води, накриваючи їх брезентом або полотном.

Вуглекислий сніг теж є одним із засобів пожежогасіння. Утворюється з рідкої вуглекислоти, при її виході з балона. Застосовується для гасіння електроустановок під напругою, пожеж в закритих приміщеннях і на відкритих майданчиках при невеликих розмірах вогнища горіння.

Наступний засіб пожежогасіння - піна. Для гасіння пожежі використовуються наступні види піни:

- хімічна піна - утворюється в результаті реакції лугу з кислотою, з додаванням піноутворювача;

- повітряно-механічна піна, утворюється при змішуванні води з піноутворювачем одночасно з додаванням кисню (повітря).

Піна застосовується в основному для гасіння горючих рідин.

При гасінні пожежі також використовуються порошкові засоби. Створюються на основі неорганічних солей лужних металів, з додаванням соди, піску. Порошок є єдиними засобами гасіння лужних металів та сполук. Добре збивають полум'я, але не завжди повністю гасять, тому застосовуються спільно з іншими засобами пожежогасіння.

Відкрита місцевість з установкою повинна бути в обов'язковому порядку обладнано ручними засобами пожежогасіння. До них відносять:

1. обладнання протипожежних щитів;
2. пожежні крани;
3. ручні вогнегасники.

Вогнегасники в залежності від застосовуваного в них речовини діляться на хімічні - пінні, повітряно - пінні, вуглекислотні і порошкові.

Персонал, що працює з установкою повинен знати послідовність дій у разі пожежі, а також вміти користуватися ручними засобами пожежогасіння.

Всі електроустановки захищаються апаратами захисту від струмів короткого замикання і перевантажень, які можуть призвести до пожеж і загорянь.

Усі струмопровідні частини, розподільні пристрої, апарати та вимірювальні прилади, а також запобіжні пристрої розривної типу, рубильники, і всі інші пускові

апарати і пристосування монтуються тільки на негорючих підставах (мармур, текстоліт, гетинакс).

З'єднання, окінцювання та відгалуження жил проводів і кабелів, щоб уникнути небезпечних в пожежному відношенні перехідних опорів виробляються за допомогою опресування, зварювання, паяння або спеціальних затискачів.

4.3 Розрахування заземлення електроустановки

Заземлення - це навмисне електричне з'єднання з землею, або її еквівалентом, металевих неструмоведучих частин електроустановок, які можуть опинитися під напругою у зв'язку з пробоем ізоляції на корпус.

Згідно ПУЕ, для забезпечення електробезпеки, всі металеві частини електрообладнання, по яких не повинен проходити струм повинні бути заземлені.

Визначаю струм замикання на землю:

$$I_3 = \frac{\sqrt{3}U_{\Phi}}{350} \cdot 3,5 \cdot l_{\text{к.л.}} \text{ А,}$$

де U_{Φ} – фазна напруга мережі $U_{\Phi}=380\text{В, кВ}$; $l_{\text{к.л.}}$ – довжина електрично зв'язаних кабельних ліній, $l_{\text{к.л.}}=1,2 \text{ км}$;

$$I_3 = \frac{35000}{350} (3,5 \cdot 1,2) = 42 \text{ А,}$$

Визначаю значення опору заземлення R_3 . За ПУЕ, заземлюючий пристрій використовується напругою вище 1000В. $R_3=10 \text{ Ом}$.

Опір природного заземлювача $R_{\text{п}}=17,5 \text{ Ом}$.

Визначається необхідний опір штучних заземлювачів;

$$R_{\text{и}} = \frac{R_{\text{п}} \cdot R_{\text{пуэ}}}{R_{\text{п}} - R_{\text{пуэ}}},$$

$$R_{и} = \frac{17,5 \cdot 10}{17,5 - 10} = 22,6 \text{ Ом},$$

Вибирається тип заземлюючого пристрою, виносний на підставі даних про об'єкт, що захищається, і значень $R_{и}$, ρ .

Вибираються електроди стрижневі і попередньо розміщують їх на плані об'єкта. Як вертикальні заземлювачі варто використовувати сталеві стрижні діаметром 35 мм, довжиною 3 м. Верхній кінець вертикального заземлювача повинен бути занурений на 0,7 м від поверхні землі. Як горизонтальні заземлювачі варто використовувати круглу сталь діаметром 10 мм.

Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту для однорідного ґрунту;

$$\rho_{роз} = \rho_{вим} \cdot \Psi, \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

де $\rho_{вим}$ - питомий опір ґрунту, $\rho_{вим} = 1,5 \cdot 10^2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

Ψ - кліматичний коефіцієнт, $\Psi = 1,5$.

$$\rho_{роз} = 150 \cdot 1,5 = 225, \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Визначаю опір одиночного вертикального заземлювача;

$$R_{в} = \frac{\rho_{роз}}{2\pi l} \cdot \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t_0 + 1}{5t_0 - 1} \right), \text{ Ом}.$$

де $t_0 = 0,7 \text{ м}$ – мінімальна відстань від землі до вертикального електрода;

l – довжина вертикального заземлювача, $l = 3 \text{ м}$;

d – діаметр вертикального заземлювача, $d = 0,035 \text{ м}$.

$$R_{в} = \frac{225}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,035} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 0,7 + 1}{5 \cdot 0,7 - 1} \right) = 63,93, \text{ Ом}.$$

Визначаємо опір горизонтального електрода;

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{роз}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{l^2}{d \cdot t}, \text{ Ом},$$

де $t=0.7$ м – мінімальна відстань від землі до вертикального електрода;

l – довжина горизонтального заземлювача, $l = 25$ м;

d – діаметр горизонтального заземлювача, $d = 0.035$ м.

$$R_{\Gamma} = \frac{225}{2 \cdot 3,14 \cdot 25} \cdot \ln \frac{25^2}{0,035 \cdot 0,7} = 9,73 \text{ Ом}.$$

Тоді розрахунковий опір заземлювача буде визначений за формулою;

$$R = \frac{R_{\text{В}} R_{\Gamma}}{R_{\text{В}} \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} \eta_{\text{В}} \cdot n}, \text{ Ом}.$$

де $\eta_{\Gamma} = 0.75$ – коефіцієнт використання горизонтального смугового електрода;

$\eta_{\text{В}} = 0.74$ – коефіцієнт використання вертикального смугового електрода;

$n = 10$ – кількість вертикальних заземлювачів

$$R = \frac{63,93 \cdot 9,73}{63,93 \cdot 0,75 + 9,73 \cdot 0,74 \cdot 10} = 5,18 \text{ Ом}.$$

Отримане значення опору є допустимим, та може бути застосованим в нашому проекті.

Висновок

В даному звіті розглянуто використання найбільш економічно обґрунтованих і ефективних методів підвищення продуктивності сонячних фотомодулів. Така система не є необхідністю для роботи сонячних панелей, але з його допомоги можна збільшити продуктивність станції.

Звісно таке рішення зведення сонячної станції не є дешевшим, має певні технічні складності, проте ККД є більшим, а площа необхідної земельної ділянки є меншою.

Основна складність полягає в реалізації системи повороту та керування механізмів несущого каркасу для сонячних батарей. Монтаж центрального валу на шарнірах який прокручується навколо своєї осі, за допомоги тягового важіля, представляє собою принцип кривошипно шатунного механізму.

Всі ці складнощі , та ще дуже багато інших необхідно заздалегідь передбачити під час проектування, адже навіть сама мала похибка або неточність може призвести до невиправних аварій.

Список літератури:

1. Інструкція по застосуванню і випробуванню засобів захисту, які використовуються в електроустановках. - М .: Вид-во НЦ ЕНАС, 2003. - 96 с.
2. Булан І. Л. Система автоматичного позиціювання сонячних панелей, 2019 рік
3. Міністерство енергетики та Вугільної промисловості України – Київ, 2017. – 620 с. : ПУЕ – Правила Улаштування Електроустановок;
4. ДП «Державний науково-дослідний інститут будівельних конструкцій» - Київ, 2019. – 136 с. :ДБН – Державні Будівельні Норми
5. Національний Гірничий Університет – Дніпропетровськ, 2012. – 20 с.:
6. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці» в дипломних проектах (роботах) бакалаврів інституту
7. Національний Гірничий Університет – Дніпропетровськ, 2012. – 20 с.:
8. Методичні вказівки до виконання курсового роєкту з дисципліни «сонячна енергетика»
9. [Електронний ресурс] URL: <https://solardom.com.ua> (Дата звернення 14.05.2020)
10. [Електронний ресурс] URL: <https://medium.com/@solar.daoua> (Дата звернення 13.05.2020)

ДОДАТОК А

SG80KTL-20

Input (DC)**SG80KTL-20**

Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	570 V / 620 V
Nominal input voltage	710 V
MPP voltage range	570 – 950 V
MPP voltage range for nominal power	570 – 850 V
No. of independent MPP inputs	1
Max. number of PV strings per MPPT	18
Max. PV input current	144 A
Max. current for input connector	12 A
Max. DC short-circuit current	200 A

Output (AC)

AC output power	80000 VA @ 50 °C
Max. AC output current	116 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 230 / 400 V
AC voltage range	310 – 480 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3

Efficiency

Max. efficiency / Euro. efficiency	98.9 % / 98.7 %
------------------------------------	-----------------

Protection

DC reverse connection protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
DC fuse	Yes (positive and negative, 15A)
PV string current monitoring	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Nominal Power (P_{max})	330W	335W	340W	345W
Open Circuit Voltage (V_{OC})	45.9V	46.1V	46.3V	46.5V
Short Circuit Current (I_{SC})	9.36A	9.44A	9.52A	9.60A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	37.3V	37.5V	37.7V	37.9V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.85A	8.94A	9.02A	9.11A
Module Efficiency (%)	17.01	17.26	17.52	17.78
Operating Temperature	-40°C to +85°C			
Maximum System Voltage	1000V DC			
Fire Resistance Rating	Type 1(in accordance with UL1703)/Class C(IEC61730)			
Maximum Series Fuse Rating	15A			

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

Nominal Power (P_{max})	244W	248W	252W	256W
Open Circuit Voltage (V_{OC})	42.2V	42.4V	42.6V	42.8V
Short Circuit Current (I_{SC})	7.58A	7.65A	7.71A	7.78A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	33.9V	34.1V	34.3V	34.5V
Current at Nominal Power (I_{mp})	7.20A	7.28A	7.35A	7.42A

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Polycrystalline PERC 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	72 (6x12)
Module dimensions	1956x992x50mm (77.01x39.06x1.97inches)
Weight	23kg (50.7lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 1000mm (39.37inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

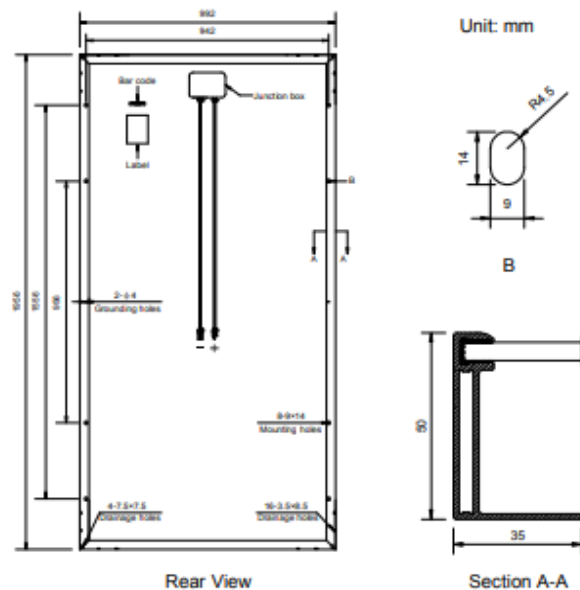
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.40%/°C
Temperature Coefficients of V_{OC}	-0.30%/°C
Temperature Coefficients of I_{SC}	0.05%/°C

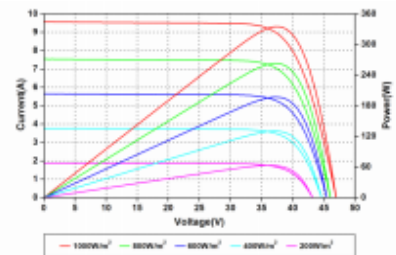
PACKAGING

Standard packaging	21pcs/pallet
Module quantity per 20' container	210pcs
Module quantity per 40' container	462pcs(GP)/506pcs(HQ)

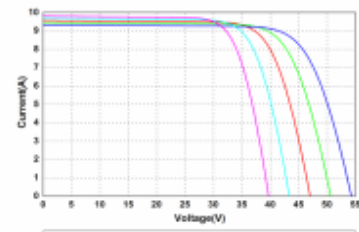
ENGINEERING DRAWINGS



IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

ДОДАТОК Г

		<i>Позначення</i>	<i>Найменування</i>	<i>Кількість</i>	<i>Примітка</i>
1					
2			<i>Документація</i>		
3					
4	A4	<i>СЕН.ПД.20.06.ПЗ</i>	<i>Пояснювальна записка</i>	71	
5					
6			<i>Графічні матеріали</i>		
7					
8	A1	<i>ЕЕ.ПД.20.06.01.ГЧ</i>		1	
9	A1	<i>ЕЕ.ПД.20.06.02. ГЧ</i>		1	
10					
11					
12					