

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

Інститут Електроенергетики  
(інститут)  
Електротехнічний факультет  
(факультет)  
Кафедра електроенергетики  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеню магістра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

Студента Драного Євгенія Олександровича \_\_\_\_\_  
(ПІБ)

академічної групи 141М-20-1 \_\_\_\_\_  
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва спеціальності)  
спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка \_\_\_\_\_  
(офіційна назва)

на тему Розробка фотоелектричної станції потужністю 25 МВт з обґрунтуванням параметрів та режимів сторейдж-системи.  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Півняк Г. Г.			
розділів:				
Аналітичний	Луценко І.М			
Основна Частина	Луценко І.М.			
Техніко- економічне обґрунтування	Тимошенко Л.В.			
Рецензент	Баланюк А.В.			
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

Дніпро  
2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

електроенергетики

(повна назва)

\_\_\_\_\_ Папаїка Ю. А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 року

## **ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу**

**ступеню магістра**

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Драному Є.О. академічної групи 141М-20-1

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Розробка фотоелектричної станції потужністю 25 МВт з обґрунтуванням параметрів та режимів сторейдж-системи,

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.11.2021 р. № 969-с

<b>Розділ</b>	<b>Зміст</b>	<b>Термін виконання</b>
Аналітичний розділ	Аналіз показників генерації і споживання на території України	15.10.2021-01.11.2021
Основна частина	Розрахунок фотоелектричної сонячної станції з обґрунтуванням параметрів сторейдж-системи	01.11.2021-30.11.2021
Техніко-економічне обґрунтування	Техніко-економічне обґрунтування запропонованих заходів.	01.12.2021-10.01.2022

**Завдання видано**

\_\_\_\_\_ (підпис керівника)

Півняк Г. Г.

(прізвище, ініціали)

**Дата видачі** 15.10.2021 р.

**Дата подання до екзаменаційної комісії**

**Прийнято до виконання**

\_\_\_\_\_ (підпис студента)

Драний Є.О.

(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, СОНЯЧНІ МОДУЛІ,  
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ, ІНСОЛЯЦІЯ, СТОРЕЙДЖ СИСТЕМА, СМАРТ ГРІД.

Пояснювальна записка: 83 стор., 27 рис., 12 табл., 5 додатків, 15 джерел.

**Об'єкт дослідження** - гібридна сонячна станція.

**Предмет дослідження** – показники продуктивності ФЕС

**Мета дослідження** - розробка фотоелектричної станції з вибором сторейдж-системи для моделювання їх режимів роботи під час піків генерації та навантаження.

В аналітичному розділі проведений аналіз стану сонячної енергетики в Світі та окремо в межах ОЕС України. Досліджено основні структурні одиниці сонячної станції, процес проектування та будівництва. Також звернена увага на правові аспекти отримання ліцензування та підключення станції до мережі і визначення документів, які корегують ці дії.

В основній частині був проведений розрахунок сонячної електростанції, вибір виробника та обладнання з каталогів. Проведений аналіз доцільності вибору силового обладнання, прогнозування генерації електростанції та вибір ємності сторейдж-системи за цими даними. Особливу увагу було виділено режимам роботи накопичувача в різні сезони та моделювання накопичення і видачі електроенергії в мережу.

Техніко-економічне обґрунтування проекту виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту. Після завершення розрахунків було виявлено, що комбінація ФЕС та сторейдж-системи має більший період окупності через високу вартість накопичувача.

Розроблене технічне рішення доводить свою необхідність для ринку України, тому що на даний час енергосистема має надто багато не маневрових потужностей, які необхідно контролювати та використовувати для блага системи, а не для її руйнації.

### **Скорочення та умовні позначення**

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

ДСТУ – державний стандарт України

ДБН – державні будівельні норми

ФЕС – фотоелектрична станція

СЕ – сонячна енергетика

СП – структурно ізольовані панелі

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

СК – сонячні колектори

АВР – автоматичний ввід резерву

АКБ – акумуляторні батареї

ОЕС – об'єднана енергосистема

СС – сторейдж система

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

РП – розподільчий пристрій

## ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні і світі	10
1.2 Аналіз технологічного процесу щодо порядку та особливостей будівництва фотоелектричних станцій	13
1.3 Особливості та вимоги законодавства та нормативних обмежень щодо спорудження ФЕС потужністю 25 МВт	15
1.4 Технічне завдання на проектування ФЕС 25 МВт	17
1.5 Типова структура мережевих фотоелектричних наземних станцій	18
1.6 Висновки та постановка задач щодо розробки проекту електричної частини ФЕС потужністю 25 МВт з оптимальною сторейдж системою.	19
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА	20
2.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС	21
2.2 Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ	22
2.3 Вибір інверторів та підстанцій	24
2.4 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів	25
2.5 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму	31
2.6 Вибір номінальної напруги та схеми видачі потужності в мережу	33
2.7 Вибір параметрів кабельних ліній до та вище 1 кВ	39
2.8 Розрахунок струмів КЗ в мережах до та вище 1 кВ	41

2.9 Вибір комутаційного обладнання для видачі потужності в мережу	43
2.10. Розрахунок продуктивності ФЕС	48
2.11. Обґрунтування параметрів сторейдж-системи.	54
2.12. Моделювання оптимальних режимів роботи ФЕС зі сторейдж системою	59
<b>3.ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ</b>	<b>61</b>
3.1 Розрахунок капітальних витрат	62
3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат	64
3.3 Розрахунок амортизаційних відрахувань	65
3.4 Розрахунок річного фонду заробітної плати	66
3.5 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт	67
Висновки	69
<b>ВИСНОВКИ</b>	<b>70</b>
<b>ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ</b>	<b>71</b>
<b>ДОДАТОК А</b>	<b>73</b>
<b>ДОДАТОК Б</b>	<b>74</b>
<b>ДОДАТОК В</b>	<b>75</b>
<b>ДОДАТОК Г</b>	<b>77</b>
<b>ДОДАТОК Ґ</b>	<b>79</b>

## ВСТУП

Енергетика – рушійна сила всього людства, технологій та автоматизації. Задля нових досягнень ми прагнемо вдосконалювати себе, все навколо. Звичайно енергетика входить в список категорій, які повинні оновлюватися своєчасно. Справне і новітнє обладнання – запорука надійної та безаварійної роботи всіх вузлів. Але якщо настає час, коли встановлене обладнання разом з вигодою дає і негативні наслідки. А особливо якщо збитки рахуються на рівні країни – це вже негативно впливає на багато інших сфер.

Отже мова піде про відновлювальні джерела енергії. З приходом альтернативної енергетики почався сплеск всього нового. Вивчення та вдосконалення діючих компонентів, бізнес на «зеленому тарифі», програмування контролерів та багато іншого. Але разом з великими капіталовкладеннями та великим попитом прийшли великі проблеми. ОЕС України намагалася стримувати таку величезну кількість клієнтів, але після кількох років стало зрозуміло, що ситуація стала критичною. Наша система зовсім не підготовлена до стабільного контролю. Невелика кількість маневрових станцій не дає в повній мірі контролювати піки і просадки в енергосистемі.

Для цього потрібно розглядати новітні рішення, які допоможуть вдосконалити роботу альтернативних джерел енергії.

## 1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ



## 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні і Світі

Сучасний Світ – це сукупність різних людських сфер діяльності. Всі вони побудовані на досвіді минулих поколінь в сумісності з новими розробками. Не важливо, що це буде - ІТ сфера, агропромисловість чи виробництво. Їх об'єднує одна суттєва річ – енергетика. Вона повсюди і залежність людства від неї досягає максимуму щороку. Все більше потреб у якісному та надійному електропостачанні й водночас з цими потребами зростає ризик, тому що аварійні відключення – це невід'ємна частина роботи кожної з енергосистем. Яким чином з ними справляються – це справа енергетичних міністерств, комісій та регуляторів, які задають ритм роботи системи і враховують всі можливі чинники, які можуть негативно вплинути на роботу енергетичного сектору. Для цього необхідно мати якісне та сучасне обладнання, для моніторингу, аналізу та контролю енергосистеми, не кажучи вже про постійне оновлення таких важливих вузлів, як генеруючі станції, лінії електропередач та підстанції. Але якщо ми повернемося до питання прогресивності, то побачимо, що поряд з традиційними джерелами вироблення електроенергії крокують нетрадиційні, які глибоко інтегрувалися в енергетичну систему кожної країни. Не дивлячись на те, що всі використовували однакові технології, результат був різний. Країни які одразу інвестували в системи контролю, зберігання та розподілення енергії, або як прийнято їх зараз називати «Smart Grid», змогли вийти на новий рівень енергонезалежності та суттєво зменшили викиди оксиду вуглецю. А ті країни, які знехтували питанням контролю, балансу та надійності тепер намагаються вирішити купу проблем з власниками станцій ВДЕ. Однією з таких країн є Україна. Потужність станцій з ВДЕ в Україні сягнула захмарних значень для нашої ОЕС, тому з кожним кроком все важче і важче контролювати енергетичний баланс. На Рис 1.1 зображено розподілення ОЕС України за джерелами енергії станом на 2020 рік. Не дивлячись на прогрес будівництва Дністровської ГАЕС, яка вирівнює баланс ВДЕ у категорії регульованих та нерегульованих станцій,

наша система має нестачу регулювальної спроможності та потребує кардинальних змін. Це питання широко розповсюджене на всіх рівнях апарату управління країни, але для досягнення результатів необхідно виконати багато умов.



Рисунок 1.1 – Розподілення генеруючих потужностей ОЕС України

Отже необхідно враховувати приріст потужностей і намагатися врегулювати їх задля надійної роботи енергосистеми. Розглянемо ситуацію з сонячними станціями, які займають велику частину енергоринку України та безпосередньо впливають на роботу всієї мережі.

Сонячна енергетика займає значну частину ВДЕ у світі. Це зумовлено розвитком технологій, доступною ціною на обладнання і можливістю варіювати обсяг потужностей. Від маленьких автономних станцій до мережових гігантів ми отримуємо чисту енергію сонця конвертовану в електричну потужність. Але завжди маючи суттєві переваги, ми маємо і недоліки, які можуть викликати ще

більше проблем. Для початку розглянемо тенденцію росту ринку ВДЕ у Світі та порівняємо її з Україною. На рисунку 2.1 зображено

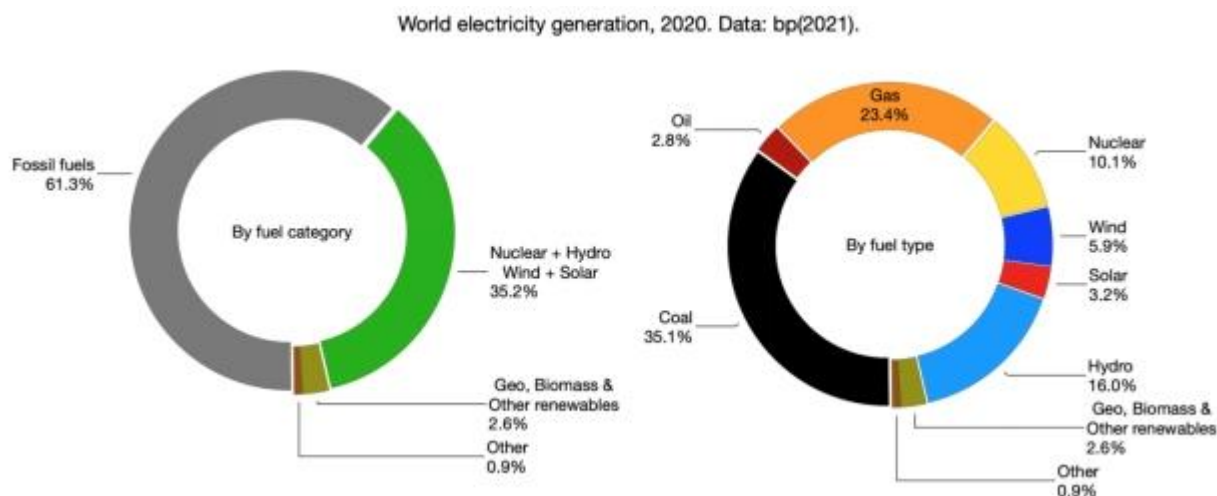
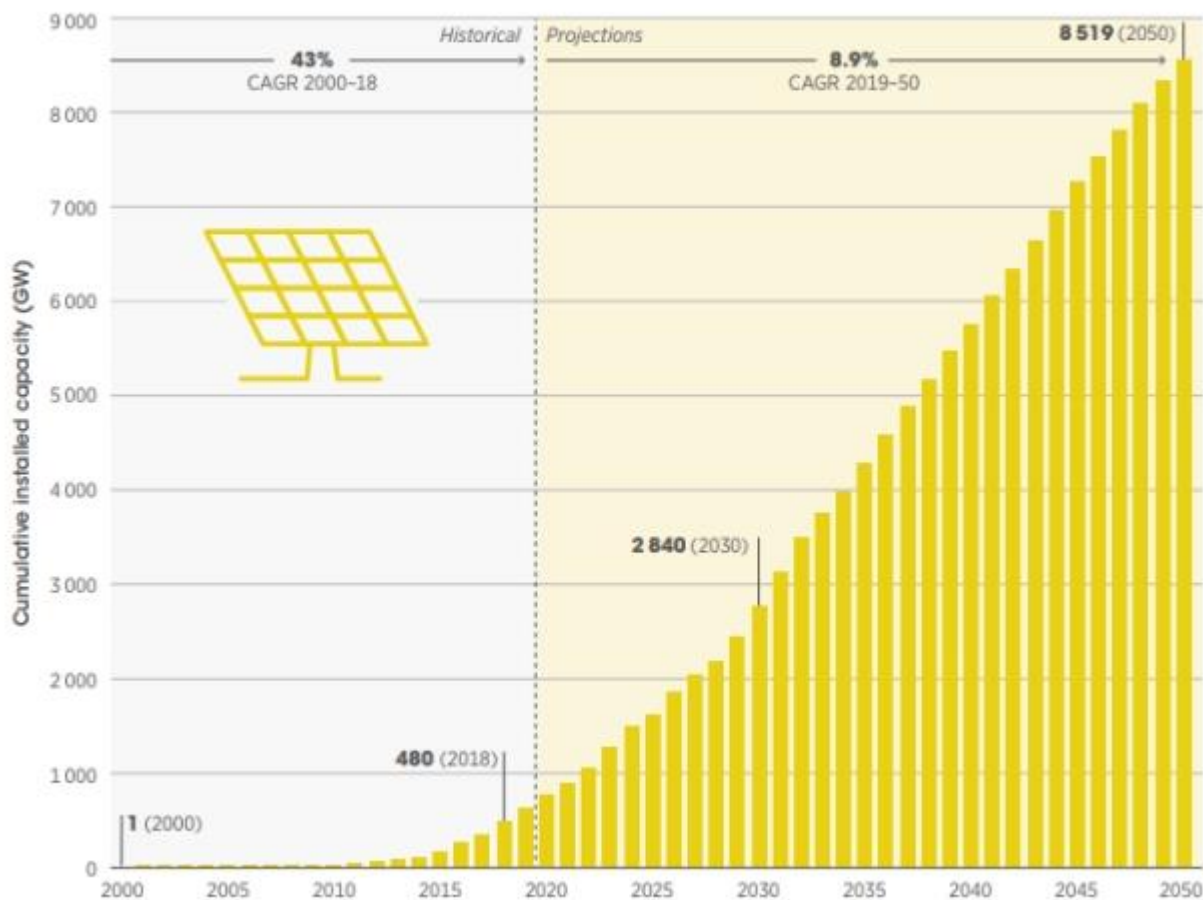


Рисунок 1.2 – Світова генерація за різними джерел енергії за 2020 рік.

За допомогою діаграми можемо проаналізувати, що не дивлячись на експоненціальний ріст сонячної енергетики з року в рік, ми маємо лише невелику частку від загальної генерації Світу. Основну ж частку досі складають станції, які працюють на корисних копалинах і ситуація буде зберігатися до тих пір, поки не прийде переломний момент у сфері енергетики – вирівнювання потужності традиційних і відновлювальних станцій. На рисунку 1.2 зображено потенційну потужність сонячних станцій до 2050 року

Figure 6: Compared to 2018 levels, cumulative solar PV capacity is expected to grow sixfold by 2030, with a CAGR of nearly 9% up to 2050



Sources: Historical values based on IRENA's renewable energy statistics (IRENA, 2019c) and future projections based on IRENA's analysis (2019a).

Рисунок 1.3 – Очікувана потужність СЕС у всьому Світі.

Якщо до ситуації в Україні, розглянемо тенденції розвитку сонячної енергетики на її території. В таблиці 1.1 наведено дані хронології розгортання потужностей СЕС.

Таблиця 1.1 – Хронологія розгортання потужностей СЕС

Рік	Встановлено (МВт)	Різниця попереднім роком	Генерація (млн. кВт*год)
2010	3	3	Без атестації

Продовження таблиці 1.1

2011	196	193	Без атестації
2012	326	130	Без атестації
2013	616	290	563
2014	411	71	485
2015	432	20	475
2016	568	99	492
2017	742	245	715
2018	1388	716	1101
2019	4925	3537	2412
2020	6320	1395	3116

Згідно таблиці 1.1 можемо спостерігати щорічний приріст потужності сонячних станцій на території України, який зумовлений популярністю та необхідністю у відновлювальних джерелах енергії. Також, не мало важливим фактором є те, що за допомогою вигідного «Зеленого тарифу», приватні домогосподарства змогли отримати найкращі умови окупності для свого обладнання та розташовувати його на дахах і земельних ділянках зі спеціальними умовами.

## 1.2 Аналіз технологічного процесу щодо порядку та особливостей будівництва фотоелектричних станцій

Для того щоб визначити з чого складається будівництво сонячної електростанції необхідно визначити порядок дій від початку проекту до початку його експлуатації. Виділимо основні етапи будівництва ФЕС:

- Розробка і погодження проектно-кошторисної документації
- Отримання рахунку на приєднання, оплата від Замовника
- Участь в тендері на роботи обленерго (у т.ч. виграш)
- Закупка і поставка матеріалів

- СМР частини обленерго (у т.ч. відвід землі під КЛ)
- Ввід АСКУЄ в дослідну і промислову експлуатацію
- Отримання документу про виконання ТУ
- Отримання ліцензії на продаж електроенергії
- Призначення «Зеленого тарифу» для об'єкту
- Вступ в членство Оптового ринку електроенергії
- Реєстрація системи АСКУЄ
- Оформлення додатків до договору купівлі-продажу електроенергії, погодження з Енергосистемою, обленерго, енергоринком
- Підпис договорів купівлі-продажу електроенергії

Якщо до технічних особливостей, все залежить від масштабу та побажань замовника. Наприклад звичайна СЕС і трекерна, які мають однакову потужність, потребують зовсім різних по величині капіталовкладень, сучасних проектних рішень та професійного персоналу.

Будівництво промислових сонячних електростанцій – це технологічно складний процес, який містить такий перелік робіт:

- вибір майданчика, оцінка можливості підключення до мереж, узгодження умов оренди/купівлі землі, техніко-економічне обґрунтування (ТЕО);
- проведення моніторингу сонячних ресурсів;
- отримання схеми видачі потужності, оформлення прав на землю;
- розробка проектно-кошторисної документації та проходження експертизи;
- отримання дозволу на будівництво;
- спорудження фундаментів та опорних металоконструкцій сонячних панелей, під'їзних шляхів, майданчиків та виконання інших будівельних робіт;
- будівництво силових кабельних ліній від «сонячного поля» до підстанції збору потужностей СЕС;

- комплекс будівельно-монтажних робіт підстанції збору потужностей сонячної електростанції;
- будівництво повітряної лінії електропередачі від підстанції збору потужностей СЕС до кінцевого споживача;
- проведення комплексних пусконаладжувальних робіт та введення промислової сонячної електростанції в експлуатацію

### 1.3 Особливості та вимоги законодавства та нормативних обмежень щодо спорудження ФЕС потужністю 25 МВт

Правові питання завжди йдуть пліч о пліч з технічними рішеннями під час проектування та будівництва. Під час підготовки енергетичних об'єктів до різних етапів проекту, необхідно дуже якісно і скрупульозно підготуватися до юридичних питань ( особливо дозволи, вимоги, правила і т.п.)



Рисунок 1.5 – Нормативні положення про ВДЕ

Нормативні положення приведені в документі «ТЕХНІЧНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І МЕРЕЖ. ПРАВИЛА» [15]

Зазначимо деякі пункти з цих положень:

1) Для потужних сонячних електростанцій (понад 1 МВт) аукціони обов'язкові для отримання державної підтримки. Інвестори інших проектів відновлюваної енергетики зможуть обирати – або змагатися на аукціонах за 20-річну підтримку, або пройти звичайну процедуру отримання «зеленого тарифу» у 2030 р.

2) Діяльність з виробництва електричної енергії підлягає ліцензуванню, якщо величина встановленої потужності електрогенеруючого обладнання становить 5 МВт і більше, або суб'єкт господарювання має намір продажу електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії на оптовому ринку електричної енергії, незалежно від встановленої потужності об'єкта електроенергетики. Здобувач ліцензії, який має намір провадити господарську діяльність з виробництва електричної енергії, подає заяву про отримання ліцензії Національної комісії, яка здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг. Ліцензія видається на необмежений термін.

Першим етапом буде отримання самої ліцензії. Для цього потрібно:

1. Підготувати повний пакет документів;

До пакету входять:

заява встановленого зразка;

відомості про матеріально технічну базу, в яких вказується адреса приміщення, його метраж, підтверджуючий документ на право його експлуатації, тощо;

довіреність на представника, який подає документи;

опис поданих документів.

2. Підготувати сайт, який би відповідав усім вимогам НКРЕКП і вказати його дані у відомостях;



Сайт повинен бути готовий до моменту подачі документів в НКРЕКП.

Серед вимог до сайту можна виділити, наприклад, обов'язок вказати нормативно-правову базу, на підставі якої Ви будете здійснювати свою діяльність, телефони, за якими можна буде зв'язатися з компанією, "договір приєднання" і багато іншого.

3. Подати весь пакет з відомостями в НКРЕКП.

Після формування повного пакету документів та підготовки сайту, все це подається в НКРЕКП. Далі наші юристи моніторять розгляд документів і в разі необхідності, відповідають на питання органу ліцензування.

#### 1.4 Технічне завдання на проектування ФЕС 25 МВт

Проектування сонячної електростанції слід почати з технічного завдання, іншими словами необхідно визначитися для яких цілей Ви берете дану електростанцію, яка її основна робота тощо.

На даний момент існує 3 основні різновиди сонячних електростанцій це:

Гібридна електростанція поєднує у собі автономну та мережеву електростанцію. Даний тип електростанцій являється найбільш дороговартісним, оскільки в такій системі прибавляються акумуляторні батареї.

Мережева електростанція працює по принципу генерації електроенергії в електромережу. Тобто частина згенерованої електроенергії припадає на живлення будинку, а його надлишкова частина попадає в загальну електромережу

Автономні СЕС це системи які використовують акумуляторні батареї для накопичення певної кількості електроенергії (в залежності від їх ємності). Такі СЕС зазвичай використовують в місцях віддалених від ліній електропередач (дачний будинок, будинок в лісі, ітд). Автономні електростанції не користуються широким попитом у населення, оскільки слабкою ланкою є їх акумуляторні батареї, які мають обмежений термін експлуатації. Як правило акумуляторні батареї в такій СЕС працюють 1-5 років в залежності від їх типу. Тому періодично необхідно замінювати старі акумулятори новими які коштують в середньому 10-

20 % вартості самої СЕС. Наступною проблемою є сезонність експлуатації такої СЕС. Слід розуміти що в період ранньої весни, пізньої осені, а особливо в зимку великих надій покладати на роботу такої СЕС не слід. Це пов'язано з коротким сонячним днем, а також низьким рівнем його освітлення.

### 1.5 Типова структура мережевих фотоелектричних наземних станцій

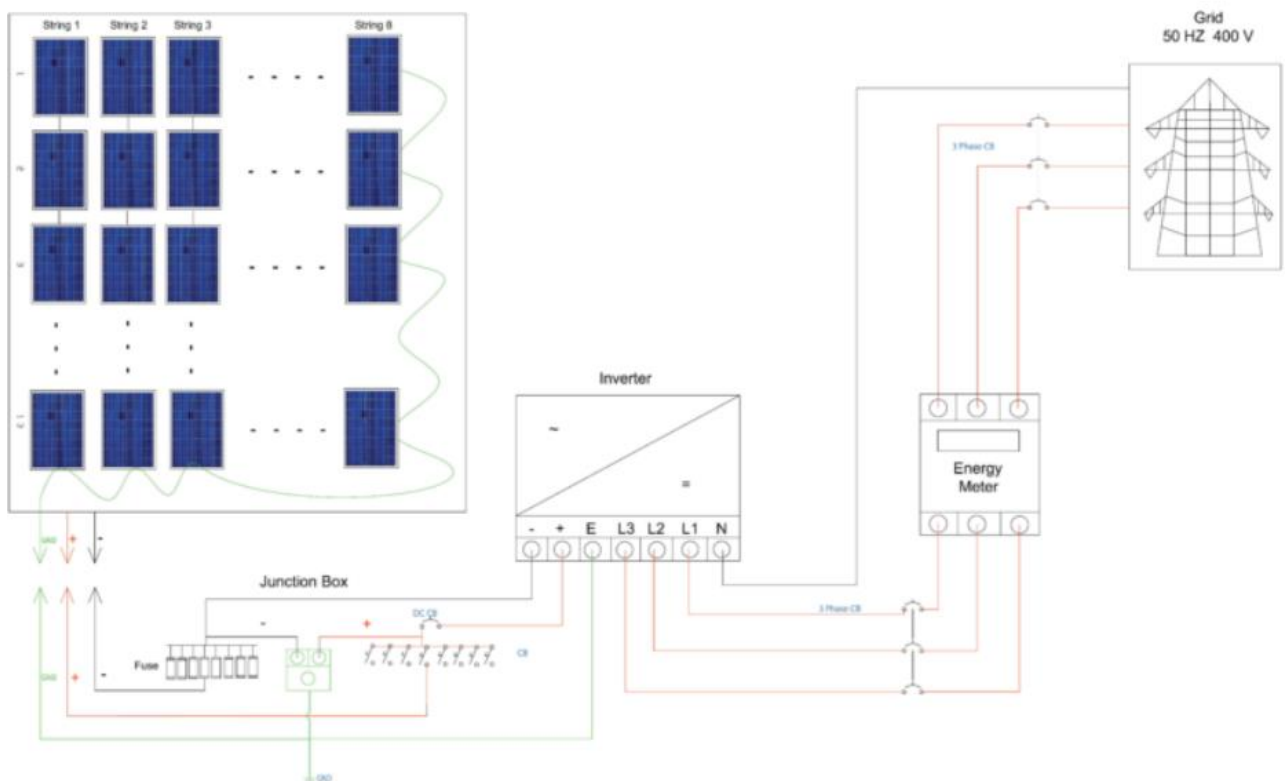


Рисунок 1.6 – структура сонячної станції 25 МВт

Сонячна станція – сукупність пристроїв, перетворювачів та контактів. Кожен великий проект складається з маленьких деталей. Розглянемо основні вузли фотоелектричної станції:

Сонячні панелі – перетворюють сонячну інсоляцію в енергію

Інвертор – перетворює постійний струм в змінний

Контролер – пристрій, який контролює видачу електроенергії в мережу і заряд батареї.

Акумулятор – пристрій для зберігання електроенергії постійного струму.

## 1.6 Висновки та постановка задач щодо розробки проекту електричної частини ФЕС потужністю 25 МВт з оптимальною сторейдж-системою

Після детального аналізу сонячної енергетики та структури станції, можемо визначитися з цілями на проект. Станція потужністю 25 МВт досить масштабний проект і потребує спеціалізованих навичок у розрахунку і виборі обладнання. Також не мало важливо, що в проекті буде використовуватися сторейдж-система, яка виконує основну роль. В наступному розділі необхідно виконати розрахунки сонячної станції, а саме кількості панелей, інверторів, КТП для приєднання а також комутаційної апаратури і т.п. Сторейдж-система буде розрахована через аналітичний аналіз споживання та генерації електроенергії, що дозволить зекономити на кількості накопичувачів та обрати правильні режими роботи.

## 2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

## 2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

Коротка характеристика геолокації станції:

- 1) Об'єкт планується до будівництва в районі міста Дніпро;
- 2) Координати: 48°56' північної широти, 34°98' східної довготи;
- 3) План місцевості і розташування зображений на рисунку 2.1.2.

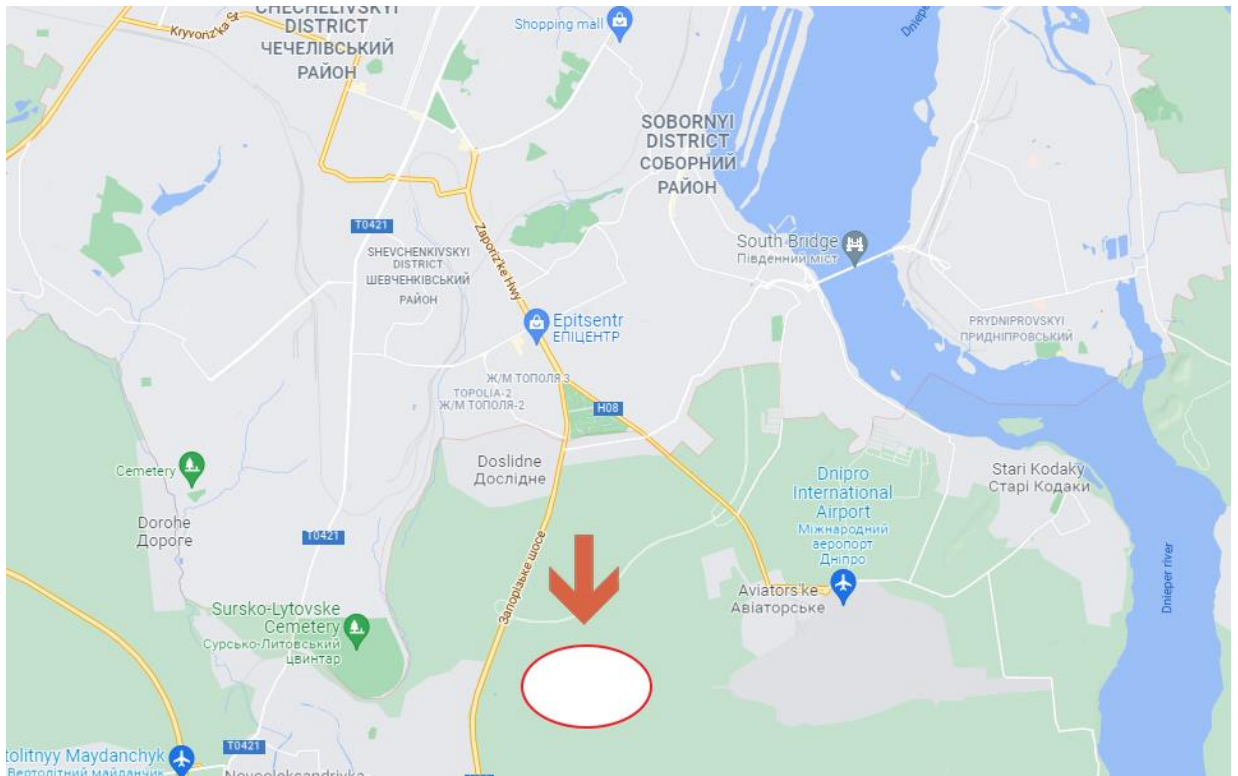


Рисунок 2.1 – Місцевість будівництва

Даний регіон відноситься до степної зони, яка в свою чергу дає нам підвищений температурний режим і більше сонячної інсоляції, ніж в більш північних регіонах.

2.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС

За основний тип панелей приймаємо JA Solar JAP72S01-330, основні параметри яких наведені у таблиці 2.1.1

Таблиця 2.1.1 – Характеристики сонячних модулів JA Solar JAP72S01-330

Найменування параметрів	Потужність, Вт	Струм КЗ, А	Напруга х.х., В	Номінальна напруга, В	Робочий струм, А	Довжина, мм	Ширина, мм
	330	9,28	46,4	24	8,77	1956	992

Решта паспортних даних сонячних панелей приведені у ДОДАТКУ Г.

Обчислимо площу одного модуля

$$S_m = l \cdot w = 1956 \cdot 992 = 1,942 \text{ м}^2,$$

де  $l$  – довжина,  $w$  – ширина.

Загальна кількість сонячних фотомодулів знайдемо за формулою:

$$N = S / S_m = 25000 / 0.33 = 75757 \text{ шт. ,}$$

$$N_{\text{факт.}} = 75760 \text{ шт. ,}$$

де,  $S_m$  – площа одного модуля.

## 2.2 Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ

Після визначення марки та параметрів фотовольтаїчних модулів, можемо звірити кут нахилу панелей. тому зробимо перерахунок кута нахилу і порівняємо два значення. В методичних вказівках з сонячної енергетики [8] приведені формули, які далі використовуємо для розрахунку параметрів сонячних фотомодулів.

Кут нахилу розраховується за наступною формулою:

$$\beta = 0,76 \times \varphi + 3,1 = 0,76 \times 48^\circ 56' + 3,1 = 40 \text{ град. ,}$$

де  $\beta$  – кут нахилу активної поверхні панелі до горизонту, град;  
 $\varphi$  – широта місцевості, де встановлюється ФЕС, град.

Після цього визначимо поправочний коефіцієнт потужності ФЕС при орієнтації за сторонами світу. На рисунку 2.3.1 зображена діаграма поправочних коефіцієнтів.

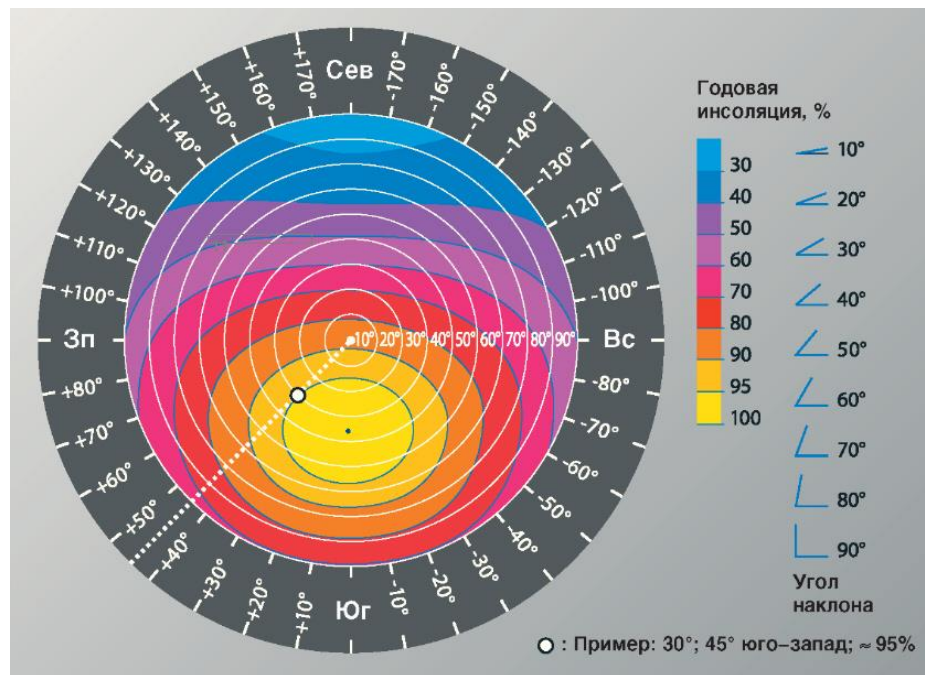


Рисунок 2.2 - Діаграма поправочних коефіцієнтів

Проведемо Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ для визначення реальних показників потужності сонячних модулів

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

Очікувана температура модуля обчислюється з NOCT за формулою:

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

$$20 + 1,389 \times (45 - 20) \times (0,9 - 0,169) = 42,84 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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 ( $C_T$ ):

$$P_{PТС} = P_{STC} \cdot [1 - C_T (T_{PТС} - 25^{\circ}\text{C})] = 305.87 \text{ Вт},$$

де  $P_{STC}$  – номінальна потужність модуля

$C_T$  – температурний коефіцієнт (0,0041)

Оптимальним є значення співвідношення  $P_{PТС} / P_{STC}$ , що перевищує 88%.

$$P_{PТС} / P_{STC} = 92,7\% \text{ від номіналу.}$$

В результаті видно, що панель втрачає лише 7,3% енергії, що є допустимим.

### 2.3 Вибір інверторів та підстанцій

Для вибору інвертора підрахуємо можливу пікову потужність автономної станції.

$$\begin{aligned} P_{\text{заг.}} &= P_{\text{ФЕС.}} = n \cdot P_{STC.} = \\ &= 75760 \cdot 330 = 25000 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

де  $n$  – кількість сонячних фотомодулів;

$P_{STC}$  – номінальна потужність модулів;

Розглянемо лінійку інверторів від Huawei SUN2000-ktl215. Технічні параметри перетворювального пристрою будуть наведені в ДОДАТКУ І. Розрахуємо необхідну кількість інверторів для сонячної станції

$$N_{\text{inv}} = 25000 \text{ кВт} / 215 \text{ кВт} = 117 \text{ шт.}$$

Після вибору інверторів можемо обрати трансформаторну підстанцію

У даному проєкті передбачено проектування сонячної електростанції сумарною потужністю  $P = 25 \text{ МВт}$ .



Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) вибраного типу.

Вибір оптимальної потужності та кількості трансформаторів є задачею, вирішення якої вимагає розгляду кількох варіантів щодо прийняття номінальної потужності та їх техніко-економічного обґрунтування шляхом порівняння капітальних та експлуатаційних витрат.

На сьогодні в нормативній документації щодо спорудження ФЕС є вимога щодо забезпечення обмеження генерації від сонячних станцій для післяаварійних режимів роботи централізованої мережі до 50 %.

Таким чином

$$N_T \geq \frac{P_{ФЕС}}{0,9S_{ном.т}}$$

$$= 25000/0.9*2.5 = 12 \text{ шт}$$

2.4 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів

Струм, що генерується сонячними батареями, залежить від типу з'єднання. В послідовному з'єднанні сила струму дорівнює значенню найбільш слабкого звена в стрінзі, наприклад, частково затемненій панелі. При паралельному з'єднанні струм дорівнює сумі струмів від окремих панелей. Значення струму також залежить від температури, чим вона вище, тим вище струм, що генерується. Зміна інтенсивності струму в залежності від температури визначається коефіцієнтом  $I_{sc}$  панелі (в нашому випадку 0,04 %/К).

Максимальний струм, який може генерувати одна панель, можна розрахувати за формулою:

$$I_{sc(T_r)} = I_{sc} \left( 1 + \frac{(T_r - 25)\alpha_T}{100} \right)$$

де:

- $I_{sc(T_r)}$  — значення струму сонячної батареї при  $85^\circ \text{C}$ ;
- $I_{sc}$  — значення струму короткого замикання в умовах STC, вказане в характеристиці модуля (9,17 A);
- $T_r$  — максимальна температура ( $85^\circ \text{C}$ );
- $\alpha_T$  — температурний коефіцієнт  $I_{sc}$  (0,058 %/K).

$$I_{sc(T_r)} = 9.28 \cdot (1 + (85-25) \cdot 0,058/100) = 9,98 \text{ [A]}$$

З розрахунків видно, що для інвертора Huawei Sun2000-KTL200 на перший вхід трекеру MPPT не рекомендується встановлювати більше 3-х паралельно з'єднаних сонячних батарей, а на другий можливе лише послідовне з'єднання. Оскільки при паралельній обв'язці струми сумуються. Сума струмів від трьох панелей ( $3 \cdot 9,98 = 29,94 \text{ A}$ ) не буде перевищувати максимальне значення в 27A ( $I_{dc \max_1}$ ) для першого входу.

Максимальна напруга в колі. На відміну від струму напруга, що видається сонячною батареєю, збільшиться при падінні температури панелі. Розрахунки проводять для граничної температури батареї рівної  $-25^\circ \text{C}$ . Теоретично більш висока напруга буде мати місце при подальшому падінні температури, однак на практиці зимою практично неможливо отримати температуру на сонячному модулі менш ніж  $-25^\circ \text{C}$  в умовах необхідної освітленості для початку генерації енергії. При розрахунку максимальної напруги враховуються: напруга холостого ходу, температурний коефіцієнт  $\beta_T$ .

Значення максимальної напруги розраховується за формулою:

$$U_{OC(T_r)} = U_{OC} \left( 1 + \frac{(T_r - 25)\beta_T}{100} \right)$$

де:

- $U_{OC(T_r)}$  — значення напруги при температурі — 25 °C;
- $U_{OC}$  — напруга холостого ходу (43,41 В);
- $T_r$  — мінімальна робоча температура (-25 °C);
- $\beta_T$  — температурний коефіцієнт модуля (-0,31%/K).

Отже:

$$U_{OC(T_r)} = 43,41 \cdot (1 + (-40 - 25) \cdot (-0,31 / 100)) = 44,46 \text{ [В]}$$

Грунтуючись на цьому значенні, ми можемо підрахувати кількість модулів в стрінгу, з'єднаних послідовно.

$$N_{max} \leq U_{DC\ max} / U_{OC(TR)}$$

де  $U_{DC\ max}$  — максимально допустиме значення напруги на вході перетворювача.

$$N_{max} \leq 1500 / 44,46 = 33,73$$

Округляючи до цілого числа в менший бік, отримаємо, що в один стрінг можна установити до 33 сонячних батарей.

Розрахунок мінімальної кількості модулів в колі з урахуванням допустимої пускової напруги інвертора.

Кожний інвертор має мінімальну напругу на вході, в нашому випадку це 500 В.

В свою чергу, модулі досягають мінімальної робочої напруги при граничній температурі 85° С. Тому мінімальна кількість панелей в стрінгу розраховується для цієї ж температури, округляючи значення вгору. В цьому випадку використовуються формули:

$$U_{OC(T_{max})} = U_{OC} \left( 1 + \frac{(T_{max} - 25)\beta_T}{100} \right)$$

$$N_{min} \geq U_{DC\ start}/U_{OC(T_{max})}$$

де:

- $U_{OC(T_{max})}$  — напруга при максимальній температурі 85 ° С;
- $U_{OC}$  — напруга холостого ходу (46,4 В);
- $T_{max}$  — максимальна робоча температура (85 ° С);
- $\beta_T$  — температурний коефіцієнт модуля (-0,33 %/К);
- $N_{min}$  — мінімальна кількість сонячних батарей;
- $U_{dcstart}$  — подавана початкова напруга (500 В).

$$U_{OC(T_{max})} = 46,8 \cdot (1 + ((85 - 25) \cdot -0,33) / 100) = 48 \text{ [В]}$$

$$N_{min} \geq 1500 \text{ В} / 48 \text{ В} = 32 \text{ шт.}$$

Приймаємо найближче ціле значення в більший бік, таким чином рекомендується встановлювати послідовно не менше 32 модулів в один стрінг.

Визначення допустимої кількості модулів в колі з урахуванням МРР трекера інвертора.

Інвертор має оптимальний діапазон напруги для роботи МРР трекера. В нашому випадку цей діапазон в межах: 500-1500 В.

При визначенні кількості модулів, що підключені до одного входу МРР, необхідно визначити кількість панелей, при чкому все коло буде генерувати напругу в робочому діапазоні МРРТ при певних умовах. В цьому випадку підраховується максимальна і мінімальна напруга сонячної батареї для умов МРРТ, при цьому максимальне значення напруги підраховується при  $-25^{\circ}\text{C}$  та мінімальне значення при  $+85^{\circ}\text{C}$ . На основі цих значень розраховується оптимальна кількість панелей за формулою:

$$U_{MPP(T_{max})} = U_{MPP(STC)} \left( 1 + \frac{(T_{max} - 25)\beta_T}{100} \right)$$

$$N_{min} \cdot U_{MPP(T_{max})} \geq U_{DC min}$$

де:

- $U_{MPP(T_{max})}$  — напруга сонячної батареї при  $70^{\circ}\text{C}$ ;
- $U_{MPP(stc)}$  — оптимальна напруга МРРТ (31,5 В);
- $T_{max}$  — максимальна робоча температура ( $70^{\circ}\text{C}$ );
- $\beta_T$  — індекс температури модуля ( $-0,31\%/K$ );
- $N_{min}$  — мінімальна кількість модулів в стринзі;
- $U_{dc min}$  — мінімальне значення МРРТ інвертора (200 В);

$$U_{MPP(T_{max})} = 31,5 \cdot (1 + (70 - 25) \cdot (-0,31 / 100)) = 27,1 \text{ [В]}$$

$$N_{min} \cdot U_{MPP(T_{max})} \geq 200$$

Таким чином:

$$N_{min} \geq 200 / 27,1 = 7,38$$

Отриманий результат округлюємо до найближчого більшого значення. Таким чином, рекомендується встановити не менше 8 модулів у стрінг для оптимальної роботи МРРТ інвертора.

Перевірка сумарної кількості сонячних модулів з урахуванням номінальної потужності інвертора.

Зазвичай виробники рекомендують приєднувати до інвертора сонячні батареї сумарної потужності в співвідношенні 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора для оптимальної роботи перетворювача. В нашому випадку інвертор має номінальну вихідну потужність  $P_{ac,r} = 200000$  Вт. Таким чином, оптимальне значення сумарної потужності сонячних батарей знаходиться в діапазоні 160 – 240 000 Вт.

Іноді виробники допускають і більшу кількість сонячних панелей з співвідношенням до 1,6. Таке підключення може бути виправдано у випадку підключення кіл панелей з різним орієнтуванням відносно півдня, наявністю ділянок з затіненням та/або в регіонах з низькою сонячною інтенсивністю. Проектуючи систему з таким перевантаженням, слід переконаватися, що виробник допускає такий варіант і що інвертор не втратить гарантію при такому виді монтажу.

Розрахуємо кількість модулів згідно з рекомендуваним діапазоном:

$$P_{ac,r} \cdot 0.8 / P_{mpp} \leq N_{sum\ gen} \leq P_{ac,r} \cdot 1.2 / P_{mpp}$$

где:  $P_{ac,r}$  — номінальна потужність інвертора (200000 Вт).

Отримані значення округляємо до найближчого цілого числа в більшу сторону для мінімального значення, і в меншу сторону для максимального значення:

$$200000 \cdot 0.8 / 270 \leq N_{sum\ gen} \leq 200000 \cdot 1.2 / 270$$

$$600 \leq N_{sum\ gen} \leq 880$$

Таким чином, оптимальна кількість сонячних батарей повинна бути в діапазоні від 600 до 880 шт.

Згідно з розрахунками, до інвертора 200 кВт Huawei SUN2000-KTL200 рекомендується приєднувати від 600 до 880 сонячних батарей. При цьому в одному стрінгу повинно бути від 11 до 32 панелей приєднаних послідовно. На один із входів MPPT можливе паралельне підключення панелей не більш ніж в 3 ряди.

Залучаємо 6 MPPT входів = 109 панелей на стрінг.  $30\text{A} / 8.77 = 3$  паралельних лінії.  $109 / 3 = 36$  панелей послідовно.

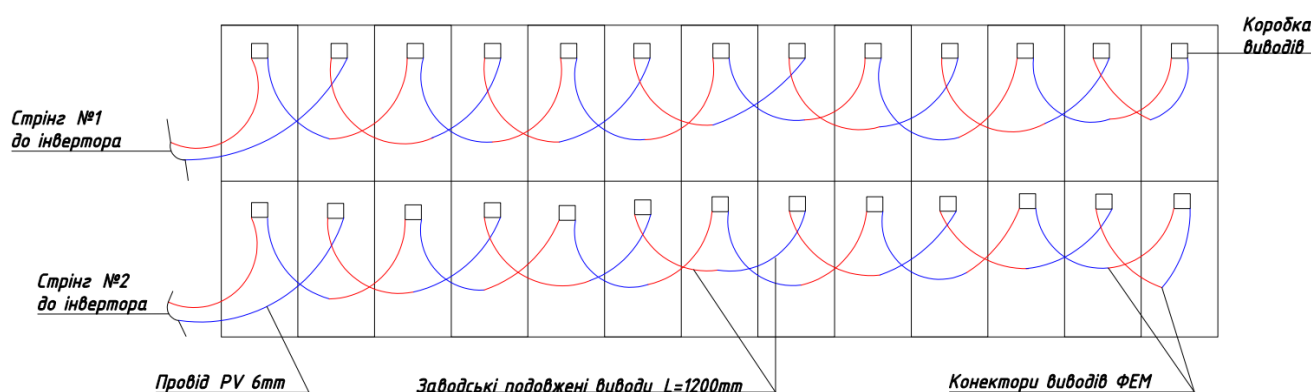


Рисунок 2.3 – Схема з'єднання панелей в стрінгу.

## 2.5 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму

Мережа постійного струму ФЕС, окремих столів та фотоелектричних модулів виконується кабелем PV перерізом  $6\text{ мм}^2$  з мідними жилами.

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 розраховується довжина кабелю постійного струму від виводів кожної збірки до інвертора з урахуванням визначених проектом переходів та опусків та із забезпеченням запасу кабелю в 1%.

Визначення сумарних втрат потужності в мережі постійного струму

Для електричних мереж постійного струму розрахунок втрат потужності виконується, виходячи з наведених вище міркувань.

$$\Delta P = 2I_{стр}^2 l_{кл. DC} R_0$$

де  $R_0$  – питомий опір КЛ постійного струму, який дорівнює для кабелю перерізом  $6 \text{ мм}^2$  можна прийняти значенням  $3,1 \text{ Ом/км}$ ;

$I_{стр}^2$  – струм, який протікає через стрінг (збірку) ФЕМ, А (наприклад,  $I_{стр} = 8,58 \text{ А}$ )

Тоді, для випадку, що розглядається:

$$\Delta P_{DC} = 2I_{стр}^2 l_{кл. DC} R_0 = 2 \cdot 8,58^2 \cdot 1,284 \cdot 3,1 = 586 \text{ Вт}$$

Таким чином, прийняти втрати на рівні 1%, тобто ККД мережі DC прийняти на рівні 0,99.

PV-1 F 1x6 - електричний кабель для фотоелектричних систем.

Номинальна напруга – до 1500 В;

Номинальний струм – до 70 А.

1. Мідна багатодротяна луджена струмопровідна жила.



2. Ізоляція білого кольору зі спеціального зшитого компаунда.

3. Оболонка чорного, червоного або синього кольору із зшитого компаунда.

Кабель PV-1 F 1x6 виробляється спеціально для підключення сонячних електростанцій, фотоелектричних установок. За допомогою кабелю цієї марки сонячні панелі підключають і з'єднують в збірки. Спеціальна гнучка безшовна ізоляція і оболонка з зшитого компаунда, має другий клас захисту і надійно захищає жилу від агресивного впливу навколишнього середовища, кислот, лугів. У зв'язку з цим термін експлуатації кабелю в умовах зовнішнього використання становить 25-30 років.

Кабель відповідає Директиві пристрій низького струму 2014/35 / EU, пройшов випробування на вміст галогенів, поширення вогню, щільність диму.

## 2.7 Вибір параметрів кабельних ліній до та вище 1 кВ

Порядок вибору перерізів провідників 0,8 кВ за нагрівом.


Виконаємо розрахунок кабелю 0,8 кВ з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,8 кВ з перевітками:

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

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для споживача потужністю 200 кВт,  $\cos\phi = 0,83$ :

$$I_M^{\Phi EC} = \frac{P_{СП}^{ПП}}{\sqrt{3} * U_{НОМ} * \cos\phi} = \frac{200}{\sqrt{3} * 0,8 * 0,83} = 177 \text{ А}$$

Приймаємо кабель марки АПВВГ-1 3x70+1x35 мм<sup>2</sup>,  $I_{\text{доп.пасп}} = 195 \text{ А}$  (прокладка в ґрунті на глибині не менше 0,7 м).



АПВВГ 3x70+1x35 (ож)-1 ГОСТ 16442-80, ТУ У 31.3-00214534-048:2007		
Кабели силовые с алюминиевыми ТПЖ, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с наружной оболочкой из ПВХ пластиката		
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
Номинальное напряжение	кВ	1
Число и номинальное сечение токопроводящих жил	мм <sup>2</sup>	3 x 70 + 1 x 35
Толщина фазной изоляции	мм	1.1
Длительно допустимые токовые нагрузки на переменном токе промышленной частоты *		
• при прокладке в воздухе	А	203
• при прокладке в грунте	А	195
Максимально допустимая температура жилы		
• длительно	° C	+90
• в аварийном режиме	° C	+130
• при коротком замыкании	° C	+250
Диапазон рабочих температур	° C	-50 . . . +50
Минимальный радиус изгиба при прокладке	мм	225
Расчетный наружный диаметр кабеля (справочно) **	мм	30
Масса кабеля (ориентировочно)	кг/км	1030
Расчетная строительная длина кабеля и масса брутто при поставке на барабанах	м, т	№ 14: 700 • 0.9 № 16а: 1120 • 1.4

Рисунок 2.3 – характеристики кабеля

Кабелі АПВВГ до 1 кВ

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель задовольняє, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

де  $I_p$  - розрахунковий струм в мережі, А;

$I_{\text{доп}}$  - максимальний розрахунковий струм.

$k_2=1,0$  (кабель напругою 0,8 кВ прокладається на глибині 0,8 м, таблиця 8.13),

$$k_3= 0,96$$

$k_4= 1,-$  для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього навантаження менше 0,8;

$k_{(m)}= 1,1$  – коефіцієнт навантаження.

$$I_{240} = I_{\text{доп.пасп}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 195 \cdot 1,0 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 216,2 \text{ А.}$$

184 А < 216,2 А - умова виконується.

Переріз жили 70 мм<sup>2</sup> у заданих умовах прокладання достатній.

Обраний номінальний переріз 70 мм<sup>2</sup> забезпечує пропускну здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання.

Перевіряємо кабелі на термічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання. Умова перевірки:

$$F_{\min} \leq F,$$

де  $F_{\min}$  – мінімальний переріз провідника, що відповідає вимозі його термічної стійкості при короткому замиканні, мм<sup>2</sup>.

$$F_{\min} \leq \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{\text{відк}} + T_a}}{C},$$

де  $I_{\infty}$  – струм КЗ, А;  $t_{\text{відк}}$  – час протікання струму КЗ, с;  $T_a$  – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, рівна для розподільчих мереж напругою 0,8 кВ 0,01 с;  $C$  – постійна, що визначається в залежності від заданої ПУЕ кінцевої температури нагріву жил і напруги, А·с<sup>-1/2</sup>/мм<sup>2</sup>.

Згідно ПУЕ час дії струму КЗ складається з часу дії основного релейного захисту даного ланцюга  $t_{\text{рз}}$  і повного часу відключення вимикача  $t_{\text{відк.в}}$  (для випадку із запобіжниками – це час спрацьовування запобіжника).

Для електричних мереж загального призначення норми відхилень напруги  $\delta U_y$  регламентовані ГОСТ 13109-97.

Перевірка по відхиленням напруги зводиться до визначення фактичної і допустимої втрати напруги.

Втрати напруги в елементах електричної мережі визначаються за формулами:

- для електричних мереж 3-х фазного струму

$$\Delta U = 100 \frac{\sqrt{3} I_M l}{U_{\text{ном}}} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi), \%$$

де  $I_M$  – максимальний розрахунковий струм лінії 0,8 кВ, А (в нашому випадку – це струм, який знаходиться за номінальною потужністю інвертора)

$l$  – довжина лінії, км;

$r_0$  – питомий опір лінії, Ом/км (паспортні дані вибраного кабелю)

### Вибір параметрів кабельних ліній 35 кВ

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства-виробника – «Завод Південкабель»:

- 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.

$$I_M^{\text{ФЕС}} = \frac{P_M^{\text{ПП}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * \cos \varphi} = \frac{25000}{\sqrt{3} * 35 * 0,99} = 422 \text{ А}$$

Приймаємо кабель марки АПвПу2г 1х300/50мм<sup>2</sup>,  $I_{\text{доп.пасп}} = 477 \text{ А}$  (прокладка в площині в ґрунті)

$U_{\text{ном}} = 35$  кВ - напруга мережі;

$S_k^{35} = 150$  МВА (потужність КЗ на шинах 35 кВ приймаючої підстанції)

Розрахунок струму КЗ за заданою потужністю КЗ:

$$I_M^{\text{ФЕС}} = \frac{S_k^{35}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{150}{\sqrt{3} * 37} = 2.37 \text{ кА}$$

$I_{\text{к.з.}} (3\text{ф}) = 2.37$  кА - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання на шинах РП 35 кВ

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

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

де  $I_p$  - розрахунковий струм в мережі, А;

де  $P_p$  - максимальна розрахункова потужність.

а) для ділянки КЛ, прокладеної у траншеї за схемою "площина":

Відповідно до нормативів тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом  $300 \text{ мм}^2$  у стандартних умовах  $I_c = 477$  А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,95$  (кабель напругою 35 кВ прокладається на глибині 1,25 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$  (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні  $25^\circ\text{C}$ ),

$k_4 = 1,05$  (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього навантаження менше 0,8;

$k(m) = 1,1$  – коефіцієнт навантаження.

$$I_{240} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 426 \cdot 0,95 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 444,5 \text{ A.}$$

$$444,5 \text{ A} < 477 \text{ A} - \text{ умова виконується.}$$

Переріз жили 300 мм<sup>2</sup> у заданих умовах прокладання достатній.

Обраний номінальний переріз 300 мм<sup>2</sup> забезпечує пропускну здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання.

2. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі  
Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{к.з. (3\phi)} < I_{к.з.ж}$$

де  $I_{к.з. (3\phi)}$  - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання;

$I_{к.з.ж}$  - максимально допустимий струм короткого замикання жили кабелю, кА.

$$I_{к.з.ж} = I_{к.з.табл.} / \sqrt{t_{п}}$$

де  $I_{к.з.табл.}$  - допустимий струм к.з. по жилі (при тривалості к.з. 1 с) (22,7 кА);

$t_{п}$  - повний час тривалості короткого замикання.

$$I_{к.з.ж} = 22,7 / \sqrt{1} = 22,7 \text{ (кА)}$$

9,6 < 22,7 (кА) - умова виконується.

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

$$I_{к.з. (2\phi)} < I_{к.з.е}$$

$$I_{к.з. (2ф)} = I_{к.з. (3ф)} \cdot 0.87$$

$$I_{к.з.е} = I_{к.з.табл.е} / \sqrt{t_{п}}$$

де  $I_{к.з.}$  - допустимий струм к.з. по екрану (при тривалості к.з. - 1 с.) (50 мм<sup>2</sup> - 10,2 кА).

$$I_{к.з. (2ф)} = 2,37 \cdot 0,87 = 2,06 \text{ (кА)}$$

$$I_{к.з.е} = 10,2 / \sqrt{1} = 10,2 \text{ (кА)}$$

2,06 < 10,2 (кА) - умова виконується.

На підставі результатів перевірки кабелю 35 кВ по допустимому струму короткого замикання по жилі та по екрану номінальний переріз на ділянці від КТП-35 до РП складає 300/50 мм<sup>2</sup>.

## 2.8 Розрахунок струмів КЗ в мережах до та вище 1 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо у об'ємі, необхідному для вибору апаратів і провідників.

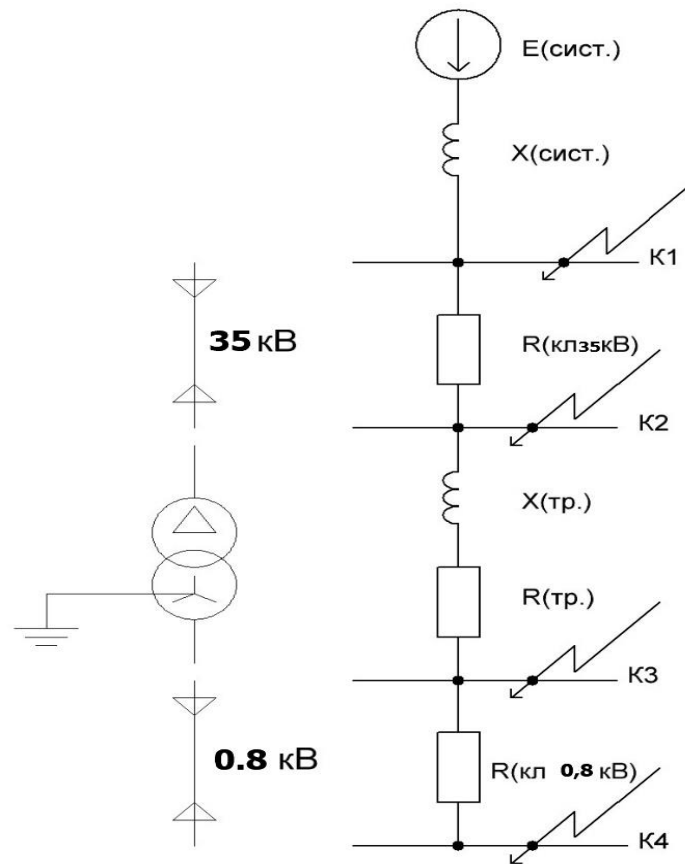


Рисунок 2.4 - Розрахункова схема для визначення струмів КЗ

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

#### Мережі 35 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

$K_1$  – струм короткого замикання на шинах 35 кВ мережі живлення;

$K_3$  – струм короткого замикання на стороні 0,8 кВ

$K_4$  – в кінці кабельної лінії 0,8 кВ (в точці підключення КЛ-0,8 кВ до інвертора).

Розрахунок струмів КЗ мережі 35 кВ згідно

Розраховуємо стум КЗ у точці  $K1$  (від потужності системи):



$$I_{K1}^{(3)} = \frac{S_{\text{сист.}}}{\sqrt{3} U_{\text{ср.ном.}}} = \frac{150 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 35 \text{ кВ}} = 2,5 \text{ кА}$$

Розраховуємо опір системи:

$$X_{\text{сист.}} = \frac{U_{\text{ср.ном.}}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3(K1)}} = \frac{35 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot 2,5 \text{ кА}} = 0,756 \text{ Ом}$$

Опір КЛ-35 кВ довжиною  $l = 10$  км:

- активний:

$$R_{\text{КЛ35 кВ*}} = R_0 l_1 = 0,52 \cdot 10 = 5,2 \text{ мОм}$$

- де  $R_0 = 0,52$  мОм/км – питомий опір кабельної лінії 35 кВ

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{\text{с.р.}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma \text{КЛ1}}^2 + X_{\text{сист.}}^2}} = \frac{35 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \sqrt{5,2^2 + 7,3^2}} = 2,25 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,25 = 1,93 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів КЗ мережі 0,8 кВ згідно

$U_{\text{ср.н}} = 0,8$  кВ – середня напруга на низькій стороні трансформатора.

Розраховуємо струми КЗ для точки  $K_3$  (шини 0,8 кВ КТП):

2) опір трансформатора КТП: приймаємо, що встановлені ТМ-2500/35/0,8.

Таблиця 2,8,1 - Технічні характеристики трансформаторів ТМ

Найменування	Номін. потужність, кВА	Втрати холостого ходу, Вт	Втрати КЗ, Вт	Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
ТМ-2500/35/0,8	2500	3350	26300	6,0	0.8

$$R_m = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot U_n^2}{S_{Н.Т}^2} \cdot \left( \frac{U_{ср.осн}^2}{U_{ср.і}^2} \right) = \frac{26,3 \cdot 35^2}{2500^2} \cdot \frac{0,8^2}{35^2} \cdot 10^6 = 2,69 \text{ МОм}$$

$$X_m = \sqrt{u_k^2 - \left( \frac{100 P_{К.НОМ}}{S_{Т.НОМ}} \right)^2} \cdot \frac{U_{НН.НОМ.}^2}{S_{Т.НОМ}} \cdot 10^4 = \sqrt{6^2 - \left( \frac{100 \cdot 26,3}{2500} \right)^2} \cdot \frac{0,8^2}{2500} \cdot 10^4$$

$$= 15,123 \text{ МОм}$$

Приведення опору кабельних ліній 35 кВ на сторону 0,8 кВ за допомогою коефіцієнта трансформації:

$$R_{кл\ 35кВ\ (0,8\ кВ)} = R_{кл\ 35кВ} \cdot K^2 = 5,2 \cdot \left( \frac{800}{35000} \right)^2 = 2,71 \text{ МОм}$$

де  $K$  – коефіцієнт трансформації трансформатора.

Приведення опору системи до сторони 0,8 кВ.

$$X_{сист.(0,8кВ)} = X_{сист.} \cdot K^2 = 0,756 \cdot \left( \frac{800}{35000} \right)^2 = 3,95 \text{ МОм}$$

4) опір кабельної лінії від трансформатора до інвертора:

Опір КЛ-0,8 кВ довжиною  $l_2 = 1$  км:

- активний:

$$R_{КЛ\ 0,8} = R_0 l_2 = 0,342 \cdot 1 = 0,342 \text{ мОм},$$

де  $R_0 = 0,342$  мОм/км – питомий опір кабельної лінії 0,8 кВ таблиця

Розраховуємо струми короткого замикання в точці  $K_3$ :

- струм трифазного КЗ:

$$\begin{aligned} I_{КЗ}^{(3)} &= \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_m + R_{\text{кл}\ 35\text{кВ}\ (0,8\ \text{кВ})})^2 + (X_{\text{сист.}\ (0,8\ \text{кВ})} + X_m)^2}} = \\ &= \frac{800\ \text{В}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,69 + 2,71)^2 + (3,95 + 15,123)^2}} = 23,6\ \text{кА} \end{aligned}$$

- струм двофазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{КЗ}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23,6 = 20,182\ \text{кА}$$

Розраховуємо струми короткого замикання в точці  $K_4$  (кабельна лінія 0,8кВ):

- струм трьохфазного КЗ:

$$\begin{aligned} I_{К4}^{(3)} &= \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_m + R_{\text{кл}\ 35\text{кВ}\ (0,8\ \text{кВ})} + R_{\text{кл}\ 0,8\text{кВ}})^2 + (X_{\text{сист.}\ (0,8\ \text{кВ})} + X_m)^2}} = \\ &= \frac{800\ \text{В}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,69 + 2,71 + 0,342)^2 + (3,95 + 15,123)^2}} = 23,48\ \text{кА} \end{aligned}$$

- струм двофазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23,48 = 20,08 \text{ кА}$$

## 2.9 Вибір комутаційного обладнання для видачі потужності в мережу

Обираємо роз'єднувач зі сторони 35 кВ: обираємо роз'єднувач з двома парами заземлючих ножей.

Вибір виконується за наступними умовами:

1) за номінальною напругою

$$U_n \geq U_{уст}$$

2) за номінальним струмом

$$I_n \geq I_{рф}$$

3) динамічна стійкість проходження струмів КЗ

$$i_{дин} \geq i_y$$

4) термічна стійкість проходження струмів КЗ

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

Обираємо роз'єднувачі і заносимо дані до таблиці

Таблиця 2,9,1 Вибір роз'єднувачів 35 кВ

Тип роз'єднувача	РГП.2-35/1000 У1	
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_n \geq U_{уст}$	35	35
$I_n \geq I_{рф}$	1000	$P_{ФЕС} / (1,73 U_{ном \cdot ВН}) =$ $= 25000 / (1,73 \cdot 35) = 412,88 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	50	2,5
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	1200	68

Розрахункові струми для вибору вимикачів та перевірка їх на електродинамічну і термічну стійкість визначаються для найбільш тяжких умов, які можливі при експлуатації.

Вибір ввідних вимикачів 35 кВ. Проводимо перевірку вимикача по всім вимогам.

Умови вибору вимикачів:

1) за номінальною напругою:

$$U_n \geq U_{уст}$$

2) за номінальним струмом:

$$I_n \geq I_{рф}$$

3) за струмом відключення:

$$I_{отк.ном} \geq I_{nt}$$

4) перевірка по повному струму відключення:

$$\sqrt{2}I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{ат}$$

5) динамічна стійкість проходженню струмів КЗ:

$$i_{дин} \geq i_y$$

6) термічна стійкість проходження струмів КЗ:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$$

Таблиця 2,9,1 - Результати вибору вимикачів 35 кВ

Тип вимикача Приєднання	Ввідні вимикачі <b>ВР-35НТ-25/1600У1</b>	
Умови вибору	катал.	розр.
$U_H \geq U_{уст}, кВ$	35	35
$I_H \geq I_{рф}, А$	1600	412,88
$I_{отк.ном} \geq I_{нт}, кА$	25	2,5
$\frac{\sqrt{2}I_{відк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right)}{\sqrt{2}I_{нт+i_{ат}}} \geq$	45,5	18,9
$i_{дин} \geq i_y, кА$	64	29,4
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k кА^2 \cdot с$	1875	220

Таким чином приймаємо для ліній ввода високої напруги і секційного вимикача вакуумні вимикачі зовнішньої установки ВР35НСМ-35-20/1600У1 які є розробкою ЗАО «Високовольтний Союз».

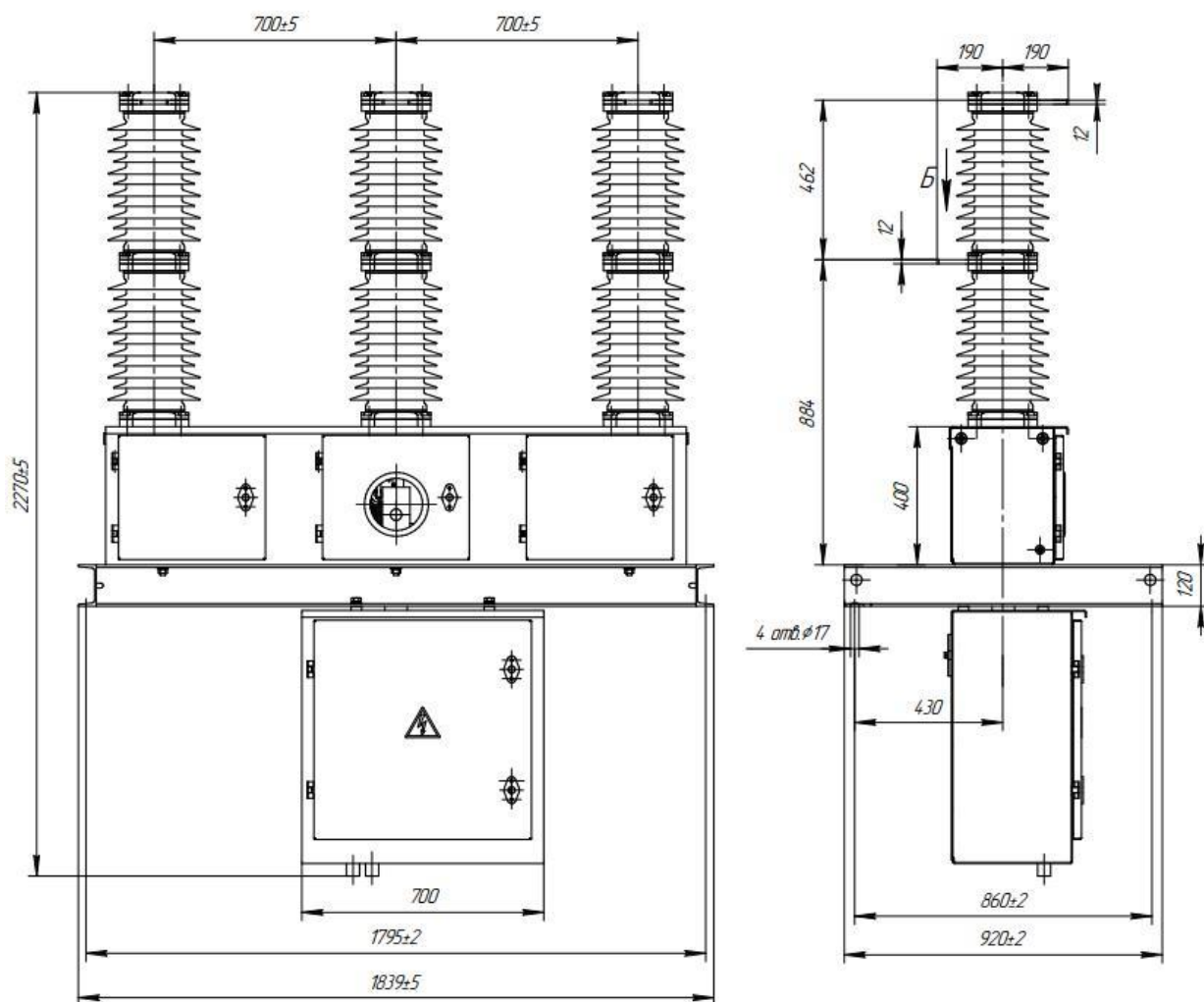


Рисунок 2,5 – Загальний вид ВР35НСМ

Таблиця 2,9,2 - Основні технічні характеристики вимикача ВР-35НСМ

Параметр	Значення
Номинальна напруга, кВ	35
Номинальний струм, А	1600
Номинальний струм відключення, кА	20
Струм термічної стійкості, 3с, кА	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	52
Вміст аперіодичної складової, %	40
Безструмова пауза при АПВ, с, не менше	0,3
Ресурс по комутаційній стійкості, не менше	
- при номінальному струмі циклів «ВО»	30000
- при номінальному струмі вимикання циклів «ВО»	55

## 2.10. Розрахунок продуктивності ФЕС

Сонячна інсоляція – основний параметр, який буде розглядатися при визначенні показників виробництва електроенергії від фотоелектричних модулів. За даними сайту NASA [7] використаємо статистичні дані сонячної інсоляції та приведемо її в таблицях 2.10.1 – 2.10.3

Таблиця 2.10.1 – Значення сонячної інсоляції для кожного дня

Дата	Місяць			
	Січень	Лютий	Березень	Квітень
	Сонячна інсоляція, кВт*год/м <sup>2</sup> /день			
1	0,86	1,49	2,08	3,19
2	0,86	1,57	2,31	3,56
3	0,84	1,59	2,23	3,68
4	1,03	1,71	2,37	4,11
5	0,91	1,72	2,52	4,01
6	1,01	1,77	2,54	3,86
7	0,98	1,82	2,71	3,23
8	0,94	1,88	2,64	3,23
9	0,95	1,89	2,86	3,38
10	0,93	1,87	2,95	3,39
11	1,021	1,89	2,8	3,54
12	0,98	1,89	2,66	3,81
13	1,086	1,71	3,05	4,14
14	1,089	1,80	3,23	4,05
15	1,10	1,79	3,05	3,71
16	1,0	1,85	3,01	4,01
17	1,16	2,22	2,89	4,36
18	1,15	2,32	2,87	4,42
19	1,1	2,27	2,9	4,14
20	1,18	2,09	3,06	4,03



Продовження таблиці 2.10.1

21	1,04	2,13	3,33	4,24
22	1,25	2,46	3,51	4,49
23	1,19	2,41	3,65	4,3
24	1,25	2,54	3,5	4,72
25	1,32	2,66	3,46	4,72
26	1,25	2,64	3,28	5,03
27	1,32	2,61	3,61	5,02
28	1,37	2,62	3,190	5,23
29	1,17	2,50	3,59	4,99
30	1,48	-	4,29	5,44
31	1,31	-	3,95	-

Таблиця 2.10.2 – Значення сонячної інсоляції для кожного дня

Дата	Місяць			
	Травень	Червень	Липень	Серпень
	Солнечная инсоляция, кВт*год/м <sup>2</sup> /день			
1	5,71	5,57	5,94	5,92
2	5,45	5,12	5,92	5,93
3	4,99	5,99	6,05	5,81
4	5,35	6,22	6,1	5,29
5	5,62	5,94	5,95	5,88
6	5,095	5,96	6,22	5,81
7	5,48	6,1	5,89	5,73
8	5,094	5,83	5,9	5,73
9	5,45	6,36	5,96	5,66
10	5,58	6,08	5,91	5,84
11	5,55	6,17	5,73	5,84
12	5,39	5,74	6,14	5,52

продовження таблиці 2.10.2

13	6,24	6,06	5,99	5,17
14	5,602	6,23	6,06	4,85
15	5,79	6,04	5,75	5,71
16	5,77	5,88	5,79	5,63
17	6,12	5,67	5,68	5,61
18	5,55	5,82	5,58	5,37
19	5,97	5,79	6,25	5,21
20	5,78	5,55	6,081	5,1
21	5,61	5,405	6,16	5,072
22	5,77	5,64	6,22	4,93
23	5,69	6,004	5,87	4,907
24	5,66	5,86	5,65	4,9
25	5,86	5,47	5,62	5,2
26	5,6	5,3	5,71	4,86
27	5,808	5,35	5,84	4,53
28	5,46	5,46	6,019	4,59
29	5,63	5,509	5,59	4,47
30	5,505	5,76	5,702	4,53
31	5,34	-	5,53	4,32

Таблиця 2.10.3– Сонячна іррадіація по дням

День	Місяць			
	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
	Сонячна інсоляція , кВт*год/м <sup>2</sup> /день			
1	4,57	3,24	1,71	0,95
2	4,33	2,93	1,62	1,006
3	4,34	3,19	1,48	0,97

## продовження таблиці 2.10.3

4	4,54	2,93	1,47	0,97
5	4,2	2,97	1,51	0,93
6	3,95	2,82	1,39	0,83
7	4,062	2,84	1,402	0,93
8	3,91	2,88	1,35	0,91
9	3,76	2,43	1,41	0,91
10	4,018	2,7	1,21	0,9
11	4,018	2,54	1,31	0,94
12	4,027	2,42	1,23	0,79
13	3,98	2,63	1,1	0,78
14	4,02	2,54	1,16	0,82
15	4,05	2,44	1,07	0,81
16	3,8	2,32	1,021	0,94
17	3,77	2,2	1,16	0,93
18	3,9	1,86	1,11	0,91
19	3,58	1,86	1,053	0,90
20	3,758	2,029	0,968	0,129
21	3,263	1,86	0,95	0,823
22	3,26	1,96	0,895	0,84
23	3,535	2,008	1,08	0,93
24	2,93	1,775	0,993	0,8
25	2,968	1,828	0,864	0,87
26	3,275	1,647	1,02	0,90
27	3,193	1,63	0,93	0,74
28	3,0743	1,71	0,92	0,82
29	3,118	1,81	0,84	0,89
30	2,8	1,67	0,86	0,83

## Продовження таблиці 2.10.3

31	-	1,57	-	0,95
----	---	------	---	------

Середнє значення сонячної іррадіації приведено в таблиці 2.10.4

Таблиця 2.10.4 – Середнє значення сонячної інсоляції

Місце розташування	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Середнє за рік
Дніпро	1,22	2,98	4,05	5,55	5,57	5,7	5,08	3,66	2,27	1,2	0,96	3,36	

Обчислення вироблення ФЕС електричної енергії  $W$  рекомендовано виконувати за формулою [1]:

$$W = E_H \cdot k_{\text{мод}} \cdot S \cdot k_{\text{інв}} \cdot k_{W1} \cdot k_{W2} \cdot k_{W3} \cdot k_{\text{тр}} \cdot k_T, = \text{кВт} \cdot \text{год}$$

де  $E_H$  – надходження сонячної радіації (прямої та розсіяної) на похилу поверхню, кВт/м<sup>2</sup> за годину;

$k_{\text{мод}}$  – ККД фотоелектричного модуля;

$S$  – загальну сумарну площу фотобатарей, м<sup>2</sup>;

$k_{\text{інв}}$  – ККД інвертора;

$k_{W1}$  – втрати змінного струму в мережі до 1 кВ;

$k_{W2}$  – втрати змінного струму в мережі понад 1 кВ;

$k_{W3}$  – втрати в мережі постійного струму;

$k_{\text{тр}}$  – ККД трансформатора (обчислюють згідно з паспортними даними трансформатора та проектної генерації ФЕС після введення її в експлуатацію);

$k_T$  – коефіцієнт готовності ФЕС.

У разі попереднього оцінювання техніко-економічних показників площадок:

- добуток  $k_{\text{інв}} \cdot k_{\text{W1}} \cdot k_{\text{W2}} \cdot k_{\text{W3}} \cdot k_{\text{тр}} \cdot k_{\text{Г}}$  - рекомендовано взяти таким, що дорівнює 0,88—0,92;

- ККД фотоелектричного модуля  $k_{\text{мод}}$  беруть відповідно до вибраного типу ФЕМ;

Щоб дізнатися вироблення ФЕС за рік скористаємося формулою

$$W = E \cdot n \cdot K_w \cdot \eta_m \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot 365 = 14213536,6 \text{ кВт*год/рік,}$$

Де  $E$  – сонячна інсоляція;

$n$  – кількість модулів;

$\eta_m$  - ККД модулів

$\eta_{\text{інв}}$  – ККД інвертора (98%)

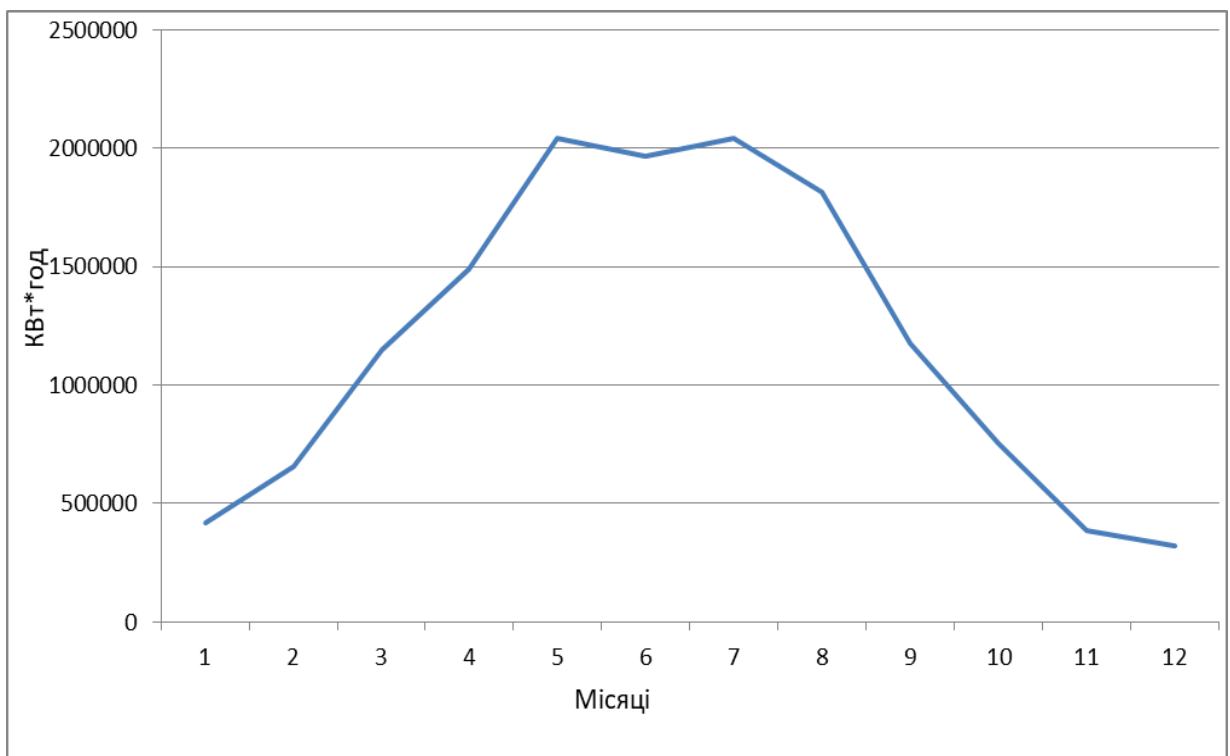


Рисунок 2.6 – Річний графік вироблення електричної енергії

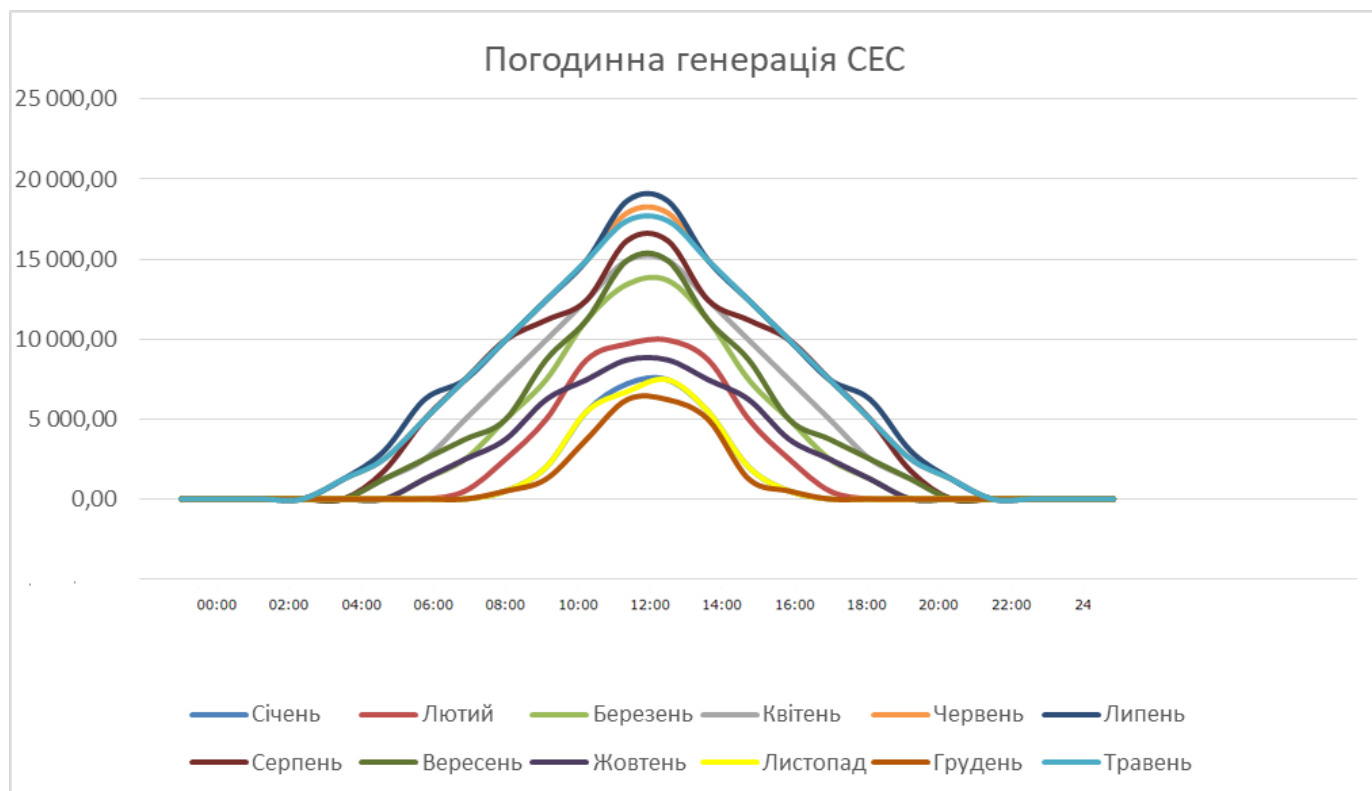


Рисунок 2.7– Погодинний графік генерації СЕС

## 2.11. Обґрунтування параметрів сторейдж-системи.

Для вибору параметрів сторейдж-системи потрібно проаналізувати генерацію і споживання електроенергії. Розглянемо літній та зимовий періоди.

Добовий графік виробництва/споживання електроенергії  
в торговій зоні «ОЕС України» за 16.07.2021

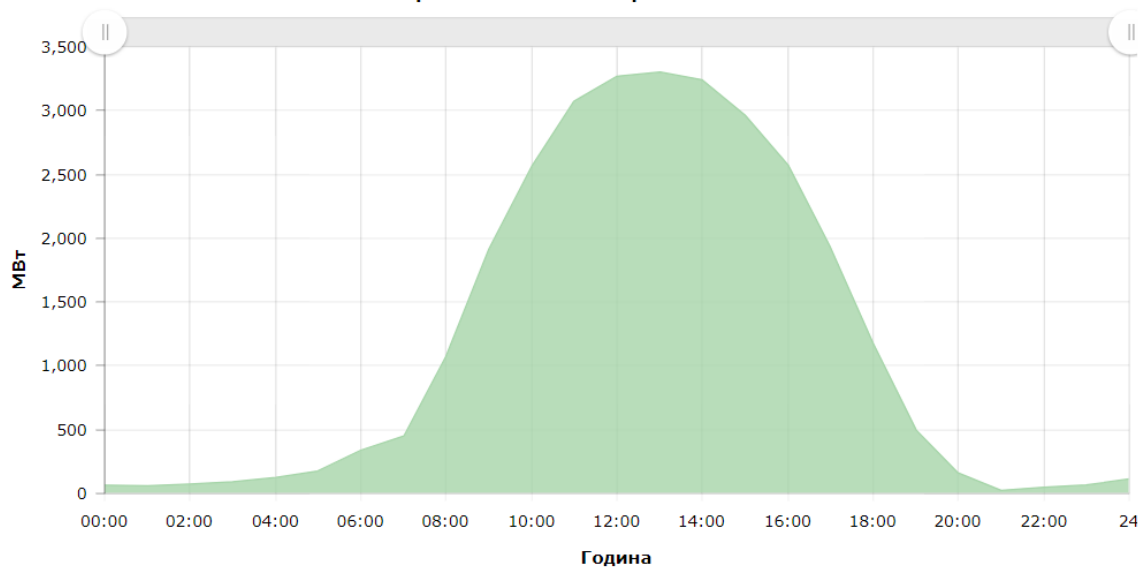


Рисунок 2.8 – Генерація ВДЕ в літній час

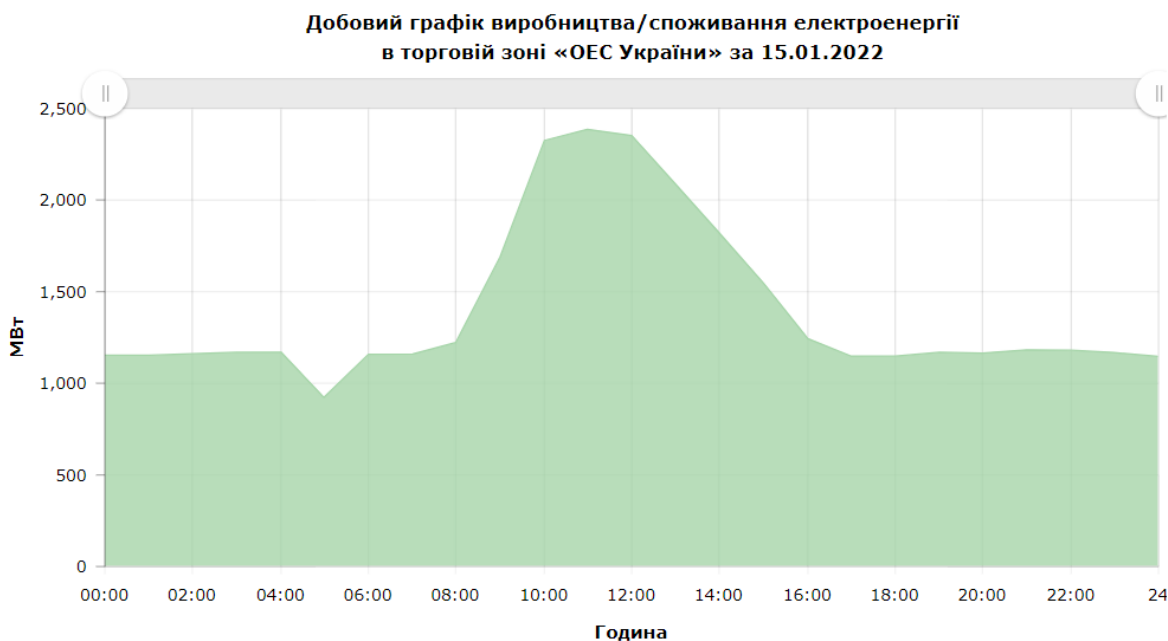


Рисунок 2.9 – Генерація ВДЕ в зимовий час

Як видно на графіку, піки генерації ВДЕ і споживання не співпадають, тому коли ми потребуємо енергії, ми не маємо запасів, а коли виникає профіцит – потрібно зупиняти агрегати на станціях, щоб мати змогу спожити запаси нетрадиційних станцій. Отже щоб вирішити цю проблему і здобути маневрову потужність на допомогу приходять акумулятори. Для вибору ємності сторейдж-системи звернемося до графіків вироблення електроенергії для станції 25 МВт і дізнаємося, скільки МВт енергії в день виробляє станція. СЕС виробляє приблизно 65 МВт\*год/день. Методом диференційного обчислювання визначаємо, що в пікові години ( з 11:00 до 15:00) станція генерує потужність від 5-10 МВт\*год в залежності в погодних умов. В зимовий період цей показник зменшуться до 1-3 МВт\*год. Оскільки взимку споживання зростає, а генерація спадає, доступної енергії менше, ніж в літку. Оберемо ємність сторейдж-системи з найменшого середнього значення:

$$Est = (Ez+E1)/2 = 5+1/2 = 3 \text{ МВт*год}$$

В основі сторейдж системи буде використана система накопичення від SMA SUNNY CENTRAL STORAGE SLM 2900 kVA. Даний екземпляр підходить для

надійного зберігання та видачі енергії в мережу. Технічні параметри наведені в Додатку Г

## 2.12. Моделювання оптимальних режимів роботи ФЕС зі сторейдж системою

Сонячна станція зі сторейдж системою надзвичайно складна конструкція, що потребує чіткого режиму роботи та дотримання усіх тонкощів налаштування. Для акумуляторних систем існує два режими роботи: «Буферний» та «Циклічний».

Оскільки така комбінація початково була задумана, як інструмент SMART GRID, тому безперечно одним з найефективнішим способом експлуатації для ОЕС України буде буферний режим, коли ФЕС повністю зарядить акумуляторну станцію та буде чекати на ситуацію, коли енергосистема потребуватиме маневрової потужності і видасть її в потрібний момент і після цього почне перезарядку.

Найбільш заощадливий режим роботи для сторейдж системи – цикл заряд – розряд. Це дозволяє збільшити експлуатаційний період акумуляторів, але не дивлячись на це, накопичувачі, які використовуються в проекті набагато вразливіші до втрати ємності, тому що струми при заряді та розряді сягають значних величин.

В данному проекті буде використаний «циклічний» режим роботи. В ті дні, коли сонячна станція буде генерувати достатню кількість прогнозованої енергії, сторейдж система буде заряджатися під час піку генерації (з 11 до 15 години для літнього часу та з 10 – 13 години зимового часу).

Отже завдяки накопиченій енергії сторейдж-системою ми можемо поступово віддавати енергію в мережу і тим самим виконувати дві функції:

- 1) «зрізати» піки генерації нерегульованих об'єктів ВДЕ та полегшити роботу традиційних станцій енергосистеми
- 2) Згладжувати піки навантаження, які викинають через підвищений попит на електроенергію зранку та ввечері.



Для моделювання режимів роботи використовуємо пакет MS Office Excel.  
Розглянемо середньомісячну генерацію за кожний місяць.

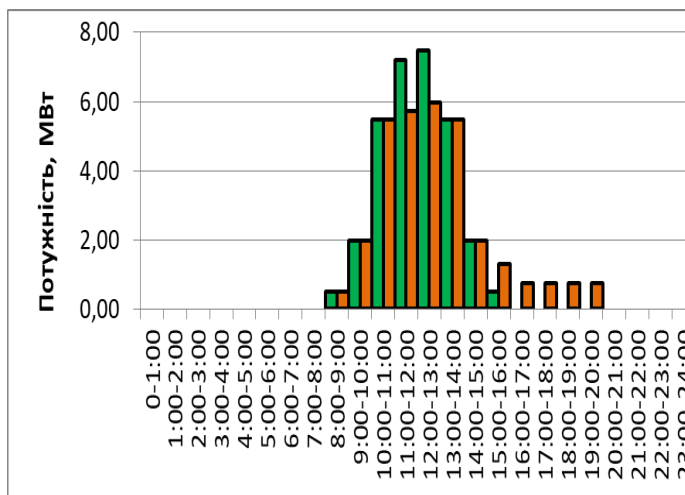


Рисунок 2.9 – Січень

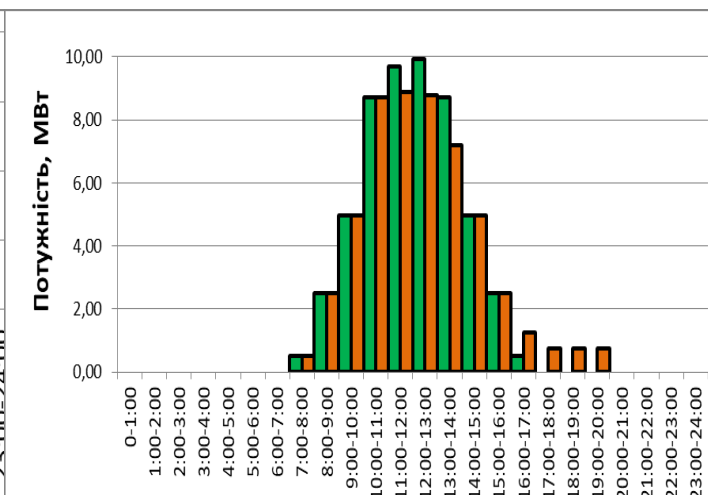


Рисунок 2.10 – Лютий

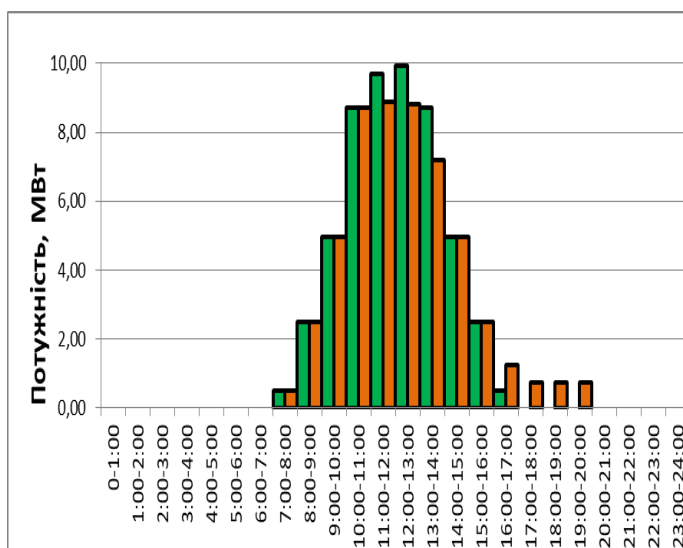


Рисунок 2.11 – Березень

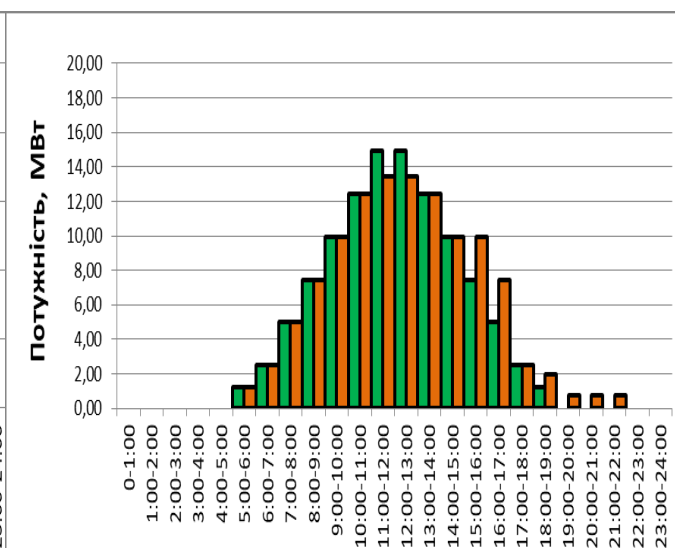


Рисунок 2.12 – Квітень

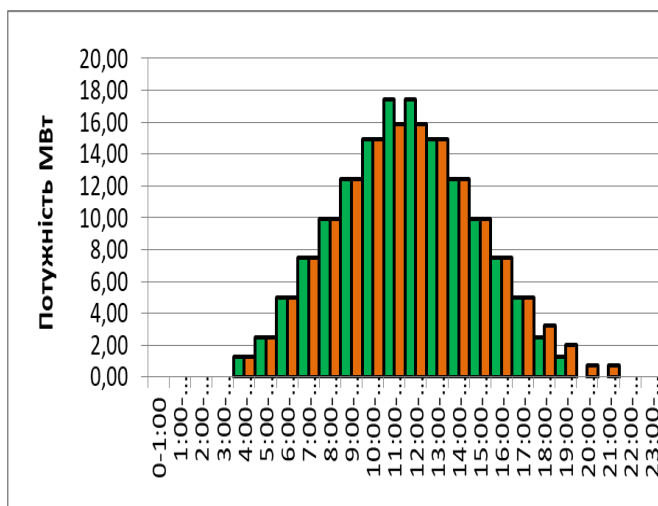


Рисунок 2.13 - Травень

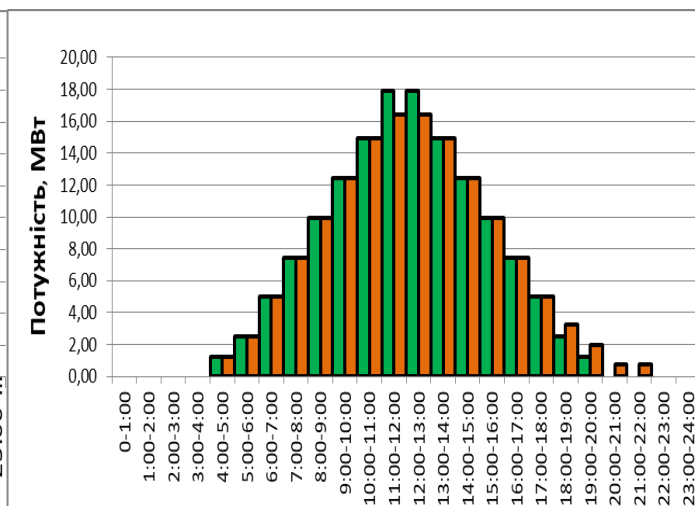


Рисунок 2.14- Червень

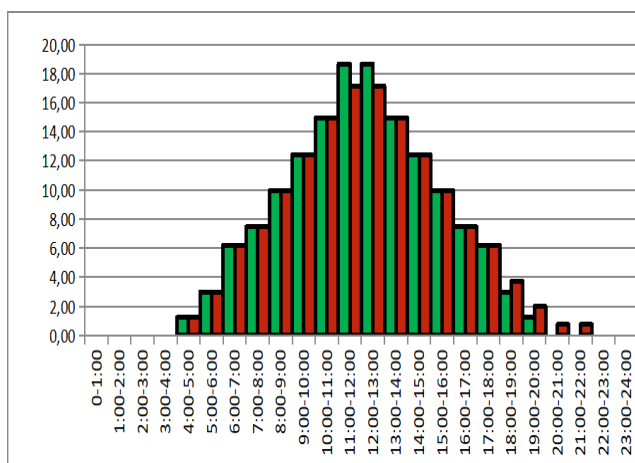


Рисунок 2.15 - Липень

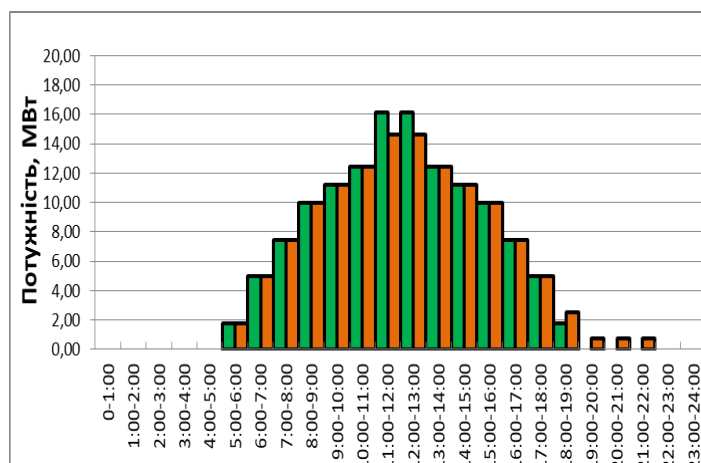


Рисунок 2.16 - Серпень

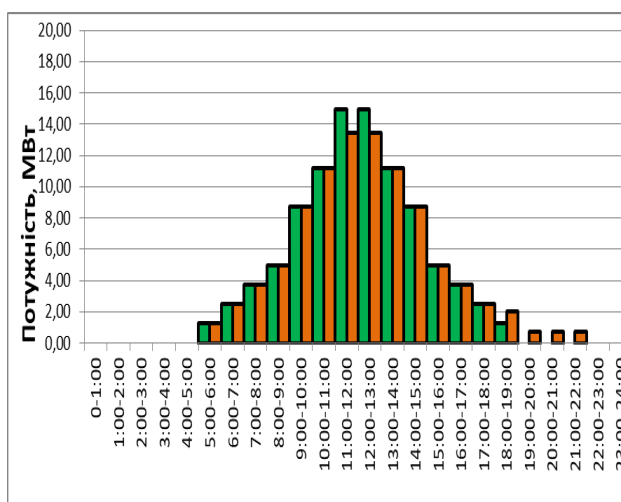


Рисунок 2.17 - Вересень

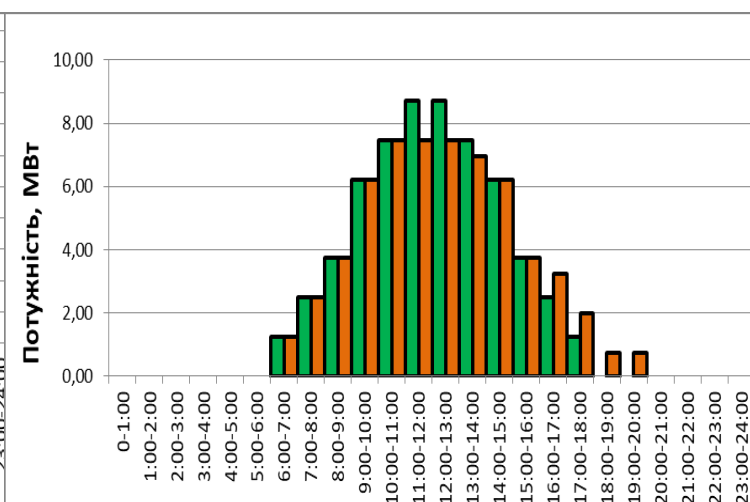


Рисунок 2.18 - Жовтень

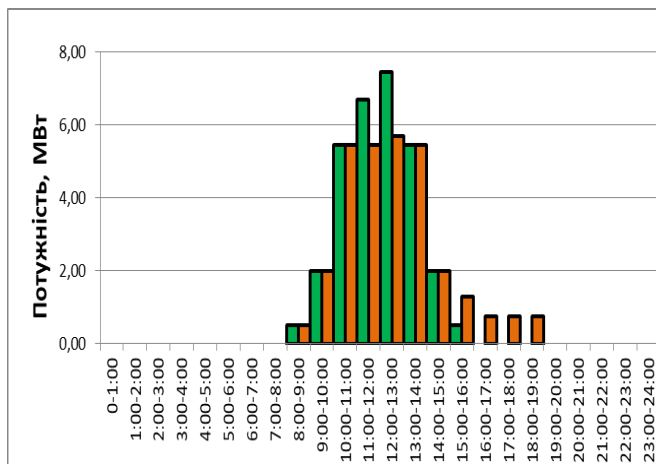


Рисунок 2.19 - Листопад

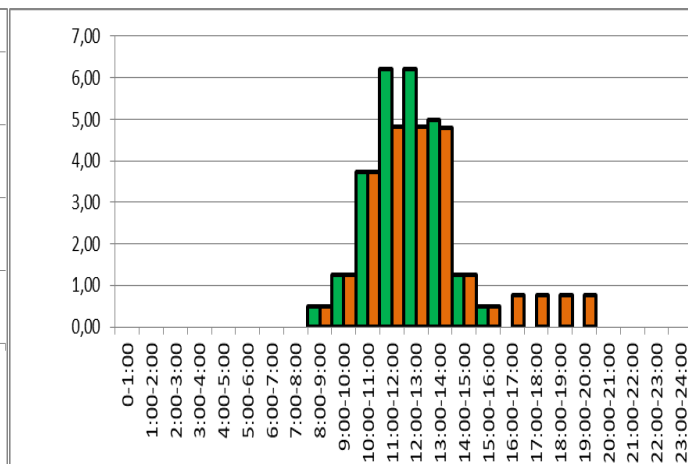


Рисунок 2.20 - Грудень

### **3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ**

## Вступ

ОЕС України – це сукупність всіх потужностей та мереж, які живлять споживачів різних категорій. Кожен потребує в надійному та безперебійному електропостачанню.

Через значний зріст потужностей відновлювальної енергетики зростає необхідність контролювати їх генерацію та встановлювати нові маневрові потужності.

У кваліфікаційній роботі пропонується встановити сонячну станцію зі сторейдж-системою, на території міста Дніпро, яка буде слугувати як маневрова потужність в необхідні години. Для покращення ефективності режимів роботи мережі. Для її роботи потрібне наступне обладнання: КТП, автоматичні вимикачі, інвертори, сонячні панелі, кабельна продукція.

Для обґрунтування економічної доцільності впровадження заходів щодо збільшення енергоефективності завдяки застосуванню ВДЕ необхідно визначити величину проектних капіталовкладень, обсяг експлуатаційних витрат, а також показники економічної ефективності.

### 3.1 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні вкладення - кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні інвестиції з реалізації науково-технічного рішення можуть включати:

- витрати на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;
- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- витрати, пов'язані з виконанням монтажних-налагоджувальних робіт;
- витрати фінансових коштів на проведення проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, необхідних для реалізації науково-технічного рішення.

Витрати на придбання технічного обладнання/ комплектуючих виробів та транспортних витрат зведені до табл. 3.1.

Таблиця 3.1- Зведення капітальних витрат.

Обладнання	Кількість, шт.	Ціна одиниці, грн.	Транспортні витрати*, грн.	Всього, грн.
1	2	3	4	5
КТП АВВ KS-2500/35	12	1 500 000	150 000	18 000 000
SMA SUNNY CENTRAL STORAGE	1	20 250 000	50 000	20 300 000.00
Кабель АВБШБ 3x95	1 500 м.	777	10 000	1 175 500,00
Кабель АПВВг 3x70+1x35	1 000 м.	922	10 000	932 000,00
Автоматичний вимикач NA-1-3200-2500 М/3	3	52 505	1 980	159 495,00

Кінець таблиці 3.1

1	2	3	4	5
Інвертор Huawei SUNNY 2000-KTL200	117	286 630	7 000	33 535 710.00
Сонячні панелі JA-330	75760	3200	250 000	245 632 000.00
Автоматичний вимикач EB2S 160/3SH 160A3F	42	2 195	1 750	93 940,00
Невраховані/непередбачені витрати (пісок, щебінь, бетон, кріплення, металеві конструкції для ФЕМ)	20% від загальної ціни обладнання			112 080 000
Всього капітальних витрат				672 250 000

\*Ціна доставки вказана з врахуванням кількості одиниць обладнання та тарифів на перевезення.

Вартість транспортних витрат розраховані за даними служби перевезень «Нова Пошта» за доставку вантажа зважаючи на вагу і габарити (табл. 3.2). Також було враховано відстані між Харковом, в якому знаходиться розглянута нами підстанція, та міста в якому знаходиться потрібне нам обладнання.

Таблиця 3.2 – Данні для розрахунку вартості транспортних витрат.

Обладнання	Вага, кг.	Габарити, мм.	Доставка з міста
КТП АВВ KS-2500/35	5000	2270x1300x1850	Дніпро
Кабель АВБШБ 3x95	4 560	500x400x410	Запоріжжя
Кабель АПВВг 3x70+1x35	3 551	400x210x250	Запоріжжя
Автоматичний вимикач NA-1-3200-2500 M/3	85	274x315x239	Київ
Інвертор Huawei SUNNY 2000-KTL200	500	725 x 510 x 225	Миколаїв
Сонячні панелі JA-330	28	2095x1134x35	Хмельницький

Розрахунок вартості доставки відбувався за тарифами «Нової Пошти».

URL: <https://novaposhta.ua/delivery>.

[8]

Витрати на монтажні роботи ( $Z_M$ ) та витрати на налагоджувальні роботи ( $Z_H$ ) можна визначити наступним чином:

$$Z_{M+H} = \sum (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{cm} \cdot K_{pr},$$

де  $C_i = 30$  - чисельність працівників  $i$ -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних робіт, чол.;

$a_i = 78,5$  — годинна тарифна ставка працівника IV розряду, грн.;

$t_i = 300$  — час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних робіт, год.;

$K_d = 1,2$  — коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{cm} = 1,22$  — коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{pr} = 1,15$  — коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних робіт.

$$\begin{aligned} Z_{M+H} &= \sum (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{cm} \cdot K_{pr} = \\ &= (50 \cdot 78,5 \cdot 1\,000) \cdot 1,2 \cdot 1,22 \cdot 1,15 = 6\,608\,130 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Визначення проектних капіталовкладень:

$$\begin{aligned} K_{pr} &= K_{об}(\sum_{i=1}^K C_i) + Z_{тзс} + Z_{M+H} + Z_{пр} = \\ &= 672\,250\,000 + 6\,608\,130 = 678\,858\,130 \text{ грн,} \end{aligned}$$

де  $K_{об}(\sum_{i=1}^K C_i)$  — вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість



комплектуючих елементів  $i - 20$  виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення;

$k$  — кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{\text{ТЗС}}$  — транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_{\text{М+Н}}$  — витрати на монтажні та налагоджувальні роботи;

$Z_{\text{пр}}$  — інші одноразові вкладення грошових коштів (демонтаж старого обладнання та зберігання на складі нового устаткування), вартість якого приймаємо – 3% від загальної вартості обладнання.

### 3.2 Розрахунок експлуатаційних затрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію і обслуговування об'єкту проектування за певний період (наприклад, рік), виражені в грошовій формі.

До основних експлуатаційних витрат по електротехнічному устаткуванню і енергомережі відносяться:

1. Амортизаційні відрахування ( $AO$ ).
2. Заробітна плата обслуговуючого персоналу ( $C_3$ ).
3. Відрахування на соціальні заходи від заробітної плати ( $C_c$ ).
4. Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт устаткування ( $C_T$ ).
5. Інші витрати ( $C_{\text{пр}}$ ).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$C = AO + C_3 + C_c + C_T + C_{\text{пр}} . \quad (3.5)$$

Пункт 2 і 3 ( $C_3$  і  $C_c$ ), в даному випадку, відсутні, тому що на розглянутій підстанції відсутні працівники.

### 3.3 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання.

Таблиця 3.3 - Мінімально допустимі терміни корисного використання за окремими групами основних засобів.

<b>Групи</b>	<b>Мінімально допустимі терміни корисного використання, років</b>
група 3 – будівлі;	20
– споруди;	15
– передавальні пристрої	10
група 4 – машини і обладнання;	5
– електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, пов'язані з ними засоби зчитування або друку інформації, комп'ютерні програми, інформаційні системи і т. д.	2
група 5 – транспортні засоби	5
група 6 – інструменти, прилади, інвентар (меблі)	4
група 9 - інші основні засоби	12

Обладнання в нашому проекті, зважаючи на табл. 3.3, відноситься до 9-ї групи основних фондів «Інші основні засоби» мінімальний термін служби обладнання становить 12 років.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта

основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості:

$$\Phi_a = \Phi_{\Pi} - Л, \quad (3.6)$$

де  $\Phi_{\Pi}$  - первісна вартість об'єкта основних засобів;  $Л$  - розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Амортизаційні відрахування знаходяться за прямолінійним методом за наступною формулою:

$$AO = \Phi_{\Pi} \cdot H_a, \quad (3.7)$$

де  $H_a$  - норма амортизації.

Норма амортизації визначається за формулою:

$$H_a = (\Phi_{\Pi} - Л) / (\Phi_{\Pi} \cdot T_{\Pi}),$$

де  $T_{\Pi}$  - термін корисного використання (амортизаційний період);  $\Phi_{\Pi}$  - повна (або переоцінена вартість) вартість об'єкта основних засобів.

Обсяг ліквідаційної вартості приймемо як 10% від початкової вартості обладнання.

$$Л = K_{\text{пр}} \cdot 0,1 = 678\,858\,130 \cdot 0,1 = 67\,885\,813 \text{ грн.}$$

Норма амортизації:

$$H_a = \frac{K_{\text{пр}} - Л}{K_{\text{пр}} \cdot T_{\text{мін}}} \cdot 100 \%,$$

$$H_a = \frac{679088130 - 67908813}{679088130 \cdot 12} = 0,075,$$

де  $T_{\text{мін}}$  – мінімальний термін корисної експлуатації, рік.

Амортизаційні відрахування:

$$AO = \Phi_n \cdot \frac{H_a}{100} = 678\,858\,130 \cdot \frac{0,075}{100} = 509\,140 \text{ грн.}$$

Визначення річних втрат на технічне обслуговування та поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного устаткування приймаємо на підставі фактичних даних, що до технічного обслуговування аналогічного обладнання – 500 000 грн.

$$C_T = 500\,000 \text{ грн.}$$

Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення (*Екр*) полягає в зниженні споживання електроенергії від єдиної мережі та часткове живлення від генерації власної СЕС. А в наслідок цього зниження витрат на електричну енергію підприємством.

Річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$C = AO + C_T$$

$$C = 509\,140 + 500\,000 = 1\,009\,140 \text{ грн.}$$

Річна економія:

$$E_p = \Delta W_{\text{ел.ен}} \cdot C_T = 14\,213\,582,6 \cdot 4,05 = 57\,565\,010 \text{ грн.},$$

де  $\Delta W_{\text{ел.ен}}$  – згенерованої електроенергії СЕС, кВт\*год.;  $C_T$  – ціна тарифу на електроенергію

Вирахуємо повну річну економію з витратами на експлуатаційні витрати:

$$E_p^{\text{повна}} = E_p - C = 57\,565\,010 - 1\,009\,140 = 56\,555\,540 \text{ грн}$$

Визначимо термін окупності капітальних витрат  $T_p$ , за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{пр}}}{E_p^{\text{повна}}} = \frac{678\,858\,130}{57\,564\,823,2} = 11,8 \text{ років}$$

Що менше мінімального встановленого термін окупності (12 років.)

Визначити нормативне значення коефіцієнта ефективності можна також виходячи з прийнятої для підприємства індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = \frac{1}{T_{\text{ок}}} = \frac{1}{11,8} = 0,084.$$

### **Висновок до розділу**

У даному розділі дипломного проекту був проведено розрахунок обсягів капітальних та експлуатаційних витрат для встановленої СЕС на території підприємства. Капітальні витрати складають – 678 858 130 грн, експлуатаційні витрати - 6 608 130 грн. Термін окупності приблизно 11.8 років.

## ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі був виконаний розрахунок фотоелектричної станції потужністю 25 МВт з обґрунтуванням параметрів та режимів роботи стореїдж системи. Цей проект демонструє, що за допомогою великої кількості таких об'єктів енергетика країни може вийти на новий рівень стабільності, контролю та наближення до приєднання з європейською енергосистемою ENTSO-E. Приведене в роботі рішення допомагає використовувати звичайну сонячну станцію як ланку Smart Grid системи. Маневрові потужності, які виникають при побудові таких станцій полегшують роботу для ГЕС/ГАЕС, які на даний момент виконують функцію маневрування в ОЕС України, а також і для традиційних станцій, для яких стабільна робота – запорука надійності та довговічності.

Під час аналізу режимів роботи ФЕС та стореїдж-системи було виявлено, що найкращий режим роботи для накопичувача – буферний режим. Це зумовлюється цілями роботи. Завдяки поєднанню генерації та накопичення стало можливим змінити ситуацію з піками генерації та споживання на краще. Завдяки моделюванню режимів роботи вдалося досягти результату, який підтверджує актуальність і необхідність таких станції по всій енергосистемі. Стореїдж система щодня буде накопичувати електроенергію обсягом 3 МВт\*год та поступово видавати в мережу, в певний час, коли зростає споживання. Це дозволить одночасно зрізати піки генерації ВДЕ, які доводилось корегувати іншими маневровими потужностями та допомогати покривати піки навантаження.

Техніко-економічний аналіз показав, що не дивлячись на суттєві капіталовкладення в проект, термін окупності станції складає 11.8 років, що є гарним результатом. Експлуатаційні витрати складають 6 608 130 грн. Капітальні витрати при цьому складають 678,858 млн. грн, тобто розроблений проект є доцільним для впровадження в масове споживання.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок: [арх. 15 березня 2020] / Міненерговугілля України. — Київ: [б. в.], 2017. — 617 с.
2. ДБН – Державні Будівельні Норми / ДП «Державний науково-дослідний інститут будівельних конструкцій» - Київ, 2019. – 136 с.
3. Kosatka Media [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://kosatka.media/uk/category/elektroenergiya/analytics/struktura-generacii-i-potrebleniya-elektroenergii-v-ukraine> Атмосфера [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.atmosfera.ua/stati-geliosistemy/solar-insulation-ukraine/>
4. Google Trends [ Електронний ресурс] – Режим доступу:
5. ГОСТ 12.0.003-74 / Державний комітет СРСР зі стандартів: Москва, 1976. – 5 с. :
6. Сайт «Gismeteo» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.gismeteo.ru/>
7. Компанія «Тесла» [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.tesla.com/>.
8. Нова пошта [ Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://novaposhta.ua/delivery>.
9. 8.УКРЕНЕРГО - [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/07/Typove-tehnicne-zavdannya-na-proektuvannya-rekonstruktsiyi-tehnicnogo-pereosnashhennya-generuyuchyh-odynyts-TES-TETS-AES-GAES-GES-ta-energotsentriv-VDE-zagalnoyu-potuzhnistyu-pona.pdf>
- 10.Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломної роботи для студентів галузі знань 0507 «Електротехніка та електромеханіка» / Укладачі: Л.В. Тимошенко, І.В. Шереметьєва - Дніпропетровськ: НГУ, 2015. - 15 с.



11. Сайт «NASA» [Електронний ресурс] . – Режим доступу:  
<https://www.nasa.gov/>.
12. . НКРЕ - [Електронний ресурс] – Режим доступу  
<https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vstanovlennya-tarifu-na-poslugi-z-peredachi-elektrichnoi-energii-nek-ukrenergo-na-2022-rik>
13. Верховна Рада - [Електронний ресурс] – Режим доступу:  
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1965874-18#Text>.
14. УКРЕНЕРГО - [Електронний ресурс] – Режим доступу  
<https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/07/Typove-tehnicne-zavdannya-na-proektuvannya-rekonstruktsiyi-tehnicnogo-pereosnashhennya-generuyuchyh-odynyts-tes-tets-aes-gaes-ges-ta-energotsentriv-vde-zagalnoyu-potuzhnistyu-pona.pdf>
15. ТЕХНІЧНА – ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І МЕРЕЖ.  
ПРАВИЛА - [Електронний ресурс] - режим доступу  
[http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=86234](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=86234)

## ДОДАТОК А

		Позначення	Найменування	Кількість	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ЕЕ.ОППм.21.08.ПЗ	Пояснювальна записка	82	
5					
6					
7					
8		ЕЕ.ОППм.21.08.ПМ			
9					
10					
11					
12					

## ДОДАТОК Б

Відгук керівника

## ДОДАТОК В

JA SOLAR

## JAP72S01

310-330 1000V Cypress Series

MULTICRYSTALLINE SILICON SOLAR MODULE



## JA Solar Holdings Co., Ltd.

JA Solar Holdings Co., Ltd. is a world leading manufacturer of high-performance solar power products that convert sunlight into electricity for residential, commercial and utility-scale power generation. The company was founded in May 2005 and publicly listed on NASDAQ in February 2007. JA Solar has been the world's leading cell producer since 2010, and has firmly established itself as a tier 1 module supplier since 2012. Capitalizing on our strength in solar cell technology, we are committed to provide modules with unparalleled conversion efficiency, yield efficiency, and reliability to enable you to maximize your returns on PV projects. With its leading industry experience, continuous effort on R&D, customer-oriented service and solid financial status, JA Solar is your best choice of long-term trustworthy partner.

Address: Building No.8, Nuode Center, Automobile Museum East Road, Fengtai District, Beijing, China

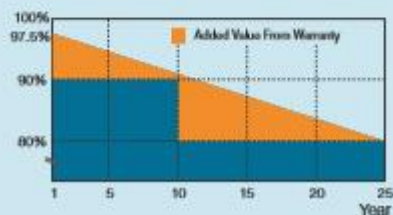
Telephone: +86 (10) 63611888

Fax: +86 (10) 63611999

Email: sales@jasolar.com market@jasolar.com

## Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



## Key Features



5BB design reduces cell series resistance and stress between cell interconnectors improves module reliability and conversion efficiency



High output, 16.99% highest conversion efficiency



Certified with 1000V DC IEC standard



Anti-soiling surface reduces power loss from dirt and dust



Outstanding performance in low-light irradiance environments



Excellent mechanical load resistance: Certified to withstand high wind loads (2400Pa) and heavy snow loads (5400Pa)



Strong salt and ammonia resistance certified by TÜV NORD

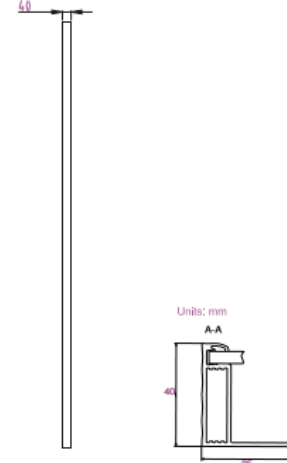
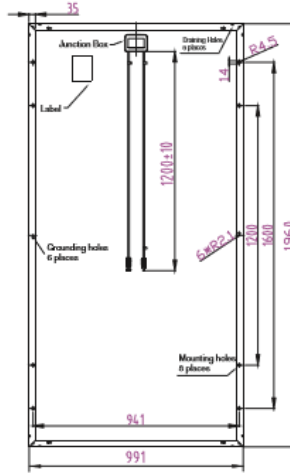
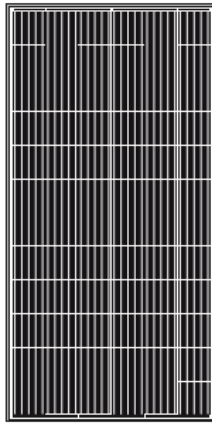
# JAP72S01

310-330/SC



1000V Cypress Series

## MECHANICAL DIAGRAM

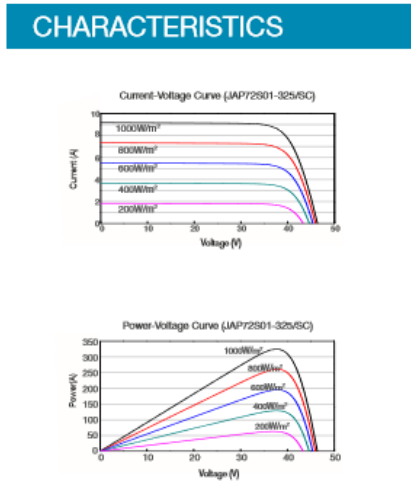


■ customized cable length available upon request

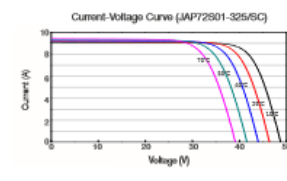
SPECIFICATIONS	
Cell	Poly 156.75x156.75mm
Weight	22.5kg±3%
Dimensions	1960x991x40mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup>
No. of Cells	72 (6x12)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Connector	MC4 Compatible
Packaging Configuration	27 Per Pallet

OPERATING CONDITIONS	
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC)
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Static Load, Front Maximum Static Load, Back	5400Pa 2400Pa
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC					
TYPE	JAP72S01 -310/SC	JAP72S01 -315/SC	JAP72S01 -320/SC	JAP72S01 -325/SC	JAP72S01 -330/SC
Rated Maximum Power (Pmax) [W]	310	315	320	325	330
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	45.56	45.85	46.12	46.38	46.40
Maximum Power Voltage (Vmp) [V]	36.89	37.09	37.28	37.39	37.65
Short Circuit Current (Isc) [A]	8.92	9.01	9.09	9.17	9.28
Maximum Power Current (Imp) [A]	8.40	8.49	8.58	8.69	8.77
Module Efficiency [%]	15.96	16.22	16.47	16.73	16.99
Power Tolerance	-0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc (α <sub>Isc</sub> )	+0.058%/°C				
Temperature Coefficient of Voc (β <sub>Voc</sub> )	-0.330%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax (γ <sub>Pmp</sub> )	-0.410%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G				



ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT					
TYPE	JAP72S01 -310/SC	JAP72S01 -315/SC	JAP72S01 -320/SC	JAP72S01 -325/SC	JAP72S01 -330/SC
Max Power (Pmax) [W]	229	233	237	241	244
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	42.63	42.84	43.04	43.24	43.41
Max Power Voltage (Vmp) [V]	34.32	34.45	34.64	34.82	35.03
Short Circuit Current (Isc) [A]	7.18	7.23	7.29	7.35	7.40
Max Power Current (Imp) [A]	6.68	6.77	6.84	6.91	6.97
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM 1.5G				



## ДОДАТОК Г

# SUN2000-200KTL-H2

## Smart String Inverter



9  
MPP Trackers



99.0%  
Max. Efficiency



String-level  
Management



Smart I-V Curve  
Diagnosis Supported



MBUS  
Supported



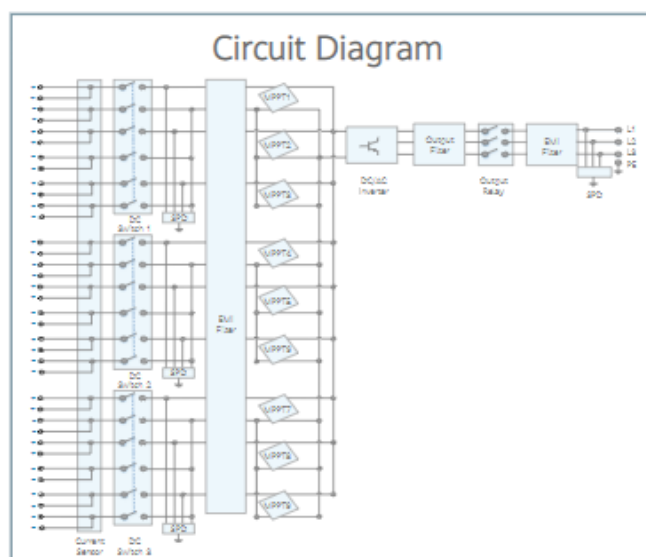
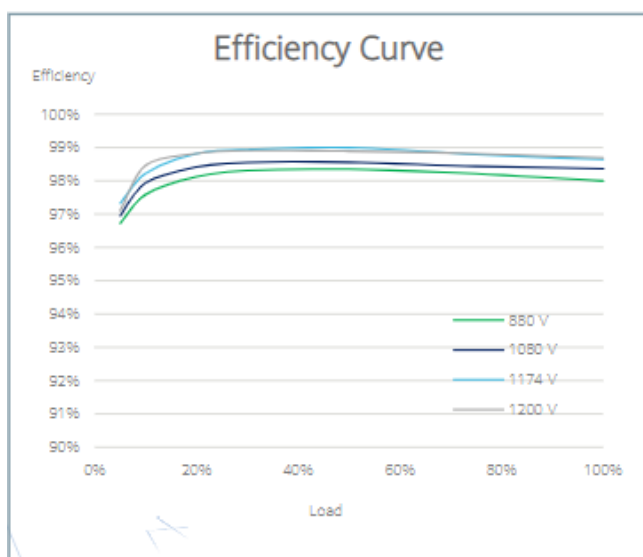
Fuse Free  
Design



Surge Arresters for  
DC & AC



IP66  
Protection



## SUN2000-200KTL-H2

# Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
AC Output Power	200,000 W*
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A**
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

\*When environmental temperature is 50°C, AC Output Power 185,000W

\*\*When environmental temperature is 50°C, Nominal Output Current 133.6A

## ДОДАТОК Г

SUNNY CENTRAL STORAGE  
1900 / 2200 / 2475 / 2900**Efficient**

- High power density
- Max. efficiency is 98.6%
- Lower transportation costs (up to 4 inverters in a standard shipping container)

**Robust**

- Proven OptiCool™ technology for intelligent, effective cooling
- Can be installed worldwide outdoors in any ambient condition

**Flexible**

- Conforms to all relevant grid requirements worldwide
- Four quadrant operation for full reactive power support
- Stand-alone device or turnkey solution with medium-voltage block

**Versatile**

- Integrated battery communication
- Customized monitoring and control of inverters
- Grid management functions for dynamic grid support
- Integrated voltage supply for internal consumption and external loads

**SUNNY CENTRAL STORAGE 1900 / 2200 / 2475 / 2900**

Battery inverter for large-scale storage systems

Grid-connected storage systems enable the integration of large amounts of intermittent renewable energy into the utility grid while ensuring maximum grid stability. The Sunny Central Storage is the central component of the SMA system solution for integration of large-scale storage systems. It is designed to compensate fluctuations in solar energy generation and offers comprehensive grid management services, e.g., automatic frequency control. The battery inverter is optimized for continuous operation at nominal load and temperature of  $-25^{\circ}\text{C}$  to  $+50^{\circ}\text{C}$ . Thanks to its wide DC voltage range, it is compatible with various types of battery technologies. The Sunny Central Storage is designed to work with the SMA Power Plant Manager and is also available as turnkey solution with the SMA medium-voltage systems.



# SUNNY CENTRAL STORAGE 1900 / 2200

Technical Data	SCS 1900	SCS 2200
<b>Battery side (DC)</b>		
DC Voltage range for max. AC power (at 25 °C / at 50 °C) <sup>1)</sup>	500 V to 950 V / 950 V	570 V to 950 V / 950 V
Minimal / Maximal DC voltage <sup>2)</sup>	477 V / 1100 V	545 V / 1100 V
Max. DC current (at 25 °C / at 50 °C)	4060 A / 3690 A	4120 A / 3745 A
Fuse characteristic for battery connection - fuse arcing time limit / energy limit <sup>3) 15)</sup>	<1 ms / 40 cal/cm <sup>2</sup>	
Number of DC cables per polarity	26	
<b>Grid side (AC)</b>		
Max. AC power (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C) <sup>12)</sup>	1900 kVA / 1796 kVA / 1727 kVA	2200 kVA / 2080 kVA / 2000 kVA
Max. AC current (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	3255 A / 3078 A / 2960 A	3300 A / 3120 A / 3000 A
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	337 V / 270 V to 404 V	385 V / 308 V to 462 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Cos Phi at rated power / displacement Cos Phi adjustable <sup>10) 14)</sup>	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals	2	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>4)</sup> / European efficiency <sup>4)</sup>	98.6% / 98.3%	98.6% / 98.4%
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection	○ Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	●	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2780 mm / 2318 mm / 1588 mm	
Weight	< 3400 kg	
Self-consumption (max. <sup>5)</sup> / partial load <sup>6)</sup> / average <sup>7)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 300 W	
Auxiliary power supply: integrated 8.4 kVA transformer / external	● / ○	
Operating temperature range	-25 °C to 60 °C	
Noise emission <sup>8)</sup>	< 64.7 dB(A)	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% [2 month/year] / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>9)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / ○	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lugs on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Display	● Indicator lights / ○ HMI touchscreen (10.1")	
Supply transformer for external loads	○ [2.5 kVA]	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2	
EMC standards	IEC / EN 61000-6-4, IEC / EN 61000-6-2, EN 55022	
● Standard features ○ Optional		
Type designation	SCS-1900-10	SCS-2200-10

1) Another voltage range can be offered on request

2) With power derating

3) Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side

4) Efficiency measured without internal power supply

5) Self-consumption at rated operation

6) Self-consumption at < 75% P<sub>n</sub> at 25 °C

7) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P<sub>n</sub> at 25 °C

8) Sound pressure level at a distance of 10 m

9) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.

10) Depending on the DC voltage

11) Earlier temperature-dependent derating

12) Measured at cos φ 0.8 underexcited to 0.8 overexcited

13) Additional apparent power derating might apply for a combination of the following conditions: > 45 °C, > 1080 V DC, power factor < 0.9 underexcited and > 900 m MSL

14) Max reactive power is limited to 60% of the max apparent power

15) Released energy limit in an event of error

# SUNNY CENTRAL STORAGE 2475 / 2900

Technical Data	SCS 2475	SCS 2900 <sup>12)</sup>
<b>Battery side (DC)</b>		
DC Voltage range for max. AC power (at 25 °C / at 50 °C) <sup>1)</sup>	634 V to 1000 V / 1000 V	760 V to 1100 V / 1100 V
Minimal / Maximal DC voltage <sup>2)</sup>	614 V / 1100 V	740 V / 1100 V
Max. DC current (at 25 °C / at 50 °C)	4110 A / 3735 A	4055 A / 3686 A
Fuse characteristic for battery connection - fuse arcing time limit / energy limit <sup>3) 15)</sup>	1 ms / 40 cal/cm <sup>2</sup>	
Number of DC cables per polarity	26	
<b>Grid side (AC)</b>		
Max. AC power at 1000 VDC (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C) <sup>12)</sup>	2475 kVA / 2340 kVA / 2250 kVA	2940 kVA / 2780 kVA / 2670 kVA
Max. AC power at 1100 VDC (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C) <sup>12)</sup>	–	2940 kVA / 2670 kVA / 2250 kVA
Max. AC current (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	3292 A / 3113 A / 2993 A	3265 A / 3087 A / 2968 A
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	434 V / 347 V to 520 V	520 V / 416 V to 624 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Cos Phi at rated power / displacement Cos Phi adjustable <sup>13) 14)</sup>	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals	2	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>4)</sup> / European efficiency <sup>4)</sup>	98.6% / 98.4%	max. eta 98.6%
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection	○ Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	●	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2780 mm / 2318 mm / 1588 mm	
Weight	< 3400 kg	
Self-consumption (max. <sup>5)</sup> / partial load <sup>6)</sup> / average <sup>7)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 300 W	
Auxiliary power supply: integrated 8.4 kVA transformer / external	● / ○	
Operating temperature range	-25 °C to 60 °C	
Noise emission <sup>8)</sup>	< 64.7 dB(A)	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>9)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / ○	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lugs on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Display	● Indicator lights / ○ HMI touchscreen (10.1")	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2	
EMC standards	IEC / EN 61000-6-4, IEC / EN 61000-6-2, EN 55022	
● Standard features ○ Optional		
Type designation	SCS-2475-10	SCS-2900-10

1) Another voltage range can be offered on request

2) With power derating

3) Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side

4) Efficiency measured without internal power supply

5) Self-consumption at rated operation

6) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C

7) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25 °C

8) Sound pressure level at a distance of 10 m

9) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.

10) Depending on the DC voltage

11) Earlier temperature-dependent derating

12) Measured at cos φ 0.8 underexcited to 0.8 overexcited

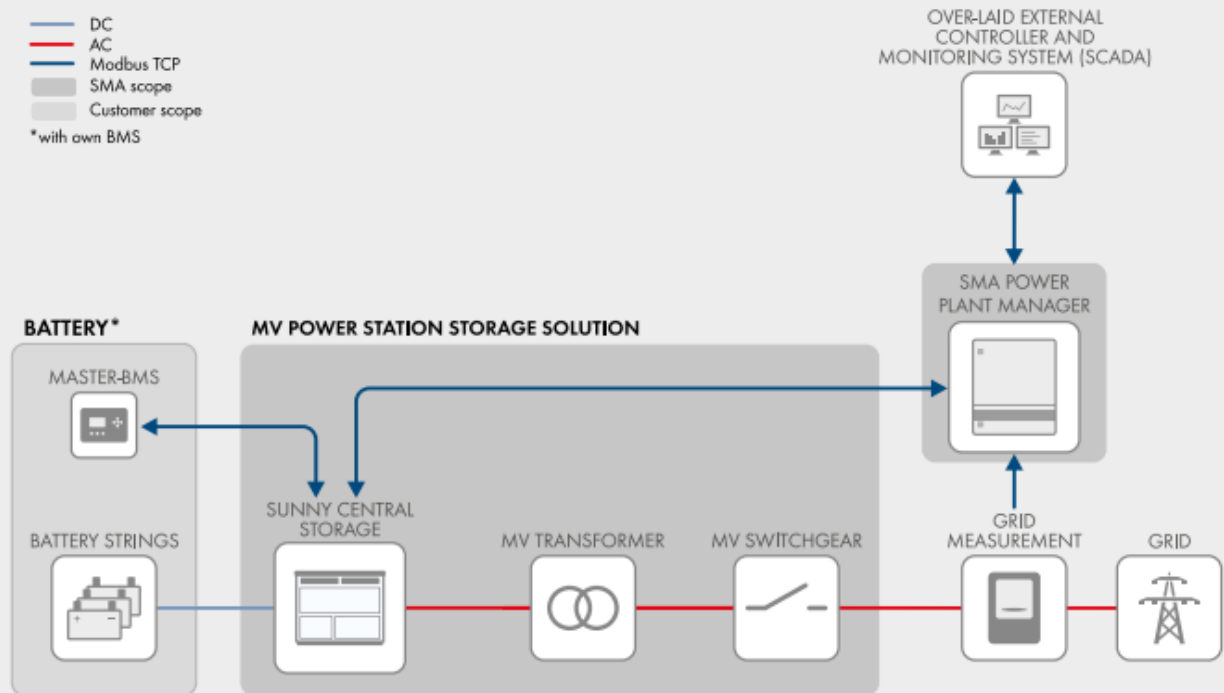
13) Additional apparent power derating might apply for a combination of the following conditions: > 45 °C, > 1080 V DC, power factor < 0.9 underexcited and > 900 m MSL

14) Max reactive power is limited to 60% of the max apparent power

15) Released energy limit in an event of error

## SUNNY CENTRAL STORAGE APPLICATIONS

- Provides ancillary grid services
- Supports the growth of renewable energy in public grids
- Increases fuel saving potential in PV hybrid diesel systems



By combining several of these schemes, higher power systems can be realized

### Grid-connected functions

- Setpoints for active and reactive power
- Static grid support  $Q(U)$ ,  $P(f)$
- Dynamic grid support (FRT)
- Active islanding detection (AID)
- High compatibility with different battery types

### Compatible with energy management system functionalities

- External static grid supporting functions
- Ramp-rate control of PV power
- Peak shaving
- Energy shifting
- Genset optimization control
- Reducing necessary spinning reserve of gensets
- Battery start-up and stop sequence
- Operates the battery within optimal operation window
- Grid Forming
- Black Start