

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

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Лейченка Богдана Олександровича

(ПІБ)

академічної групи 141М-21-1

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Обґрунтування раціональних технічних параметрів і режимів роботи сторейдж-системи для фотоелектричної станції потужністю 1 МВт»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтингово ю	інституційно ю	
кваліфікаційної роботи	<u>Півняк Г.Г.</u>			
розділів:	Луценко І.М.			
Вступна частина	Луценко І.М.			
Основна частина:	Луценко І.М.			
Економічний	Тимошенко Л. В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	<u>Олішевський Г.С.</u>			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
електроенергетики

(повна назва)

_____ Папаїка Ю. А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

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

студенту Лейченку Б. О. академічної групи 141М-21-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Обґрунтування раціональних технічних параметрів і режимів роботи
сторейдж-системи для фотоелектричної станції потужністю 1 МВт, затверджену
наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.09.2022 № 918

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Виконати аналіз сучасних технологій створення сторейдж-систем, визначити технічне завдання на проектування ФЕС потужністю 1 МВт зі сторейдж-системою.	
Основна частина	Виконати обґрунтований вибір основного електрообладнання фотоелектричної станції потужністю 1 МВт зі сторейдж-системою.	
Економічний	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати, термін окупності проекту.	

Завдання видано _____
(підпис керівника)

Півняк Г.Г.
(прізвище, ініціали)

Дата видачі _____

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання _____
(підпис студента)

Лейченко Б.О.
(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 98 стор., 23 рис., 14 табл., 7 графіків, 4 додатка, 41 джерело.

Об'єкт дипломного проекту – фотоелектрична станція потужністю 1 МВт зі сторейдж-системою.

Мета дипломного проекту – розрахунок і вибір до встановлення на ФЕС електричного обладнання.

У вступній частині приведено стан розвитку сонячної енергетики в Україні та переваги будівництва електростанцій на відновлювальних джерелах електричної енергії над традиційними. Виконано аналіз сучасних технологій створення сторейдж-систем, визначено технічне завдання на проектування ФЕС потужністю 1 МВт зі сторейдж-системою.

В основній частині виконано розрахунки електричного обладнання і його вибір для подальшого проектування фотоелектричної станції зі сторейдж-системою.

Економічне обґрунтування проекту виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту, а також визначені фонд заробітної плати персоналу і термін окупності проектного рішення.

Розроблене технічне рішення може бути реалізовано при проектуванні фотоелектричних станцій зі сторейдж-системами.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА, СОНЯЧНІ МОДУЛІ, ІНВЕРТОРИ, КТП, ПРИЄДНАННЯ, ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, СТОРЕЙДЖ-СИСТЕМА, ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ.

ЗМІСТ

РЕФЕРАТ	3
ВСТУП.....	6
1 ВСТУПНА ЧАСТИНА	6
1.1 Вступ. Сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні і світі	6
1.2 Типова структура мережевих фотоелектричних наземних станцій	15
1.3 Аналіз сучасних технологій створення сторейдж-систем	22
1.4 Технічне завдання на проектування ФЕС зі сторейдж-системою	28
1.5 Висновки та постановка задач роботи	33
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	34
2.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС	34
2.1.1 Кут нахилу панелей.....	34
2.2 Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ	34
2.3 Вибір інверторного обладнання	37
2.4 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів	38
2.4.1 Максимальний струм в колі	38
2.4.2 Максимальна напруга в колі	38
2.4.3 Розрахунок мінімальної кількості модулів в колі з урахуванням допустимої пускової напруги інвертора.....	40
2.4.4 Визначення допустимої кількості модулів в колі з урахуванням MPP трекера інвертора.....	41
2.5 Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ.....	43
2.6. Вибір електротехнічного обладнання	47
2.6.1 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму.....	47
2.6.2 Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах.....	48
2.6.3 Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів.....	48

2.6.4	Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ.....	49
2.6.5	Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-35 кВ.....	53
2.6.6	Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4 кВ.....	59
2.6.7	Вибір параметрів кабельних ліній 6-10 кВ	61
2.6.8	Вибір комутаційного обладнання 6-10 кВ для видачі потужності в мережу	63
2.7	Моделювання графіків добової генерації електроенергії ФЕС.....	65
2.8	Вибір раціональної потужності та ємності сторейдж-системи для рівномірної 14-годинної генерації електроенергії	68
3	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....	75
3.1	Техніко-економічне обґрунтування раціональних технічних параметрів і режимів роботи сторейдж-системи для фотоелектричної станції потужністю 1 МВт.....	75
3.2	Розрахунок капітальних витрат	77
3.3	Розрахунок експлуатаційних витрат	81
3.3.1	Розрахунок амортизаційних витрат.....	82
3.3.2	Розрахунок річного фонду заробітної плати.....	85
3.3.3	Розрахунок відрахувань на соціальні заходи	86
3.4	Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт	87
3.5	Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту.....	88
	Висновки з економічної частини	90
	ВИСНОВКИ.....	91
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	92
	ДОДАТОК А Відомість матеріалів дипломного проекту	95
	ДОДАТОК Б Основні технічні характеристики ФЕМ та інверторів	96
	ДОДАТОК В Повні технічні характеристики ФЕМ та інверторів	98
	ДОДАТОК Г Таблиця середньомісячного рівня інсоляції	102

1 ВСТУПНА ЧАСТИНА

1.1 Вступ. Сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні і світі

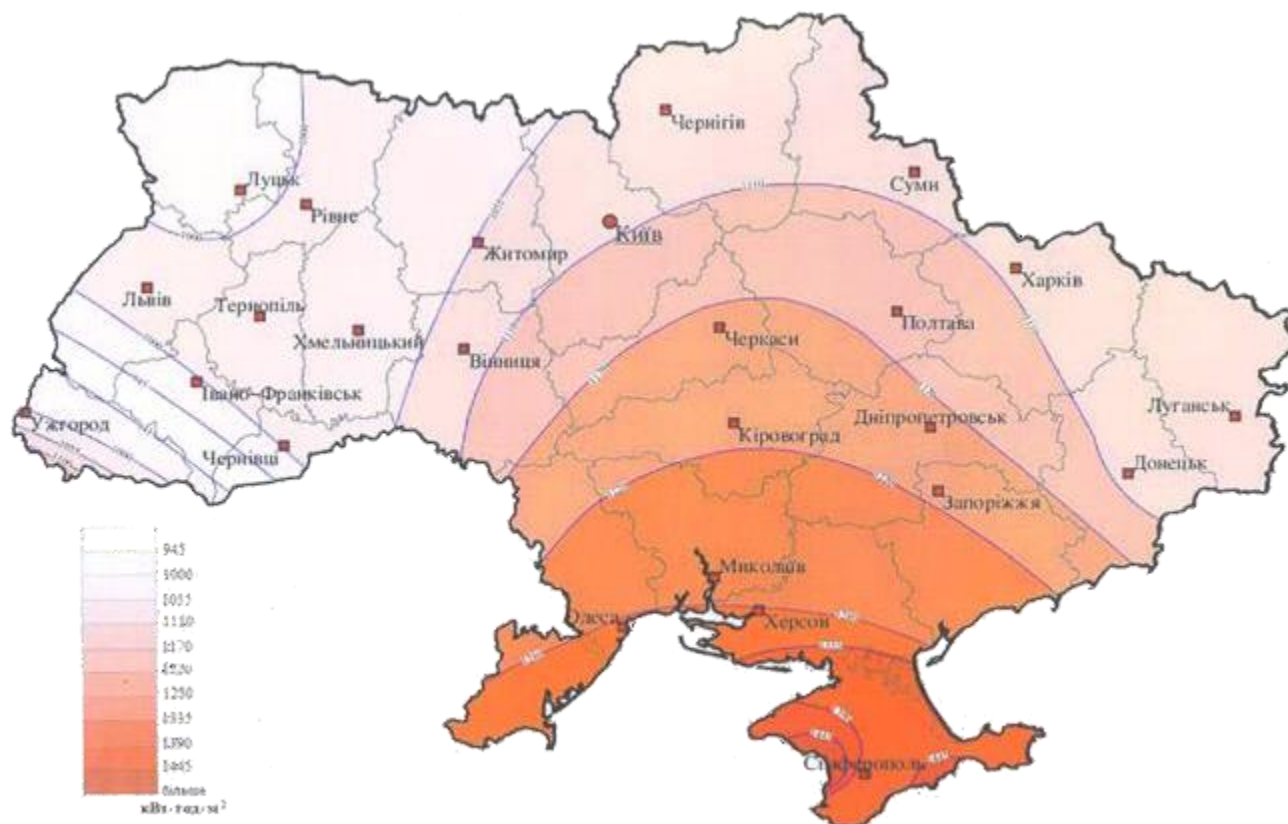
Сонячне світло, наряді з водою та повітрям – найбільш стабільний та невичерпний ресурс. Воно є абсолютно безпечним для людини та навколишнього середовища, так як є необхідною складовою для існування майже для усього на нашій планеті. Саме тому, сонячне світло доцільно використовувати для вироблення електроенергії по всій території України. [1]

Збільшення використання сонячної енергії – сучасний та правильний крок до збереження нашої планети. Для використання невідновлюваних ресурсів, наприклад, таких як вугілля, деревина та ін., витрачається багато фінансів. Здобування та використання цих ресурсів супроводжується викидами в атмосферу, так як застосовується велика кількість техніки, яка потребує палива, матеріалів для обслуговування. Використання цих ресурсів також супроводжується великою кількістю викидів, так як при спалюванні того самого вугілля, виділяється багато CO₂ та золошлакових відходів, які потім потрібно утилізувати, окрім цього, для будівництва самої ТЕС треба багато ресурсів на побудову стін, агрегатів, потім на обслуговування. [1]

Сонячна ж електростанція потребує значно менше ресурсів на побудову та обслуговування, потім вона може функціонувати самостійно і без викидів. Саме це і є найбільшою перевагою над іншими видами генерації електроенергії. Сонячне світло може використовуватися не тільки як джерело електричної енергії, а й як джерело теплової енергії. Саме завдяки цьому в Іспанії і США є підприємства, що в темний час доби генерують електроенергію з накопиченого за день тепла. [1]

Станом на 2022 рік, сонячна енергетика є одним із найперспективніших та динамічних видів електроенергетики в світі та Україні. Максимально ефективна експлуатація сонячної енергії становить з квітня по жовтень. Умовно

територію України можна розділити на 4 зони. Карту України з розподілом сонячної енергії на території країни протягом року можна побачити на рис.1



Розподіл питомої сумарної сонячної радіації на території України протягом року
(Національний атлас України. – К.: ДНВП «Картографія», 2007)

Рисунок 1 - Карта України з розподілом сонячної енергії на території країни протягом року.

На сьогодні, Україна робить стрімкі, важливі кроки для розширення використання альтернативних видів палива, в тому числі і сонячної енергії, для зниження залежності від невідновлюваних видів палива. За планом, до 2030 року планується збільшити в 10 разів використання відновлюваних джерел енергії, та на 15% скоротити споживання природного газу. Ми маємо одну з найпривабливіших інвестиційних структур в Європі, наявність ресурсів і земельних ділянок, пільговий тариф, державна підтримка. Завдяки цьому інтерес до сонячної енергетики не падає, а навпаки – зростає. [1]

З 2014-го і до кінця 2017 року обсяг відновлюваних джерел енергії збільшився з 967 до 1375 МВт, і до кінця 1-го кварталу 2018 року – до 1534 МВт. Наглядно встановлену потужність енергосистеми, в тому числі і сонячної, на території України можна побачити на рис.2

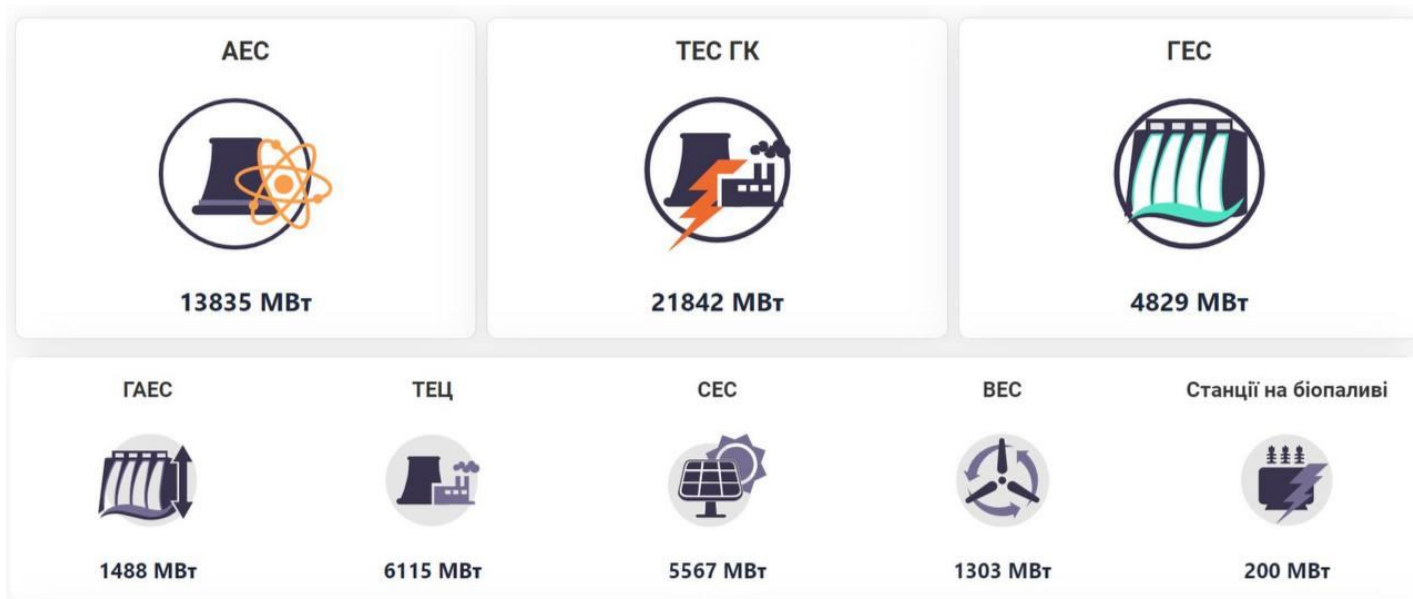


Рисунок 2 - Встановлена потужність енергосистеми на території України

Згідно з графічних характеристик, можна спостерігати, наскільки швидко наразі розвивається виробництво електричної енергії з відновлювальних джерел енергії (починаючи з 2015 року). Встановлену потужність ВДЕ можна побачити на рис. 3

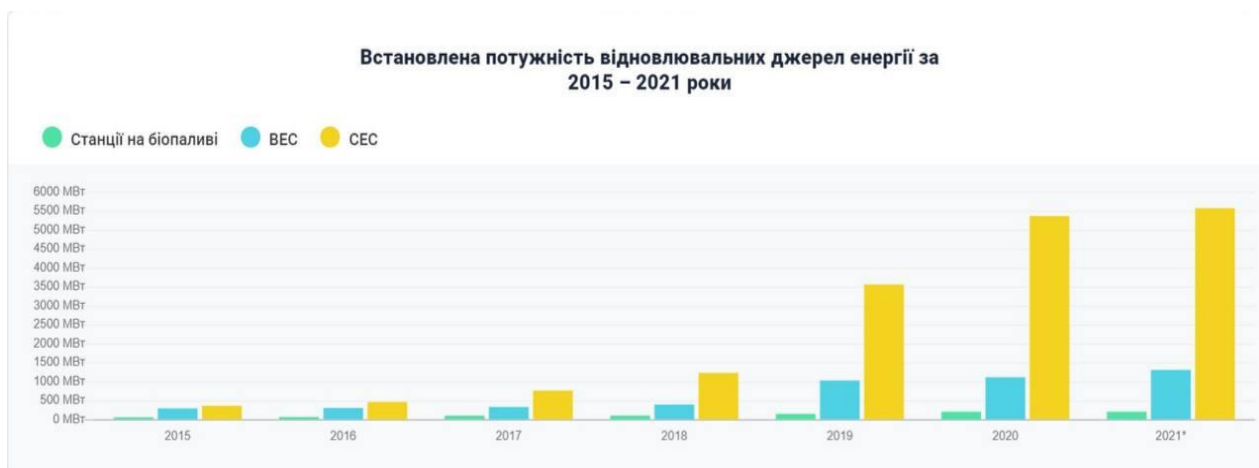


Рисунок 3 - Встановлена потужність відновлювальних джерел енергії на території України за 2015 – 2021 роки

Український сектор ВДЕ в умовах війни

Нажаль, з 24 лютого в нашій країні була розв'язана війна нашим східним сусідом. З перших же годин після вторгнення, російські війська масовано обстрілюють не лише українські міста і селища, але й намагаються знищити критичні об'єкти енергетичної інфраструктури: високовольтні мережі, трансформаторні підстанції, диспетчерські пункти, а також безпосередньо електростанції, включно з об'єктами відновлюваної енергетики. Загалом, після об'єктів атомної енергетики та ліній електропередачі, електростанції відновлюваної енергетики стали другими по пріоритетності знищення для російських загарбників. [32]

Скорочення обсягів відновлюваної генерації

Переважна більшість встановлених наразі в країні об'єктів відновлюваної енергетики, зосереджені у південних та південно-східних областях України, де вже протягом останніх 8 місяців безупинно точаться активні бойові дії. За різними оцінками експертів, станом на серпень 2022 року вже так чи інакше постраждало 30–40% ВДЕ електростанцій у цих регіонах або близько 1 120–1 500 МВт встановленої потужності. [32]

До прикладу, за даними Української вітроенергетичної асоціації, з початку широкомасштабної війни в Україні зупинено понад 3/4 вітроенергетичних потужностей, тобто з загальних 1 673 МВт, наразі не працює близько 1 462 МВт українських ВЕС, а 5 вітрових турбін в Херсонській області, що встановлені на Мирненській, Сиваській та Новотроїцькій вітроелектростанціях, сьогодні є знищеними. [32]

Через пошкодження 330 кВт лінії електропередачі в Мелітополі не працюють також майже 600 МВт вітроенергетичних потужностей у Запорізькій області. Варто наголосити, що даний показник пошкоджень може бути більшим, оскільки на сьогоднішній день точно невідомо рівень пошкоджень на тих станціях, які знаходяться під окупацією російських терористів без можливості фізичного доступу до них. Проте достеменно відомо, що в зоні активних бойових дій перебувають активи ВДЕ вартістю у понад 5,6

млрд доларів США, а в регіонах, сусідніх до областей, де ведуться активні бойові дії — понад 3,6 млрд доларів США. [32]



Рисунок 4 – Пошкоджені російськими військами українські об'єкти ВДЕ

1,8 МВт біоенергетичних потужностей в Чернігові зазнали пошкоджень, в той час як біоенергетичні станції сумарною потужністю 2 МВт виявились на окупованих територіях Донецької області, а саме, в Волновасі та Маріуполі, тобто 3,8 МВт із 245 МВт, встановлених на кінець 2021 року, наразі не постачають електроенергію до енергомережі. На щастя, потужності малої гідроенергетики, переважно розташовані в Західних областях України, не постраждали від бойових дій і продовжують постачати електроенергію. [32]

Взагалі, генерація енергії вітру та сонця скоротилась більше ніж двічі відносно її довоєнного рівня. Це пояснюється переважно двома чинниками. По перше, як зазначалось вище, внаслідок прямих бойових дій, або задля запобігання пошкодженню електроустановок. По-друге, посиленням проблем, пов'язаних з руйнуванням попиту і високою негнучкістю генерації, що підлягає диспетчеризації, особливо сонячної,

враховуючи, що наразі кумулятивна потужність сонячної генерації перевищала позначку в 6 ГВт. [32]

Відповідно інформації, загальний обсяг обмежень сонячної генерації з березня до травня 2022 року становить близько 573 кВт•год, що, в середньому за зазначений період, відповідає 30% від потенціально можливого обсягу електроенергії (від 42% у березні до 19% у квітні. Високий рівень скорочення в березні можна пояснити тим, що після початку війни енергосистема країни працювала в аварійному режимі; квітень був дещо стабілізований сприятливими гідрологічними умовами; а в травні спостерігалось збільшення кількості обмежень «зеленої» разом із збільшенням сонячного опромінення. [32]

Поглиблення фінансової кризи на ринку ВДЕ

Війна, розв'язана в Україні російським агресором поглибила фінансову кризу в енергетичному секторі країни. Відсутність достатніх коштів для продовження діяльності — стала нагальною проблемою, з якою наразі стикаються всі сектори української енергетичної системи. Проте особливо болюче це позначилось на секторі відновлюваної енергетики. Перед національним сектором відновлюваної енергетики постало питання виживання всередині держави. В першу чергу, це можна пояснити тим фактом, що у перші дні війни, зусилля держави були направлені на забезпечення стабільного функціонування генерації базового навантаження та на надійну роботу української енергосистеми в ізолюваному режимі, яка була від'єднана від мереж росії та білорусі 24 лютого 2022 року. Відповідно, вирішення деяких проблемних питань відновлюваної енергетики не стало одним із пріоритетних завдань. [32]

Так, зокрема, питання погашення заборгованості перед виробниками з ВДЕ було тимчасово відкладене, а **відсоток виплат за поставлену електроенергію у 2022 році був обмежений на термін дії військового стану до 15% від середньозваженого розміру «зеленого» тарифу за 2021 рік для виробників електроенергії з сонячного випромінювання; до 16% — для виробників електроенергії з енергії вітру; до 35% — для**

виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з гідроенергії; до 40% — для виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з біогазу; і до 60% — для виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з біомаси. [32]

Відповідний Наказ Міністерства енергетики України № 140 від 28 березня 2022 року, який власне і встановив вищевказані мінімальні рівні оплати «зеленої» електроенергії, зобов'язав ДП «Гарантований покупець» також спрямовувати 60% від залишку коштів на погашення заборгованості перед ДП «Енергоатом» та 40% — на погашення заборгованості перед НЕК «Укренерго». [32]

Незважаючи на те, що виробники з ВДЕ, зокрема виробники електроенергії з енергії сонця і вітру, так і **не отримали повну оплату за поставлену електроенергію у 2021 році** і продовжували нести операційні витрати на утримання своїх електростанцій, мали фінансові зобов'язання як перед державою Україна і своїм персоналом, так і перед міжнародними інвесторами, вони все ж **не оскаржували подібну фінансову політику** в секторі ВДЕ та рішення держави, оскільки усвідомлювали наскільки важлива стійкість та надійність енергосистеми і ринку електричної енергії загалом. Хоча даного рівня розрахунків було відверто недостатньо для утримання фінансової ліквідності, в першу чергу, компаній, що працюють в секторах сонячної та вітроенергетики. [32]

Проте після декількох місяців дії даного Наказу і оцінки фінансової спроможності ринку електричної енергії, стало зрозуміло, що такі державні компанії, як ДП «Гарантований покупець» та НЕК «Укренерго», які відповідно до чинного законодавства України, відповідають за розрахунки з виробниками з ВДЕ, отримують достатньо коштів для збільшення виплат «зеленої» генерації. Більшої достовірності ця думка набула з відкриттям комерційного експорту електроенергії до країн ЄС, коли лише за перший експортний місяць НЕК «Укренерго» отримав прибуток у розмірі 1 млрд грн. За оцінкою профільних асоціацій з ВДЕ, НЕК «Укренерго» та ДП «Гарантований покупець» на той час залишались на кінець 2022 року із залишком коштів у розмірі приблизно 3,2 млрд грн та 12,7 млрд відповідно. [32]

Ще однією проблемою, яка значно посилює тяжке становище виробників з ВДЕ є розрахунки частки вартості врегулювання небалансу електричної енергії. Наразі сьогодні виробники ВДЕ стали заручниками торгівельної діяльності ДП «Гарантований покупець». Поточна формула розрахунку небалансів зобов'язує виробників сплачувати за недоотриманий прибуток «Гарантованого Покупця». У нормальних умовах, можливо, це й правильно. В умовах фіксованих цін та профіциту на ринку електричної енергії діючі правила розрахунку частки вартості врегулювання небалансу електричної енергії Гарантованого покупця є антиконкурентними по відношенню до виробників з ВДЕ. Виробники з ВДЕ не мають компенсувати Гарантованому покупцю недоотримані прибутки через його неспроможність продати електричну енергію на ринку. Поточні «штрафи за небаланси» сягають у різних виробників 30%-90% від вартості відпущеної електроенергії. [32]

Результатом низки офіційних звернень, а згодом і публічної інформаційної кампанії, розгорнутої представниками сектору ВДЕ з метою досягнення підвищення виплат за поставлену електроенергію у 2022 році до щонайменше 40%, став новий Наказ Міністерства енергетики України № 206 від 15 червня 2022 року, який хоч і залишив низький рівень оплати виробникам електроенергії з енергії сонця та вітру, на рівні 18% від середньозваженого розміру «зеленого» тарифу 2021 року (проти 15% і 16% відповідно, прийнятих в березні 2022 року), залишив без змін рівень оплати виробникам електричної енергії з гідроенергії і з енергії з біогазу — 35% і 40% відповідно; проте підвищив рівень оплати виробникам електричної енергії з біомаси до 75%. Головним позитивним наслідком прийняття цього Наказу стало зобов'язання ДП «Гарантований покупець» спрямовувати всі кошти виключно на розрахунки з виробниками «зеленої» електроенергії. [32]

Якщо не брати до уваги, зміну технічної складової роботи НЕК «Укренерго», падіння споживання електроенергії в Україні на рівні 35% та загалом зміну структури споживання електроенергії як такої, однією із основних причин низької оплати електроенергії виробникам з ВДЕ залишається несплата НЕК «Укренерго» з березня 2022

року платежів за послугу із забезпечення збільшення частки виробництва електричної енергії з ВДЕ на рахунок ДП «Гарантований покупець». [32]

Відповідно до інформації ДП «Гарантований покупець», станом на 10 серпня 2022 року, загальний рівень розрахунків з виробниками з ВДЕ за поставлену електроенергію у 2021 році становить 90%, а за першу половину 2022 року — 44,7%. Зокрема, за «зелену» електроенергію поставлену у січні 2022 року виплачено 100%, в лютому — 92,9%, березні — 20,1%, квітні — 19,2%, травні — 19%, червні — 24,5% та липні — 31,6%. [32]



Рисунок 5 – Рівень розрахунків з виробниками за «зеленим» тарифом станом на 10.08.2022 р.

Крім того, НЕК «Укренерго» лише з червня 2022 року розпочала розраховуватися з виробниками з ВДЕ, які знаходяться поза межами окупованих територій і продовжують генерувати електроенергію в Україні, за обмеження потужності у 2022 році, які в останні місяці становили рекордні 50%. Проте рівень цих розрахунків досягає в середньому всього 21% від загального розміру необхідних виплат. [32]

1.2 Типова структура мережевих фотоелектричних наземних станцій

Мережеві (тобто підключенні до загальної мережі, on-grid) сонячні (фотоелектричні) системи як об'єкт сонячної енергетики можуть використовуватися як для генерації екологічно безпечної електроенергії з метою подальшої реалізації в загальнодержавну електромережу за зеленим тарифом, так і для вироблення електроенергії для власного споживання. [9]

Мережеві on-grid сонячні електростанції – це один з найбільш поширених типів фотоелектричних систем, призначений для генерації електроенергії з подальшою її передачею в зовнішню мережу. Найчастіше електрична енергія, вироблена мережевою сонячною електростанцією, продається сторонньому покупцеві, наприклад, по “зеленому” тарифу, за ринковою ціною або ціною, встановленою в ході спеціального “зеленого” аукціону. Мережеві сонячні електростанції по своїй конструкції поділяються на наземні, дахові, фасадні. У них може застосовуватися як фіксоване розміщення сонячних батарей, так і використовуються рухомі опорні конструкції, які дозволяють орієнтувати поверхню сонячних панелей в найбільш оптимальному напрямку по відношенню до сонця. Мережеві сонячні електростанції можна також розділити на великі промислові (середньої потужності до 1 МВт і більш потужні – від 1 МВт) та менш потужні приватні (зазвичай їх потужність не перевищує декількох десятків кіловат). [9]

Типова мережева фотоелектрична система складається з наступних елементів:

- Сонячні батареї. Служать для перетворення сонячного випромінювання, що надходить на їх поверхню, в постійний струм.
- Металоконструкції (несучі металеві опорні конструкції, ферми). Служать для монтажу сонячних панелей (батарей) на земній поверхні, фасадах будинків, дахах і т.д. Крім статичних конструкцій, можуть використовуватися рухомі поворотні сонячні треки для встановлення сонячних батарей. Трекерна система стеження за Сонцем – електромеханічна система, що дозволяє за рахунок постійної підтримки оптимального стану сонячних батарей відносно Сонця максимально ефективно використовувати все сонячне випромінювання, що надходить.

- Мережеві інвертори. Їх функціональне призначення – перетворення постійного струму (DC), що надходить від сонячних батарей, в змінний струм з промислової частотою.
- Трансформаторні підстанції. Необхідні для перетворення (підвищення) напруги з виходу інверторів до рівня напруги в зовнішній мережі.
- Система моніторингу та управління СЕС. Призначена для контролю параметрів роботи, а також справності всіх компонентів ФЕС. Сучасні системи управління – дозволяють дистанційно здійснювати безперервний моніторинг за всіма параметрами станції, проводити діагностику обладнання, відображати в режимі реального часу всю необхідну інформацію, зберігати всю інформацію про стан і роботу як самої сонячної станції, так і окремих елементів.
- Лічильники забезпечують облік кількості електроенергії, яка реалізується в зовнішню загальну мережу за зеленим тарифом.
- Кабельні лінії. Провідні лінії або повітряні лінії електропередач (ЛЕП) забезпечують з'єднання СЕС із загальною (централізованою) мережею.

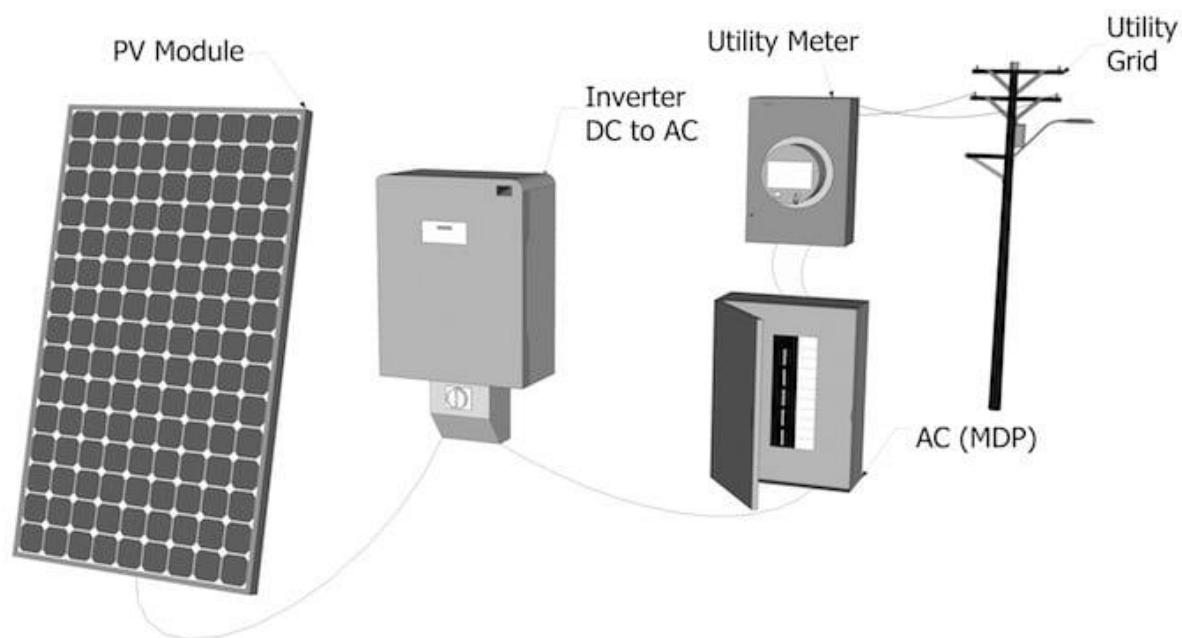


Рисунок 6 – Схема мережевої сонячної електростанції

Розглянемо більш детально кожний з елементів.

Сонячні батареї (панелі) - це об'єднані між собою в одній конструкції фотоелектричні перетворювачі (фотоелементи). Фотоелементи - це напівпровідникові пристрої, за допомогою яких сонячне світло перетворюється в постійний електричний струм. [7]

Є декілька видів сонячних панелей:

- З монокристалів;

Це поширений вид сонячних панелей, адже завдяки міцному корпусу волога не потрапляє в систему. Широко використовується в садовому освітленні, підживлення електричних приладів або світильників. [7]

- Полікристалічні;

Це гарна альтернатива монокристалічним сонячним батареям. В основі даних панелей застосований кремній, який має яскраво синій колір. Такі панелі використовуються у парках, садах, освітлення вулиць, для заряджання акумуляторів. [7]

Вихідний струм сонячних панелей залежить від інтенсивності сонячного випромінювання та розміру сонячних елементів. [7]

Для підключення збірок від фотоелектричних модулів (ФЕМ) до інвертору передбачено одножильний кабель постійного струму напругою до 1,5 кВ (PV кабель), з мідною жилою, з подвійною ізоляцією стійкою до ультрафіолетового випромінювання марки PV, перерізом жили 1x6 мм². Для зручності монтажу проводи від кожного стрінгу (2 шт.) стягуються між собою хомутами. [7]

- 2) Інвертори – це пристрої, які призначені для перетворення постійної напруги, яка надходить з сонячних панелей, в змінну. [8]

Під час роботи інвертора напруги джерела постійної напруги періодично підключається до кола навантаження з метою періодичної зміни полярності напруги на затискачах навантаження. Частота перемикання та час задається сигналами управління, які формуються керуючої схемою (контролером). Контролер також може вирішувати додаткові завдання, такі як регулювання напруги, синхронізація частоти перемикання перемикачів, захист від перевантаження та ін. Принципово розділяють автономні інвертори – інвертори струму та напруги, та залежні інвертори – ті, які працюють за рахунок мережі (керуються мережею). На СЕС можуть використовувати інвертори, які можуть працювати синхронно з промисловою мережею. Найпоширенішим видом інверторів на сонячних електростанціях є автономні інвертори – інвертори, які працюють на мережу, в якій немає інших джерел електроенергії. Автономний інвертор складається з:

- Вхідного фільтра – забезпечує необхідну якість вхідного струму або напруги, нормальне функціонування вентильного комутатора.
- Вентильного комутатора – забезпечує перетворення і регулювання параметрів змінного струму – частоти і амплітуди.
- Вихідного трансформатора – існує для узгодження вихідної напруги з напругою споживача.
- Вихідного фільтра – забезпечує якість вихідної напруги на потрібному.

Для передачі генерованої потужності від інвертора до КТП 10/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю 400 кВА застосовується кабель силовий з алюмінієвими токопровідними жилами, з ізоляцією із зшитого поліетилену типу АПвВГ-3 . [8]

- 3) РПНН – пристрій, який призначений для прийому та розподілення електроенергії, захисту від перевантаження та струмів короткого замикання в мережах. РПНН компонуються захисними апаратами, такими як ввідні вимикачі та запобіжники, що слугують надійним захистом від виникнення аварій. Є

складовою частиною комплектної трансформаторної підстанції. В РПНН також встановлюються апарати захисту, вимірювальне обладнання, засоби релейного захисту та автоматики, а також, допоміжні пристрої з усіма внутрішніми електричними з'єднаннями головних і допоміжних ланцюгів. Напруга через ввідні вимикачі та запобіжники подається на шини, від яких відходить на трансформатор.

КТП – слугує для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц. Складається з вводу високої та низької напруги, захисного апарату (роз'єднувача) і трансформатора. Вводом низької напруги слугує РПНН, який кабельними лініям під або над землею з'єднується з трансформатором, котрий слугує перетворювачем електричної напруги. Від трансформатора лінії відходять на захисний апарат – роз'єднувач, який знаходиться на ввіді високої напруги. Від роз'єднувача кабельні або повітряні лінії відходять до розподільної установки. Трансформатори можуть бути масляними або сухими, з природним або примусовим охолодженням (вентилятори). [19]

- 4) Розподільчий пункт – це електричний пристрій, який призначений для прийому електроенергії від КТП і подальшого її розподілення. Розподільчий пункт складається з:
- роз'єднувачів – для розмикання електричного кола та створення видимого розриву контактів;
 - трансформаторів струму і напруги - для перетворення струму і напруги у зручне для вимірювання і роботи вимірювальних приладів значення;
 - вимірювальних приладів - для контролю за станом роботи установки;
 - збірних шин – для передачі електроенергії;
 - розрядників – для обмеження перенапружень в мережі;
 - електричних реакторів – для обмежування струмів короткого замикання і перетворення їх до малої, безпечної величини.

Розподільчі пункти приймають електроенергію від усіх КТП, після чого приєднуються до зовнішньої мережі та передають електроенергію на оптовий ринок електроенергії.

Усі вище перераховані елементи є обов'язковими для функціонування сонячної електростанції і є необхідним мінімумом. Також, за бажанням можна встановити додаткове обладнання. [9]

Основні переваги мережевих сонячних електростанцій:

- Використання безкоштовної, відновлюваної енергії, доступною практично в необмежених обсягах – сонячного випромінювання. Яке, крім іншого, немає необхідності доставляти до місця генерації електрики. [9]
- Висока надійність – сучасні сонячні батареї можуть ефективно експлуатуватися протягом 25 років. Крім того, станція не має рухомих/обертючих частин, які особливо швидко зношуються і вимагають заміни. [9]
- Низькі витрати на експлуатацію – сучасна сонячна електростанція відрізняється високим ступенем автоматизації всіх процесів, тому вимагає мінімальної кількості обслуговуючого персоналу. [9]
- Технічне обслуговування сонячних станцій для підтримки працездатності станції дуже маловитратне і не вимагає проведення трудомістких дорогих операцій. [9]
- Обсяги генерації електроенергії в кілька разів перевершують ті, які були витрачені для її виробництва. [9]
- Висока швидкість повернення інвестицій – на сьогоднішній день інвестиції в сонячну енергетику окупаються швидше, ніж в нафтогазову галузь. [9]
- Варіативність потужності сонячних електростанцій – це дає можливість виробляти необхідну кількість електроенергії і використовувати її максимально ефективно. [9]
- Висока автоматизація всіх процесів, що дозволяє легко контролювати всі процеси, що відбуваються на станції, і оптимізувати режими генерації. [9]

Основні фази реалізації типового PV проекту, від створення попереднього ТЕО до початку експлуатації станції, представлені на діаграмі:

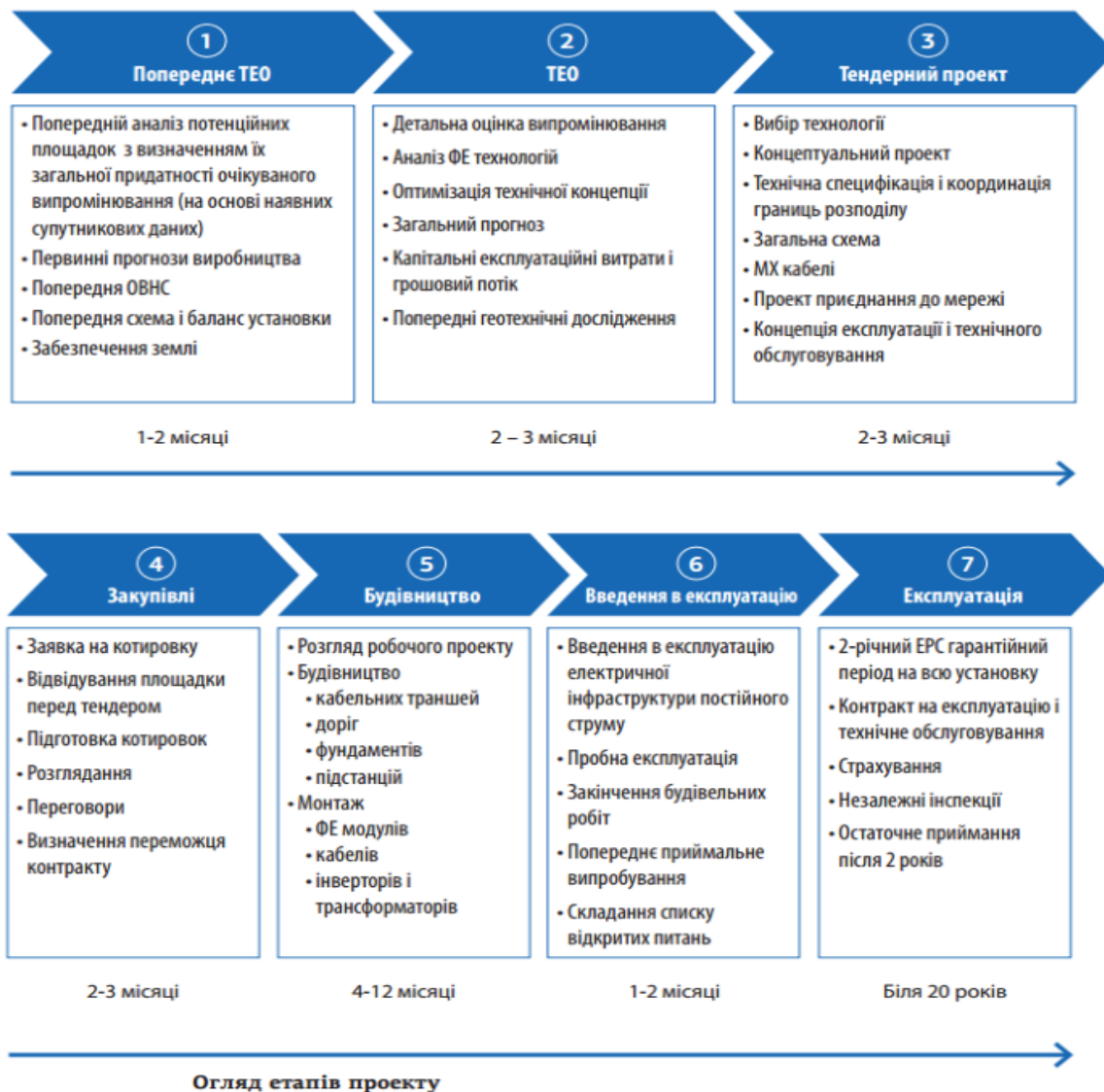


Рисунок 7 – Основні фази побудови мережевої фотоелектростанції

1.3 Аналіз сучасних технологій створення сторейдж-систем

Верховна Рада України у другому читанні ухвалила закон щодо розвитку в державі систем зберігання енергії. Метою даного законопроекту є необхідність законодавчого врегулювання діяльності з накопичення енергії та визначення статусу систем накопичення енергії та оператора системи накопичення енергії. [18]

Що це означає?

1. Вводяться нові терміни: система накопичення енергії, оператор системи накопичення енергії та повністю інтегровані елементи мережі; [18]
2. Створюється новий учасник на ринку електричної енергії – оператор системи накопичення енергії та визначаються його права та обов’язки; [18]
3. Врегулюється питання ліцензування діяльності з накопичення енергії; [18]
4. Врегулюється питання можливості використання системи накопичення енергії споживачами, а також виробниками електричної енергії, зокрема, виробниками електричної енергії за «зеленим тарифом»; [18]
5. Встановлюється загальна заборона для оператора системи передачі та операторів систем розподілу провадити діяльність з накопичення енергії, крім окремих випадків. [18]

При цьому з метою стимулювання розвитку технологій зберігання енергії та залучення інвестицій запроваджуються пільгові умови з оплати тарифу на передачу та диспетчеризацію – на різницю між відібраною і виданою в мережу електричною енергією (сальдо). [18]

Система накопичення енергії (storage-system) — це електроустановка, приєднана до ОЕС України, що включає як мінімум один накопичувач електричної енергії з урахуванням інженерних споруд, обладнання перетворення енергії та пов’язане з ними допоміжне обладнання, яка отримує електричну енергію з ОЕС України або з власних електроустановок, призначених для виробництва електричної

енергії, зберігає цю енергію в будь-якій формі та відпускає електричну енергію в ОЕС України. [18]



Рисунок 8 – Зовнішній вигляд сторедж-системи українського виробництва Kness (м.Вінниця)

Зменшення вартості систем зберігання енергії в останні роки означає, що їх використання швидко стає доступним для багатьох домогосподарств. Системи зберігання дозволяють накопичити електроенергію, яку генерують сонячні панелі протягом дня, з тим, щоб споживати її пізніше, наприклад, вночі, коли сонце не світить, або під час стихії, коли мережа не забезпечує електроенергією. Системи зберігання енергії можуть дати певні переваги в незалежності від того, коли вони застосовуються як разом з сонячною системою, так і без неї. [18]

На даний момент, в нашій країні немає багато прикладів такої системи. Але розглянемо СНЕ, яку встановила фірма ДТЕК. [33]

20 травня 2021 року ДТЕК відкрив першу в Україні промислову літій-іонну систему накопичення енергії потужністю 1 МВт і ємністю 2.25 МВт·год. Батарея встановлена в місті Енергодар на майданчику Запорізької ТЕС і призначена для відбору, зберігання і видачі електроенергії в мережу, а також для надання послуг із забезпечення надійності енергосистеми України. Це пілотний проект ДТЕК для пошуку оптимальних

моделей роботи СНЕ на різних сегментах енергетичного ринку країни. У липні цього року 16 енергетиків ДТЕК пройшли навчання для роботи та обслуговування першої в Україні системи накопичення енергії. Її провели представники Honeywell — компанії-виробника системи накопичення енергії. НЕК «Укренерго» 26-31 серпня провела випробування цієї системи. За результатами випробувань батарея отримала сертифікацію для надання допоміжних послуг — резерву підтримки частоти (РПЧ) оператору системи передачі. Це перша в історії енергетики України сертифікація подібного технологічного об'єкту і перша літій-іонна батарея, що забезпечує системну надійність енергосистеми країни. [33]

«Укренерго» спільно з фахівцями ДТЕК розробило першу в Україні програму випробувань систем накопичення енергії. Вона включала в себе тестування здатності батареї нести базове навантаження, перевірку чутливості налаштувань батареї і перевірку швидкості реагування при відхиленні частоти в мережі від номінальної. [33]



Рисунок 9 – Зовнішній вигляд сторедж-системи американського виробництва Honeywell потужністю 1 МВт і ємністю 2.25 МВт·год (м.Енергодар)

Перевірка підтвердила, що система накопичення енергії ДТЕК здатна виконувати збільшення або зменшення потужності від нуля до повного резерву за 0,4-0,6 секунди, тоді як кодекс системи передачі регламентує такий час на позначці 30 секунд. Тобто батареї здатні виконувати системні послуги значно якісніше. Швидкість реагування батареї на відхилення частоти склала менш ніж 0,1 секунди. [33]

Слід також зауважити, що до сертифікації батареї регулювання частоти в Україні здійснювалось переважно блоками вугільних ТЕС. Використання систем накопичення енергії дозволить зменшити навантаження на вугільні станції та сприяти декарбонізації енергосистеми країни. [33]

Нижче зазначено, що саме вміщує в себе система, схема підключення її підключення до ФЕС. Оскільки уся інформативна документація на українській мові відсутня, більшість тексту зображень англійською. [31]

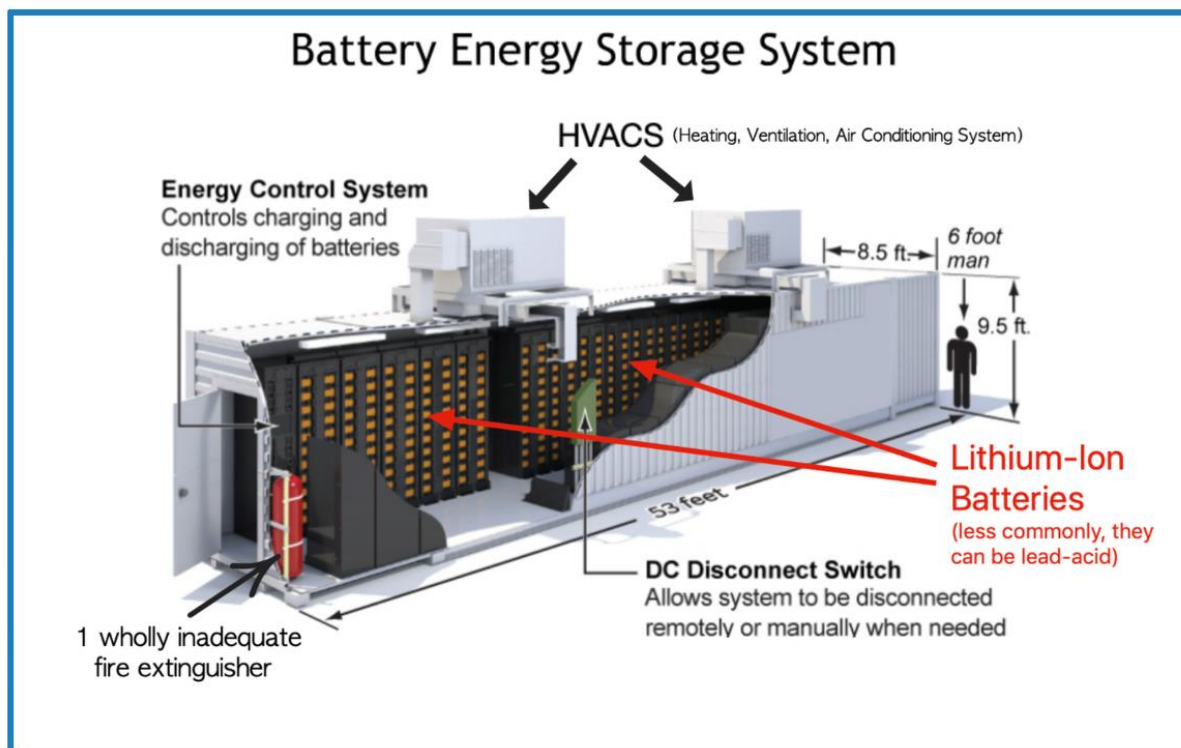


Рисунок 10 – Вигляд типової BESS всередині

Що таке акумуляторна система накопичення енергії Honeywell?

Така система легка в налаштуванні, масштабуванні, виготовленні, конфігуруванні та переробці. Вона включає в себе:

- акумуляторні модулі (в даному випадку – літій-іоні);
- системи керування акумуляторами;
- енергетичний менеджмент системи;
- підсистеми BESS, такі як HVAC(кондиціонування, вентиляція, протипожежна система) та охорона системи. [31]

Ключові особливості:

- Перевірена літій-іонна клітинна хімія з можливістю накопичення енергії від 500 кВт*год до 4 ГВт*год;
- Наявність лічильників с передньої та задньої сторін конструкцій;
- Можливість максимізувати виробництво відновлюваної енергії, зменшити комунальні рахунки та тарифи, збільшити час безперервної роботи та надійність роботи. [31]

How Energy Storage Works

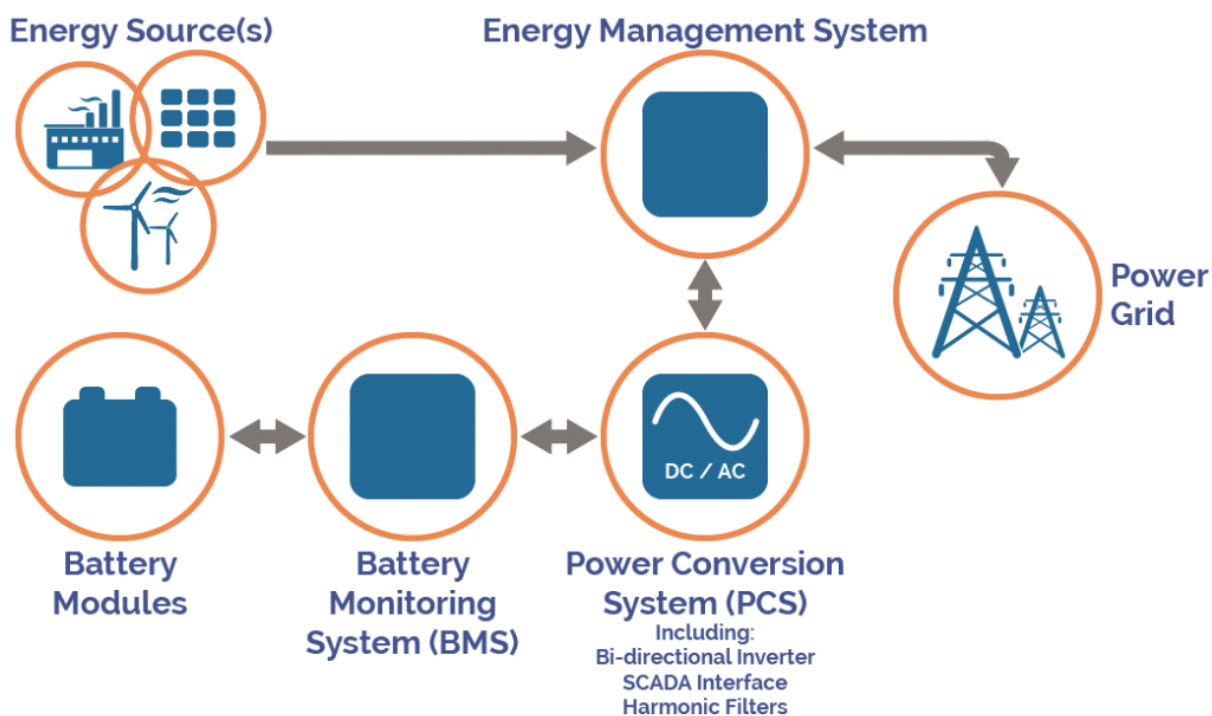


Рисунок 11 – Схематичне зображення підключення та роботи системи накопичення енергії

Система складається з контейнера, в якому паралельно з'єднані між собою батарейні стійки (кластери), в яких послідовно з'єднані літій-іонні акумуляторні елементи, системи контролю, моніторингу, діагностики. Також, система комплектується додатковим контейнером з двонаправленим перетворювачем виконує функцію інтерфейсу з мережею, тобто він приєднує акумулятори постійного струму з мережею змінного струму об'єднаної енергосистеми України. Він виконує функцію безпосередньо заряду-розряду акумуляторів. [31]

Переваги даної системи:

- збільшення часу безвідмовної роботи виробництва або критичної інфраструктури;
- зниження витрат енергії;
- зменшений вуглецевий слід;
- максимізування рентабельності інвестицій в енергетичному ресурсі;
- збільшення власного споживання відновлюваної енергії;
- зменшення пошкодження обладнання, яке може виникнути через відключення. [31]

У системах BESS використовується спеціальний контейнер, ці контейнери оснащені системами кондиціонування повітря та системами активного протипожежного захисту, вони можуть підтримувати будь-яку температуру від -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$. [31]

У таблиці 1 зазначені габаритні розміри згідно з варіацією типового морського контейнера під систему BESS. [31]

Варіативність	<i>6,1 метрів</i>	<i>12,19 метрів</i>
Внутрішня довжина	5,44 м	11,56 м
Внутрішня ширина	2,29 м	2,28 м
Внутрішня висота	2,27 м	2,25 м
Загальна маса	3 080 кг	4 800 кг
Вантажопідйомність	27 700 кг	29 520 кг
Загальна площа	59,3 м ²	67,3 м ²

Таблиця 1 – Габаритні розміри типової сторедж-системи

BEES забезпечено належною системою охолодження для розсіювання тепла, що виробляється батареями та розподільними щитами постійного струму. Знизу через верх дошки нагріте повітря досягає фальш-даху і через нього направляється до блоків кондиціонера. Система кондиціонування повітря виконується принаймні одним блоком і

є здатною підтримувати внутрішню температуру від 21°C до 38°C. [31]

Нижче у зведеній таблиці 2 зазначені технічні характеристики типової BESS системи. [31]

Впровадження системи накопичення енергії – стратегічно важливе для нашої країни завдання. Це спосіб підвищення гнучкості об'єднаної електроенергетичної системи України, що в подальшому дасть можливість збільшити обсяги генерації чистої електроенергії з ВДЕ. [31]

Parameters	Capacity	133kWh	500kWh	1MWh	2MWh
	Maximum Power	150kW	500kW	1MW	2MW
	Rated Power	Lithium Iron Phosphate			
	Cell Type	0.38kV/6kV/10kV(3P4W, <5%THD, -1 to 1PF)			
	Rated AC Voltage	0.38kV/6kV/10kv			
	Rated AC Frequency	50Hz/60Hz			
	Operating DC Voltage	DC600~900V			
	Operating Temperature	0~45°C			
	Colling System	Forced Air for Converter and Transformer, HAVC for Batteries			
	Fire Control	HFC227ea Extinguish System			
	Communication	MODBUS/TCP			
	IP Level	55			
	Dimensions of Container(W*D*H)	20ft(6.096*2.438*2.896m) 40ft(12.192*2.438*2.896m)			

Таблиця 2 – Технічні параметри сторедж-системи залежно від її потужності

1.4 Технічне завдання на проектування ФЕС зі сторейдж-системою

СЕС складається з масиву фотоелектричних модулів, інверторів (для отримання змінного струму), комплектних трансформаторних підстанцій (КТП 10/0,4 кВ для підвищення напруги та передачі електроенергії) та розподільчого пункту 10 кВ (для збору потужності СЕС та її видачі в мережу). [4]

Розрахунковий облік генерованої потужності встановлюється на вводі проєктованого РП 10 кВ і РУ-0,4 кВ проєктованих КТП 10/0,4 кВ та на стороні 0,4 кВ трансформатора власних потреб в розподільчому пункті 10 кВ. [4]

В склад проєкту станції входять:

- Інверторне обладнання;
- Фотоелектричні модулі;
- КТП 10/0,4 кВ з силовим трансформатором;
- Система накопичення енергії Honeywell. [4]

КТП складаються з блоку вводу 10 кВ, блоку 10 кВ захисту трансформатора, силового масляного трансформатору та комплектного розподільчого пристрою низької напруги (РУНН) 0,4 кВ. [4]

Проектований розподільчий пункт 10 кВ (далі РП 10 кВ) відкритого виконання складається з трьох блоків кабельної лінії 10 кВ, трьох блоків вакуумного вимикача 10 кВ, блоку трансформатора власних потреб 10/0,4 кВ та блоку вимірювальних трансформаторів напруги та загально підстанційного пункту (ЗПК). [4]

ЗПК – мобільна будівля з габаритними розмірами 5,4 x 2,8 м, висотою від підлоги до стелі 2,4м комплектної поставки. В будівлі передбачено розташування шаф релейного захисту і автоматики. [4]

Фундамент ЗПК запроектований з ФБС блоків. [4]

Прокладка кабелів вторинної комутації по території РП 10 кВ виконується в надземних кабельних залізобетонних лотках. [4]

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) типу KNESS з максимальною потужністю 380 Вт (пік). ФЕМ послідовно з'єднуються власними кабелями постійного струму в стрінги. Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів перерізом 6 мм² передається до інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-185KTL-N1 виробництва HUAWEI. Від інверторів генерована потужність кабельними лініями марки АПВВГ-3, перерізом жил 3x95 мм², 3x150 мм² та 3x185 мм² передається до КТП 10/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами. [4]

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму проектом передбачено встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ виробництва “KNESS”, модулі – монокристалічні. До складу модуля входять

приєднувальні коробки, які інтегровані в його конструкцію. Кожна коробка має два PV кабелю, довжиною 1200 мм, з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. Модуль обрамлений в алюмінієву раму з технологічними отворами для його механічної фіксації на опорних металевих конструкціях (столах). [4]

Прокладку мереж постійного струму від ФЕМ до інвертору передбачено на конструкціях та в траншеях, як сумісно з мережами 0,4 кВ та системи моніторингу, так і лише окремо в траншеях типу Т-3 та Т-5. Переходи PV проводів між столами виконуються в жорсткій ПВХ трубі Ø50 мм стійкій до ультрафіолетового випромінювання. При прокладці PV проводів в траншеї їх протягують в ПЕ трубу Ø32 мм (не більше 4 проводів в одній трубі), підйоми і опуски проводів виконують вздовж стійок столів в ПЕ трубі Ø32 мм. [4]

Інвертори перетворюють електроенергію постійного струму, яку виробляють фотоелектричні модулі, в електроенергію змінного трифазного струму синусоїдальної форми. Передбачено установку інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-185KTL-N1 виробництва «HUAWEI». Інвертор має 18 входів (стандартно по 2 стрінги на 1 MPPT-трекер). При підключенні до одного MPPT-трекера трьох стрінгів на один із входів використовується здвоєний конектор для паралельного підключення стрінгів, ланцюг захищається запобіжниками 15 А на плюсових підключеннях. [4]

Для прокладки мережі власних потреб передбачено кабелі марки АПВВГ 4x50, 4x16, ВВГ 3x1,5, 3x2,5, 3x6, 3x10, ВВГнг 4x35, 4x4. [4]

Також, на нашій станції буде встановлено систему накопичення енергії (storage system) виробництва фірми Honeywell. [31]

Battery Energy Storage System (BESS) — це технологія, розроблена для зберігання енергії за допомогою спеціально розроблених акумуляторів. Основна ідея полягає в тому, що така накопичена енергія може бути використана пізніше. Ці системи доповнюють непостійні джерела енергії, такі як енергія сонця і вітру для балансування виробництва і споживання енергії. Інші технології зберігання, такі як

гідроакумулятори (PHS), накопичення енергії стисненим повітрям (CAES), підходять тільки для обмеженого числа місць, з огляду на обмеження, пов'язані з водою і розміщенням, а також обмеження щодо передачі. [31]

BESS має наступні переваги перед іншими технологіями зберігання:

- компактна і не має обмежень за географічним розташуванням
- передбачає використання літій-іонної технології, що забезпечує високу щільність енергії і потужності, які підходять для використання на рівні розподільного трансформатора
- може бути використана для частотного регулювання, компенсації провалів і різких перепадів напруги, компенсації піків, балансування навантаження, регулювання параметрів потужності мережі, в якості резервного джерела живлення і т. д.
- тривалий термін служби [31]

Системи накопичення електроенергії є одним з найбільш швидко секторів електроенергетики. За 10 років сектор виріс в 48 разів, середньорічні темпи зростання склали 47%. За прогнозами Bloomberg, до 2040 року сумарна потужність накопичувачів перевищить 1 ТВт. [31]

Сховища енергії допомагають повністю відмовитися від пікової генерації і роблять енергію вітрових і сонячних електростанцій доступною цілодобово. [31]

«До 2040, поновлювані джерела енергії складуть 90% в енергобалансі Європи, при цьому на частку вітру і сонця припадатиме 80%.» - New Energy Outlook, 2019 [31]

Основним фактором швидкого зростання використання технології BESS стало зниження витрат на зберігання енергії на 50% за останні два роки. На даний момент вартість зберігання енергії становить від 1,9 цента за кВт · год / цикл і буде продовжувати знижуватися в зв'язку з здешевленням літій-іонних акумуляторів. Невеликі сховища енергії можуть покрити дефіцит енергомережі в піковий час і відкласти необхідність дорогою модернізації розподільчих мереж або установку додаткових пікових потужностей. Технології BESS підвищують енергетичну безпеку за рахунок оптимізації пропозиції і попиту на енергію, знижуючи потребу в імпорті

електроенергії через сполучні роз'єми, а також зменшуючи потребу в постійному коригуванню потужності генеруючих агрегатів. [31]

Крім того, BESS може забезпечити безпеку системи, подаючи енергію під час перебоїв в подачі електроенергії, зводячи до мінімуму збої і витрати, пов'язані з відключеннями електроенергії. [31]

- **Тип батарей: Li-ion LFP (літій-залізо-фосфат)**
- **Ресурс акумуляторів: 10-12 років**

Для реалізації проекту було обрано літій-іонні батареї, оскільки вони здатні забезпечити найбільшу маневреність при високій швидкості зарядки і розрядки. [31]

Обрана для даного проекту система накопичення енергії Honeywell припускає:

- найнижчу в світі вартість циклу заряду-розряду в 1,9 центів за цикл за кВт · год;
- більше 16 повних циклів заряду-розряду на добу, що забезпечує окупність до 3,5 років;
- 30 хвилин на повну зарядку і 30 хвилин на повну розрядку;
- спеціально розроблені літій-тітанатніе LTO батареї забезпечують 30 000 циклів заряду-розряду і термін служби понад 20 років;
- робота як в автоматичному режимі, так і в режимі управління диспетчером;
- найвищий рівень безпеки батарей, система раннього виявлення пожежі, система газового пожежогасіння на базі холодоагенту 3M Novac 1230;
- системи оснащуються передовим обладнанням з Північної Америки і Європи і працюють за принципом plug-and-play і легко інтегрується в існуючу мережу;
- підтримка підключення високошвидкісних станцій для зарядки електротранспорту.

[31]

1.5 Висновки та постановка задач роботи

Сонячне світло, наряді з водою та повітрям – найбільш стабільний та невичерпний ресурс. Воно є абсолютно безпечним для людини та навколишнього середовища, так як є необхідною складовою для існування майже для усього на нашій планеті. Саме тому, сонячне світло доцільно використовувати для вироблення електроенергії по всій території України, а отже побудова сонячних електростанцій на території України – це крок у яскраве та здорове майбутнє. На сьогодні, Україна робить стрімкі, важливі кроки для розширення використання альтернативних видів палива, в тому числі і сонячної енергії, для зниження залежності від невідновлюваних видів палива. За планом, до 2030 року планується збільшити в 10 разів використання відновлюваних джерел енергії, та на 15% скоротити споживання природного газу. Ми маємо одну з найпривабливіших інвестиційних структур в Європі, наявність ресурсів і земельних ділянок, пільговий тариф, державна підтримка. Завдяки цьому інтерес до сонячної енергетики не падає, а навпаки – зростає. [2]

Системи накопичення енергії є важливим складником енергетичної системи, оскільки забезпечують підвищення рівня її гнучкості, а також можливість накопичення профіцитної енергії. Тому впровадження цих систем дає змогу інтегрувати більший обсяг генерації з ВДЕ до енергетичної системи. Ця технологія є суттєвим інструментом для вирішення проблем безпеки електропостачання та операційної безпеки об'єднаної енергетичної системи України, а також для реалізації зеленого енергетичного переходу країни. [2]

2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

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

2.1.1 Кут нахилу панелей

Кут нахилу розраховується за наступною формулою:

$$\beta = 0,76\varphi + 3,1^\circ = 0,76 \cdot 48,27 + 3,1^\circ = 40^\circ ,$$

де β – кут нахилу активної поверхні панелі до горизонту, °;

φ – широта місцевості (м. Підгородне), де встановлюється ФЕС, °.

ФЕМ встановлюються на комплект опорних металоконструкцій (стіл) з кутом нахилу 40°. Кут нахилу обрано оптимальним з урахування кута нахилу сонця для майданчика, на якому будується фотоелектрична станція. [16]

2.2 Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ

При виборі фотоелектричних модулів слід звернути увагу на такі параметри:

1. STC (Standard Test Conditions), що визначає стандартні тестові умови:

- рівень інсоляції повинен бути 1000 Вт на м²;
- температура сонячного модуля – 25°C;
- спектр випромінювання повинен відповідати відносній масі атмосфери 1,5;
- швидкість вітру 0 м/с. [16]

Це відповідає орієнтації панелей на південь під кутом до горизонту в 37 ° і модулює наближені до весняних умов роботи модуля, на який сонячні промені опівдні падають перпендикулярно поверхні. На практиці це означає, що тільки деколи фотопанелі зможуть видавати заявлену виробником потужність, вираховану за стандартом STC. Будь-яке відхилення від стандарту, наприклад, кута падіння сонячних променів або температури модуля буде призводити до зниження фактично вироблюваної потужності. [16]

2. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) - температура модуля при типових умовах експлуатації, яка стало однією з основних характеристик панелей. [16]

NOCT визначається за таких умов:

- інсоляція 800 Вт/м²;
- температура повітря 20°C;
- орієнтації модуля на ПД. [16]

Чим нижче NOCT панелі, тим краще вона буде працювати. Залежно від використовуваних матеріалів і якості монтажу, температура модуля може бути на 15-30°C вище температури навколишнього середовища. Чим вище це значення, тим більше енергії буде втрачатися. Завжди потрібно звертати увагу на параметр NOCT при виборі фотомодуля – у якісного виробника він не перевищує 47 °C. Так само, дуже важливо знати, що NOCT має на увазі відкриту задню поверхню модуля для можливості природного охолодження. В іншому випадку, панелі перегріються і їх коефіцієнт корисної дії впаде. [16]

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму проектом передбачено встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ типу SNRG-FR72-MONOPERC-5BB, виробництва “KNESS”, модулі - монокристалічні. До складу модуля входять приєднувальні коробки, які інтегровані в його конструкцію. Кожна коробка має два PV кабеля, довжиною 1100 мм, з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. [16]

Очікувана температура модуля обчислюється з NOCT за формулою:

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 \cdot (NOCT - 20) \cdot (0.9 - \eta) = 20 + 1,389 \cdot (46 - 20) \cdot (0.9 - 0,196) = 45,42^{\circ}\text{C}.,$$

(2.2.1)

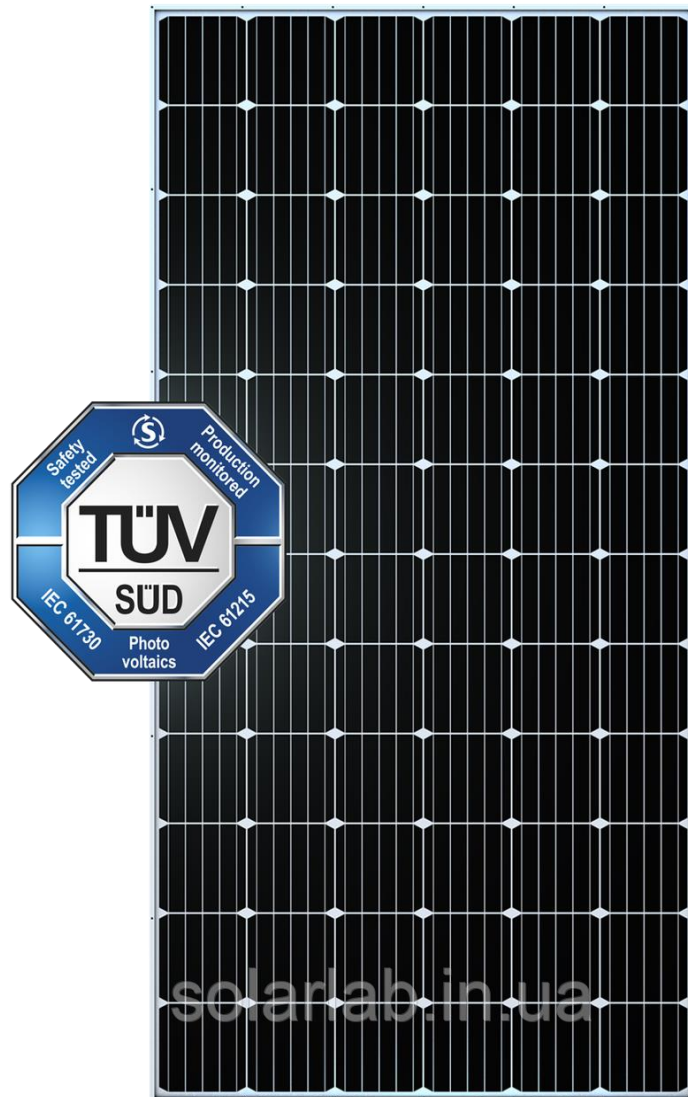


Рисунок 2.2.1 - Зображення сонячної панелі “KNESS” типу SNRG-FR72-MONOPERC-5BB

Значення $(0,9 - \eta)$ відображає частку сонячної енергії, що досягає модуля і перетворюється в тепло. Передбачається, що 10% енергії відбивається. Частина енергії перетворюється в електрику - це корисна енергія модуля, ККД, відсоток якого вказано в технічних характеристиках. [16]

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):

$$P_{PTC} = P_{STC} \cdot [1 - C_T (T_{PTC} - 25^\circ\text{C})] = 380 \cdot [1 - 0,0031 (45,42 - 25^\circ\text{C})] = 357,2 \text{ Вт}, \quad (2.2.2)$$

Оптимальним є значення співвідношення P_{PTC} / P_{STC} , яке дорівнює $357,2 / 380 = 0,94 = 94\%$ що перевищує 88% . [16]

2.3 Вибір інверторного обладнання

Інвертори перетворюють електроенергію постійного струму, яку виробляють фотоелектричні модулі, в електроенергію змінного трифазного струму синусоїдальної форми. Передбачено установку інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-185KTL-N1 виробництва «HUAWEI». Інвертор має 18 входів (стандартно по 2 стрінги на 1 МРРТ-трекер). При підключенні до одного МРРТ-трекера трьох стрінгів на один із входів використовується здвоєний конектор для паралельного підключення стрінгів, ланцюг захищається запобіжниками 15 А на плюсових підключеннях. Потужність ФЕС визначається потужністю інверторного обладнання, встановленого на ній. Тому кількість інверторів може бути розрахована наступним чином:

$$N_{инв} = P_{ФЕС} / P_{ном.инв} = 1 \text{ МВт} / ((185 / 100\%) \cdot 98,69\%) \text{ кВт} = 6 \text{ шт}, \quad (2.3.1)$$

де $P_{ФЕС}$ – потужність фотоелектричної станції, відповідно до технічних умов, кВт;
 $P_{ном.инв}$ – номінальна одинична потужність інвертора, прийнятого до встановлення, кВт. [17]

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

2.4.1 Максимальний струм в колі

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:

$$I_{sc(Tr)} = I_{sc} \cdot (1 + ((Tr - 25) \cdot \alpha T) / 100) = 9,86 \cdot (1 + ((85 - 25) \cdot 0.02) / 100) = 9,98 \text{ A}, \quad (2.3.1.1)$$

де: $I_{sc(Tr)}$ — значення струму сонячної батареї при 85° С;

I_{sc} — значення струму короткого замикання в умовах STC, вказане в характеристиці модуля (9,86 А);

Tr — максимальна температура (85 °С);

αT — температурний коефіцієнт I_{sc} (0,02 %/К). [40]

2.4.2 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 ° С. Теоретично більш висока напруга буде мати місце при подальшому падінні температури, проте на практиці зимою практично неможливо отримати температуру на сонячному модулі менш ніж -25 ° С в умовах необхідної

освітленості для початку генерації енергії. При розрахунку максимальної напруги враховуються:

- напруга холостого ходу, температурний коефіцієнт β_T .
- Значення максимальної напруги розраховується за формулою:

$$U_{OC(Tr)} = U_{OC} (1 + ((Tr - 25) \cdot \beta_T) / 100) = 49 (1 + ((-40 - 25) \cdot -0,31) / 100) = 58,87 \text{ В}, \quad (2.3.2.1)$$

де: $U_{OC(Tr)}$ — значення напруги при температурі — 40 °С;

U_{OC} — напруга холостого ходу (49 В);

Tr — мінімальна робоча температура (-40 °С);

β_T — температурний коефіцієнт модуля (-0,31%/К). [40]

Ґрунтуючись на цьому значенні, ми можемо підрахувати кількість модулів в стрінгу, з'єднаних послідовно. [40]

$$N_{max} \leq U_{DC\ max} / U_{OC(Tr)} \text{ шт.}, \quad (2.4.2.2)$$

$$N_{max} \leq 1000 / 58,87 \text{ шт.}, \quad (2.4.2.3)$$

$$N_{max} \leq 17 \text{ шт.}, \quad (2.4.2.4)$$

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

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

Кожний інвертор має мінімальну напругу на вході, в нашому випадку це 200 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:

$$U_{OC(T_{max})} = U_{OC} \cdot (1 + ((T_{max} - 25) \cdot \beta_T) / 100) = 49 \cdot (1 + ((85 - 25) \cdot -0.31) / 100) = 39,89 \text{ В,}$$

$$N_{min} \geq U_{DC \text{ start}} / U_{OC} (T_{max}) \text{ шт.}, \quad (2.4.3.2)$$

$$N_{min} \geq 200 / 39,89 \text{ шт.}, \quad (2.4.3.3)$$

$$N_{min} \geq 5 \text{ шт.}, \quad (2.4.3.4)$$

де: $U_{OC} (T_{max})$ — напруга при максимальній температурі 85 ° С;

U_{OC} — напруга холостого ходу (49 В);

T_{max} — максимальна робоча температура (85 ° С);

β_T — температурний коефіцієнт модуля (-0,31 %/К);

N_{min} — мінімальна кількість сонячних батарей;

$U_{DCstart}$ — подаєма початкова напруга (200В). [40]

таким чином рекомендується встановлювати послідовно не менше 5 модулів в один стрінг. [40]

2.4.4 Визначення допустимої кількості модулів в колі з урахуванням МРР трекара інвертора

Інвертор має оптимальний діапазон напруги для роботи МРР трекара. 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 чому 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°C та мінімальне значення при $+70^{\circ}\text{C}$. На основі цих значень розраховується оптимальна кількість панелей за формулою:

$$U_{MPP}(T_{max}) = U_{MPP(STC)} \cdot (1 + ((T_{max} - 25) \cdot \beta_T / 100)) = 40,6 \cdot (1 + ((85 - 25) \cdot -0,31 / 100)) = 33$$

В.

$$N_{min} \cdot U_{MPP}(T_{max}) \geq U_{DC\ min}, \quad (2.4.4.2)$$

$$N_{min} \cdot 33 \geq 550, \quad (2.4.4.3)$$

$$N_{min} \geq 17, \quad (2.4.4.4)$$

де: $U_{MPP}(T_{max})$ — напруга сонячної батареї при 85°C ; $U_{MPP}(stc)$ — оптимальна напруга МРРТ (40,6 В); T_{max} — максимальна робоча температура (85°C); β_T — індекс температури модуля ($-0,31\%/K$); N_{min} — мінімальна кількість модулів в стринзі;

$U_{dc\ min}$ — мінімальне значення МРРТ інвертора (550 В).

Отриманий результат округляємо до найближчого більшого значення. Таким чином, рекомендується встановити не менше 17 модулів у стрінг для оптимальної

роботи MPPT інвертора. [40]

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 $P_{ac,r} = 185000$ Вт. Таким чином, оптимальне значення сумарної потужності сонячних батарей знаходиться в діапазоні 148 000 – 222 000 Вт. [40]

Розрахуємо кількість модулів згідно з рекомендуємим діапазоном:

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

де: $P_{ac,r}$ — номінальна потужність інвертора (185 000 Вт).

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

$$185\ 000 \cdot 0.8 / 380 \leq N_{sum\ gen} \leq 185\ 000 \cdot 1.2 / 380$$

$$389 \leq N_{sum\ gen} \leq 584$$

Згідно з розрахунками, до інвертора 185 кВт SUN2000-185KTL-H1 **рекомендується приєднувати від 389 до 584 сонячних батарей KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BB**. Для нормального режиму роботи інвертора в одному стрінзі буде 17 панелей, на одному столі чотири стрінги, таких столів 6 шт (згідно з розрахунків, на один інвертор приходить 408 панелей) . [40]

2.5 Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ

ФЕМ встановлюються на комплект опорних металокопструкцій (стіл) з кутом нахилу. Опорні металокопструкції (столи) для встановлення ФЕМ:

- стійки каркасу столу встановлюються в попередньо утворені в ґрунті отвори на глибину 1,0 м, уром 300 мм;
- кріплення стійок виконується шляхом заповнення свердловини бетоном класу С12/15 (В15), F100, w4 [40]

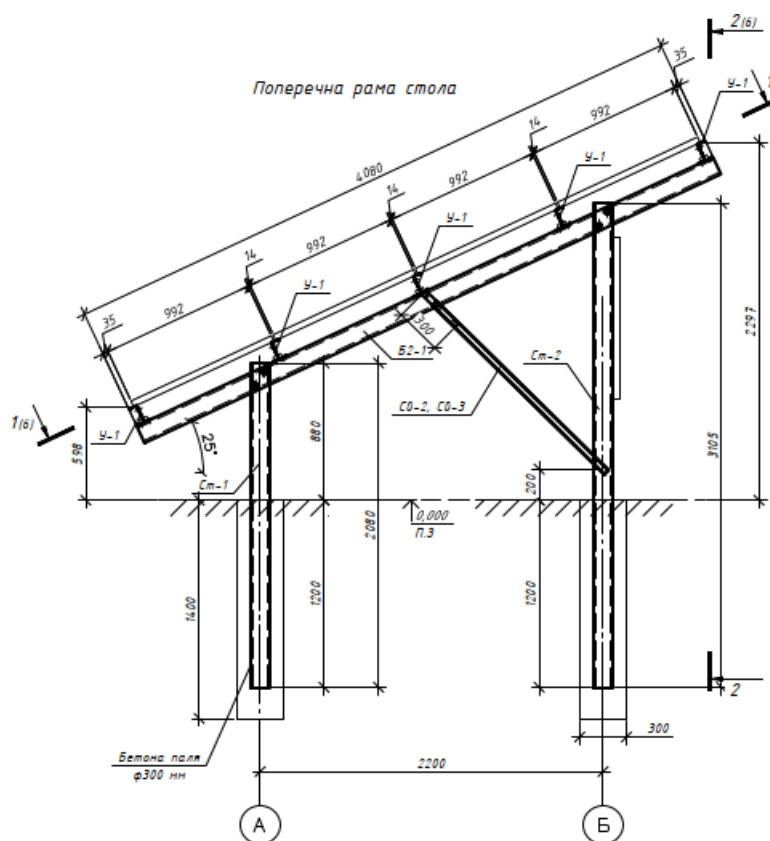


Рисунок 2.5.1 - Поперечне зображення стола

У нашому випадку, столи виконуються фотоелектричними модулями у вигляді 4 ряди по 17 панелей в ряду. [40]

Особливості конструкції:

1. На кожному столі розташовують по 4 («горизонтальне» розташування ФЕМ) ряди сонячних панелей. З'єднання одного ряду сонячних панелей здійснюється послідовно між собою, утворюючи один стрінг. З'єднання ряду панелей в один стрінг здійснюється заводськими подовженими виводами і конекторами. Кожен стрінг підключається проводом PV 6 мм² із застосуванням конекторів PV-C1F-S (+) та PV-C1F-S (-).[40]

2. Кожен стрінг прокладається по конструкціях столу. Кріплення виконують за допомогою хомутів з поліаміду кожні 50-70 см. [40]

3. Прокладка стрінгів між столами (0,4 м) здійснюється в ПЕ трубі Ø32 мм довжиною 2 м. Кріплення труби до конструкції столу виконано за допомогою хомутів з поліаміду. Якщо відстань між столами в одному ряді більше 0,4 м, прокладка проводів від стрінгів здійснюється через траншею в ПВХ трубі Ø32 мм. [40]

4. Прокладка проводів від стрінгів між рядами столів здійснюється в траншеї. Проводи стрінгів (не більше 4 шт) опускаються по стійці столу в одній ПВХ трубі Ø32 мм з кріпленням до неї хомутами в траншею на глибину 0,7 м, далі в траншеї прокладаються до інвертора. Інвертор встановлюється на окремо розташованих конструкціях, підйом проводів від стрінгів з траншеї так само здійснюється в трубі ПВХ Ø32 мм. Підключення проводів від стрінгів до інвертора виконується з лівого боку. [40]

5. Проводи стрінгів від столів одного ряду, на якому розташований інвертор, опускаються до інвертору в трубі з кріпленням хомутами до конструкцій столу, на яких встановлений інвертор. [40]

6. Відстань між сусідніми столами в одному ряді приймається рівною 0,4 м. [40]

Довжина стола визначається за геометричними розмірами ФЕМ та їх кількості в одному стрінгу з урахуванням технологічних відстаней між панелями для їх кріплення до металоконструкцій (приймається за конкретними розмірами кріплень). Приймаємо відстань між панелями – $\Delta_{\text{фем}} = 0,02$ м. (ширина п-образного кріплення).

Таким чином, довжина столу обчислиться:

$$L_{ст} = N_{ФЕМ} \cdot b_{ФЕМ} + (N_{ФЕМ} - 1) \cdot \Delta_{фем} = 17 \cdot 1,956 + (17-1) \cdot 0,02 = 33,572 \text{ м, (2.5.1)}$$

де $b_{ФЕМ}$ – ширина модуля, м

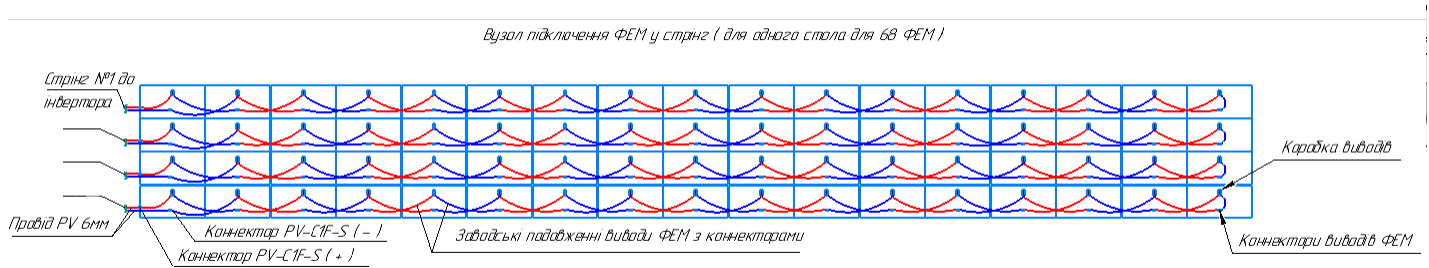


Рисунок 2.5.2 - Зображення підключення ФЕМ у стрінг

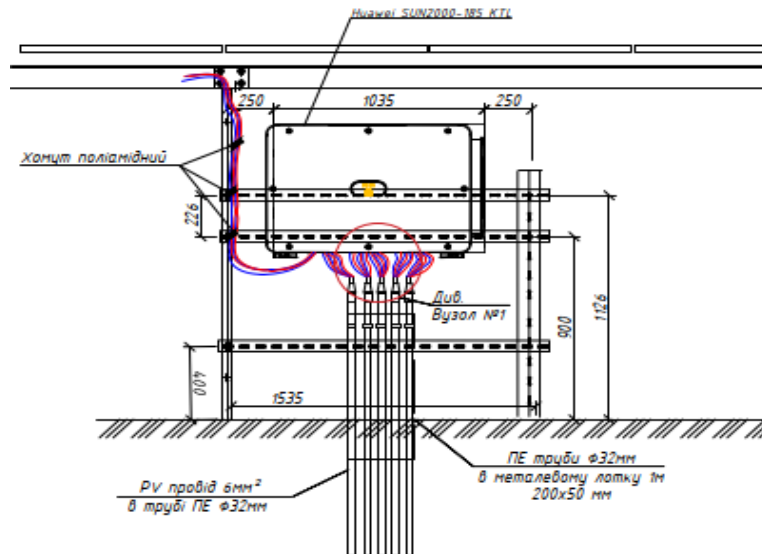


Рисунок 2.5.3 - Зображення підключення мереж постійного струму до інвертора 2.5.1. Визначення місця розташування інвертора

Інвертори ФЕС є першою перетворювальною ланкою енергії з постійного струму змінний для ФЕМ. Місце розташування інвертора визначається з позицій його рівновіддаленості від крайніх столів ФЕМ, які до нього підключаються, що дозволяє зменшити протяжність мереж постійного струму та знизити втрати потужності і

напруги в них. Тобто, доцільним місцем встановлення інвертора є середній стіл з фотоелектричними модулями, якщо таких столів декілька, а розташування є рядним, і кожен з них працює на окремий МРРТ-вхід. Або, якщо виконується декілька рядів (див. приклад нижче), то інвертор розташовується на середньому (якщо рядів більше двох) ряді з тильної сторони столу, або ближчому ряді в напрямку до КТП. [40]

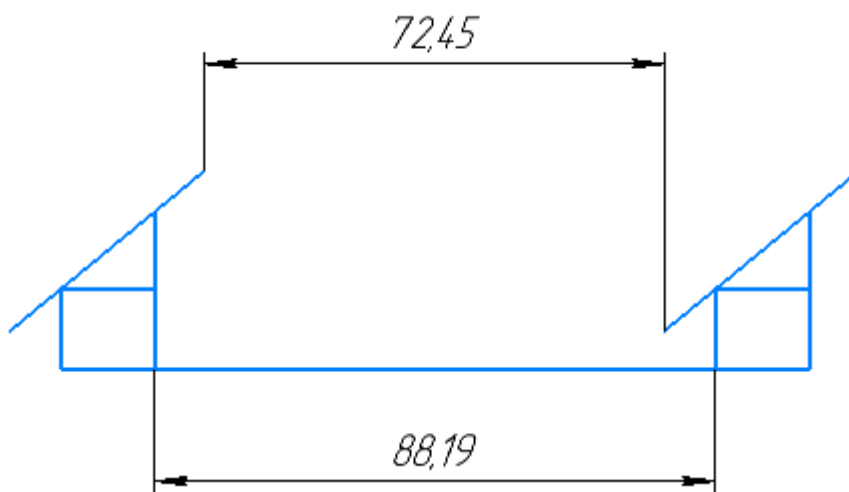


Рисунок 2.5.1.1 - Схематичний вид столів збоку (1:100)

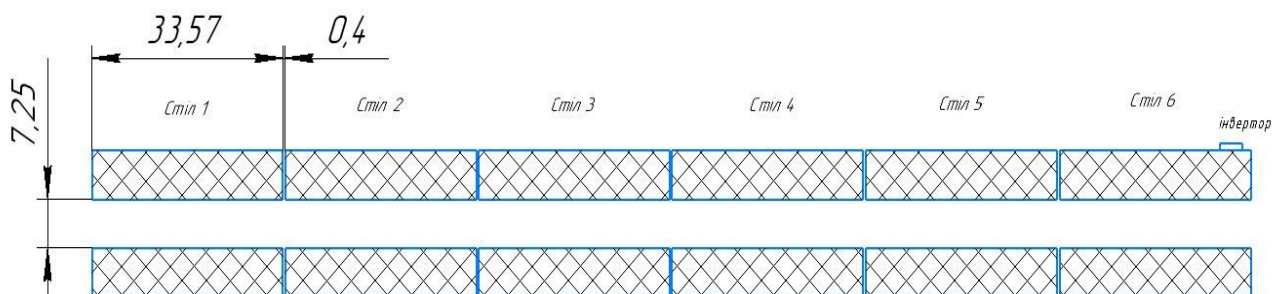


Рисунок 2.5.1.2 - Схематичне розташування столів

2.6 Вибір електротехнічного обладнання ФЕС

2.6.1 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму

Для підключення збірок від фотоелектричних модулів (ФЕМ) до інвертору передбачено одножильний кабель постійного струму напругою до 1,5 кВ (PV кабель), з мідною жилою, з подвійною ізоляцією стійкою до ультрафіолетового випромінювання марки PV, перерізом жили 1x6 мм². Для зручності монтажу проводи від кожного стрінгу (2 шт.) стягуються між собою хомутами. [40]

Прокладку мереж постійного струму від ФЕМ до інвертору передбачено на конструкціях та в траншеях як сумісно з мережами 0,4 кВ та системи моніторингу, так і лише окремо в траншеях типу Т-3 та Т-5. Переходи PV проводів між столами виконуються в жорсткій ПВХ трубі Ø50 мм стійкій до ультрафіолетового випромінювання. При прокладці PV проводів в траншеї їх протягують в ПЕ трубу Ø32 мм (не більше 4 проводів в одній трубі), підйоми і опуски проводів виконують вздовж стійок столів в ПЕ трубі Ø32 мм. [40]

Кабельний журнал Поле А (Від збірок до інвертора А.01, 24 збірок)							
Маркування кабелю	Напрямок кабелю		Спосіб прокладання		Марка	К-сть, число та переріз жил	Довжина +1% запасу,
	Початок	Кінець	В трубі	На конструкціях			
н.А.01.1	А.01.1	Інвертор А.01	3	170	PV 6 мм ²	2x(1x6)	174
н.А.01.2	А.01.2			170			174
н.А.01.3	А.01.3			170			174
н.А.01.4	А.01.4			170			174
н.А.01.5	А.01.5			136			140
н.А.01.6	А.01.6			136			140
н.А.01.7	А.01.7			136			140
н.А.01.8	А.01.8			136			140
н.А.01.9	А.01.9			102			106
н.А.01.10	А.01.10			102			106
н.А.01.11	А.01.11			102			106
н.А.01.12	А.01.12			102			106
н.А.01.13	А.01.13			68			72
н.А.01.14	А.01.14			68			72
н.А.01.15	А.01.15			68			72
н.А.01.16	А.01.16			68			72
н.А.01.17	А.01.17			34			38
н.А.01.18	А.01.18			34			38
н.А.01.19	А.01.19			34			38
н.А.01.20	А.01.20			34			38
н.А.01.21	А.01.21			2			5
н.А.01.22	А.01.22			2			5
н.А.01.23	А.01.23			2			5
н.А.01.24	А.01.24			2			5
Сумарна довжина для 1-го нвертора							4280

Рисунок 2.6.1.1 - Зображення кабельного журналу

2.6.2 Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах

Втрати в мережі постійного струму та неоптимальні умови роботи ФЕМ доцільно компенсувати шляхом додаткового встановлення сонячних модулів в ланцюгах інверторів з урахуванням ККД інвертора та ККД мережі DC. [40]

Кількість ФЕМ, які мають бути підключені до одного інвертора, можна визначити зі співвідношення та округлити до більшого парного числа, враховуючи переважну парну кількість панелей, що формують стіл ФЕМ:

$$N_{\text{ФЕМ}}^{\text{інв}} = \frac{P_{\text{інв}}}{P_{\text{PTC}} * n_{\text{інв}} * n_{\text{DC}}} = \frac{185000}{380 * 0,986 * 0,94} = 525 \text{ шт}$$

Кількість ФЕМ, які формують ФЕС, можна визначити зі співвідношення за кількістю інверторного обладнання:

$$N_{\text{ФЕС}}^{\Sigma} = N_{\text{ФЕМ}}^{\text{інв}} * N_{\text{інв}} = 525 * 6 = 3150 \text{ шт}$$

2.6.3 Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів

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. [40]

Також кількість та потужність встановлюваних КТП залежить від конфігурації земельної ділянки під спорудження ФЕС та поділ ділянки на відповідні «поля» з їх підключенням до окремої КТП. [40]

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 %. [40]

Тому доцільно по можливості встановлювати не менше двох КТП, що спростить реалізацію відповідного обмеження простим відключенням частини електроустановки. [40]

Для даного проекту, приймаємо трансформатор ТМ 400 кВА-10(6)-0,4Д/Ун-11,У/Ун-0 $S_{ном} = 400$ кВА [19]

Таким чином:

$$N_T = \frac{P_{фес}}{0,9 * S_{ном.Т}} = \frac{1000}{0,9 * 400} = 2,78 \approx 3 \text{ шт}$$

Згідно з розрахунків вище, можна сказати, що потужність трансформаторів узгоджена з кількістю трансформаторів. Вся інверторна потужність (1,11МВт) покривається трансформаторною потужністю (1,2МВт). [19]

2.6.4 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ

Для вибору параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ потрібно звернути увагу на такі рекомендації та вимоги:

1. Земляні роботи виконувати тільки після отримання дозволу в установленому порядку і відповідно до правил виконання робіт. [40]

2. Кабель 0,4 кВ прокладати в траншеї на глибині не менш ніж 0,7 м відкрито, в місцях перетину з дорогами та комунікаціями в ПЕ трубі $\varnothing 90$ та $\varnothing 110$ мм. Постель в траншеї виконати з застосування піщано-гравійної суміші. Сигнальну стрічку "Обережно Кабель!" прокласти над кабелями на відстані 0,25 м. Підйом кабелю до КТП та інвертору виконати в трубі ПЕ $\varnothing 63$ довжиною 2 метра. Для кабелю перетином 240 мм² використовувати трубу $\varnothing 75$ мм. Виконати герметизацію кабельних трубопроводів з застосуванням вогнестійкої піни та термоусадочної труби. [40]

3. Для захисту кабелю від вологи та бруду на момент прокладки використовувати термоусадочний кабельні капи. Після прокладки кожного кабелю виконати його маркування з обох сторін з застосуванням кабельного маркування. [40]
4. Всі електромонтажні роботи виконувати згідно з ПУЕ, ПТЕЕС і ПБЕЕС. [40]
5. Виконати відновлення ґрунтового покриття на рівні існуючих позначок. [40]
6. Після виконання будівельно-монтажних робіт відновити благоустрій території. [40]

Порядок вибору перерізів провідників 0,4 кВ за нагрівом


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

- по допустимому тривалому струму навантаження;
- по допустимому струму короткого замикання по жилі;
- за втратами напруги. [40]

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для інвертора потужністю 185 кВт:

$$I_M^{інв} = \frac{P_{інв}^{ном}}{\sqrt{3} * U_{ном} \cos \varphi} = \frac{185}{\sqrt{3} * 0.38 * 0.98} = 248 \text{ А,}$$

Приймаємо кабель марки АПВВГ-1 3х120+1х70 мм², Ідоп.пасп = 267 А (прокладка вґрунті на глибині не менше 0,7 м). [26]



АПВВГ 3х120+1х70 (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 ²	3 x 120 + 1 x 70
Толщина фазной изоляции	мм	1.2
Длительно допустимые токовые нагрузки на переменном токе промышленной частоты *		
• при прокладке в воздухе	А	290
• при прокладке в ґрунті	А	267
Максимально допустимая температура жилы		
• длительно	° С	+90
• в аварийном режиме	° С	+130
• при коротком замыкании	° С	+250
Диапазон рабочих температур		
	° С	-50 ... +50
Минимальный радиус изгиба при прокладке	мм	285
Расчетный наружный диаметр кабеля (справочно) **	мм	38
Масса кабеля (ориентировочно)	кг/км	1700
Расчетная строительная длина кабеля и масса брутто при поставке на барабанах	м, т	№ 16а: 700 • 1.5 № 18: 800 • 1.8

Рисунок 2.6.4.1.1 – Технічні характеристики кабелю АПвВГ-1 3х120+1х70 мм²
Кабелі АПвВГ до 1 кВ

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження.

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{дон}},$$

де I_p - розрахунковий струм в мережі, А;

$I_{\text{дон}}$ - максимальний розрахунковий струм. [40]

Розрахунок виконуємо з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

(Згідно [14] (Додаток Ж)) [40]

$k_2 = 1,0$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 0,8 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°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 більшета коефіцієнти попереднього завантаження менше 0,8;

$k(m) = 1,1$ – коефіцієнт навантаження. [40]

$$I_{\text{дон}^*} = I_{\text{дон.наен}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k(m) = 267 \cdot 1,0 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 296 \text{ А}$$

$$267 \text{ А} < 296 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Переріз жили 120 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

Враховуючи нетривалий режим роботи СЕС по генерації сонячної електроенергії обраний номінальний переріз 120 мм² забезпечує пропускну здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання. [40]

Перевірка кабелю на термічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання проводиться за наступною умовою:

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

де F_{\min} – мінімальний переріз провідника, що відповідає вимогам його термічної стійкості при короткому замиканні, мм². [40]

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

де I_{∞} – 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 0,4кВ 0,01 с; C – постійна, що визначається в залежності від заданої ПУЕ кінцевої температури нагріву жил і напруги, А·с^{-1/2}/мм². [40]

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 δU_y регламентовані ГОСТ 13109-97. [40]

Перевірка по відхиленням напруги зводиться до визначення фактичної і допустимої втрати напруги. [40]

Втрати напруги в елементах електричної мережі визначаються за формулами:

- для електричних мереж 3-х фазного струму [40]

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

де I_M – максимальний розрахунковий струм лінії 0,4 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);

$$\Delta U = 100 * \frac{\sqrt{3} * 248 * 0.8}{0,4 * 10^3} * 0,25 * 0,99 = 12,86 \%$$

Можна знехтувати складовою, яка містить $\sin \varphi$, оскільки режим роботи мережі

характеризується активним навантаженням з $\cos \phi$ близьким до одиниці. [40]

2.6.5 Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-35 кВ

Для вибору та перевірки комутаційної апаратури та кабельних ліній необхідно виконати розрахунки струмів КЗ в характерних точках схеми. [40]

Мережі 0,4-35 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

К1 – шини 6-35 кВ розподільчого пункту ФЕС, звідки відбувається віддача потужності в мережу;

К2 – шини 6-35 кВ кожної КТП ФЕС;

К3 – шини 0,4 кВ КТП ФЕС (розподільчий пункт 0,4 кВ КТП)

К4 – в кінці кабельної лінії 0,4 кВ (в точці підключення КЛ-0,4 кВ до інвертора). [40]

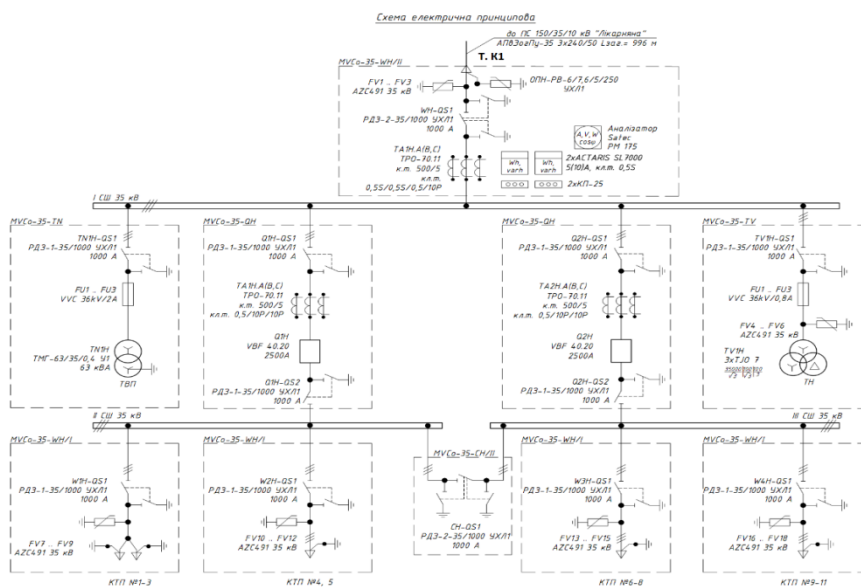


Рисунок 2.6.5.1.1 – Розрахункова точка КЗ в мережі 6-35 кВ

Мережі 0,4-10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

К1 – шини 10 кВ розподільчого пункту ФЕС, звідки відбувається віддача потужності в мережу;

К2 – шини 10 кВ кожної КТП ФЕС;

КЗ – шини 0,4 кВ КТП ФЕС (розподільчий пункт 0,4 кВ КТП);

К4 – в кінці кабельної лінії 0,4 кВ (в точці підключення КЛ-0,4 кВ до інвертора). [40]

Розрахунок виконуємо приблизним приведенням параметрів схеми заміщення елементів до базисних умов у відносних одиницях. [40]

$I_6 = 19,57$ кА – струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ (живляча підстанція)

Для знаходження струму КЗ в точці К1 необхідно врахувати опір прийнятої лінії видачі потужності в мережу. [40]

$U_{cp} = 10,5$ кВ – середнє значення напруги в мережі 10 кВ [40]

$S_6 = 356$ МВА – базисна потужність КЗ [40]

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{356}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 19,57 \text{ кА}$$

Тоді опір системи буде становити:

$$X_{c*} = \frac{S_6}{S_k} = \frac{356}{356} = 1$$

Опір КЛ-10 кВ довжиною $l = 1,5$ км:

- Індуктивний:

$$X_{\text{КЛ } 10.1*} = X_0 l_1 \frac{S_6}{U_{cp}^2}$$

де X_0 – питомий опір кабельної лінії 10 кВ;

$$X_{\text{КЛ } 10.1*} = 0,061 * 1,5 * \frac{356}{10,5^2} = 0,29$$

- активний:

$$R_{\text{КЛ } 10.1*} = R_0 l_1 \frac{S_6}{U_{cp}^2}$$

де $R_0 = 0,26$ Ом/км – питомий опір кабельної лінії 10 кВ;

$$R_{\text{КЛ } 10.1*} = 0,26 * 1,5 * \frac{356}{10,5^2} = 1,26$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_c * I_6}{\sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2}} = \frac{1 * 19,57}{\sqrt{1,26^2 + (0,29 + 1)^2}} = 10,87 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 10,87 = 9,24 \text{ кА}$$

Розрахунок для точки К2 виконується аналогічно за прийнятими параметрами кабельної лінії від РП-10 до кожної з КТП, які встановлюються на ФЕС. До наведеного вище розрахунку додається опір ще однієї КЛ-6-10 кВ. [40]

Струм КЗ в точці К2 буде дещо меншим, ніж в К1. [40]

Приймаємо, що на шинах 10 кВ КТП струм КЗ становитиме 8,2 кА

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{E_c * I_6}{\sqrt{(R_{\Sigma K1} + R_{КЛ 10.2*})^2 + (X_{\Sigma K1} + X_{КЛ 10.2*})^2}} = \frac{1 * 19,57}{\sqrt{(1,26 + 1,09)^2 + (0,29 + 0,12)^2}} = 8,2 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 8,2 = 7 \text{ кА}$$

Тоді:

$$S_{K2} = \sqrt{3} * I_{K2}^{(3)} * U_{cp} = \sqrt{3} * 8,2 * 10,5 = 153,34 \text{ МВА}$$

Мережі 0,4 кВ

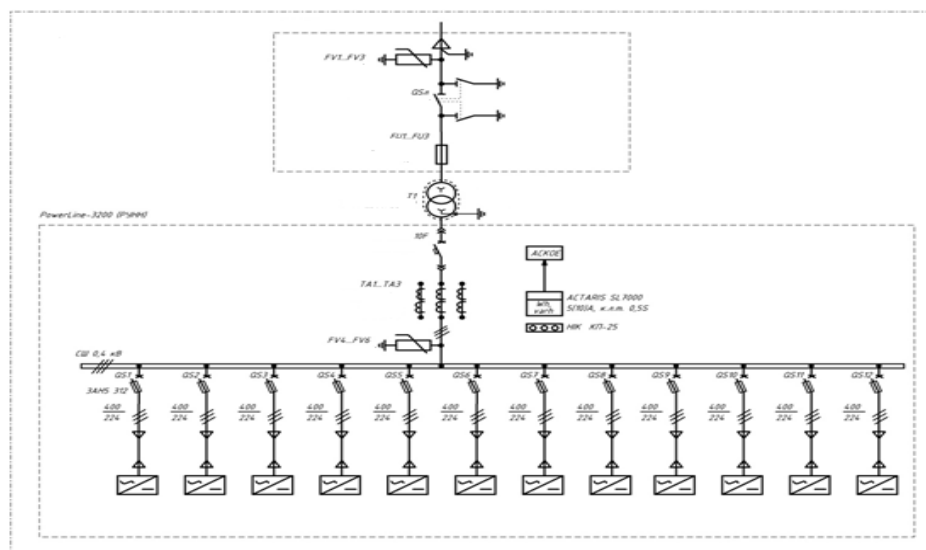


Рисунок 2.11.2 – Розрахункова точка КЗ в мережі 6-10 кВ

$U_{\text{ср}} = 0,4$ кВ – середня напруга на низькій стороні трансформатора. [40]

Розраховуємо струми КЗ для точки К2 (шини 0,4 кВ КТП):

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

- сумарний активний опір до точки К2:

$$R_{\Sigma \text{К}2} = (R_{\text{КЛ}1} + R_{\text{КЛ}2}) * \frac{U_{2\text{ср}}^2}{U_{1\text{ср}}^2}$$

$$R_{\text{КЛ} 10.1} = R_0 l_1 = 0,26 * 1,5 = 0,39 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{КЛ} 10.2} = 0,26 * 0,3 = 0,078 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma \text{К}2} = (0,39 + 0,078) * \frac{0,4^2}{10,5^2} = 0,71 \text{ мОм}$$

- сумарний реактивний опір до точки К3:

$$X_{\Sigma \text{К}2} = (X_c + X_{\text{КЛ}1} + X_{\text{КЛ}2}) * \frac{U_{2\text{ср}}^2}{U_{1\text{ср}}^2}$$

$$X_{\text{КЛ} 10.1} = X_0 l_1 = 0,061 * 1,5 = 0,092 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{КЛ} 10.2} = X_0 l_2 = 0,061 * 0,3 = 0,018 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma \text{К}2} = (1 + 0,092 + 0,018) * \frac{0,4^2}{10,5^2} = 1,61 \text{ мОм}$$

2) опір трансформатора КТП Трансформатор ТМ 400 кВА-10(6)-0,4Д/УН-11,У/УН-0:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} * U_H^2}{S_{\text{Н.Т}}^2} * \left(\frac{U_{\text{ср.осн}}^2}{U_{\text{ср.і}}^2} \right) = \frac{5,5 * 10^2}{400^2} * \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) * 10^6 = 4,93 \text{ мОм}$$

$$Z_T = \frac{u_{\text{к\%}} * U_H^2}{100 * S_{\text{Н.Т}}} * \left(\frac{U_{\text{ср.осн}}^2}{U_{\text{ср.і}}^2} \right) = \frac{4,5 * 10^2}{100 * 400} * \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) * 10^6 = 15,96 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{15,96^2 - 4,93^2} = 15,18 \text{ мОм}$$

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

$$R_{\text{КЛ} 0,4} = r_0 l_{\text{кЛ}0,4} = 0,26 * 0,3 = 0,078 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{КЛ} 0,4} = x_0 l_{\text{кЛ}0,4} = 0,061 * 0,3 = 0,018 \text{ Ом}$$

Довжина 300 м взята усередненою для усіх шляхів «інвертор – КТП» [40]

При розрахунку струмів короткого замикання в мережах до 1000 В необхідно враховувати перехідні опори котушок і контактів автоматичних вимикачів та трансформаторів струму, рубильників та підключень кабельних ліній. З цією метою вводимо у розрахунок додатковий опір, значення якого приймаємо для точки К4 – 5 мОм, для точки К3 – 3 мОм. [40]

Розраховуємо струми короткого замикання в точці К3:

- сумарний активний опір

а) без урахування опору дуги

$$R_{\Sigma K3 \min} = R_{\Sigma K2} + R_T + R_{\text{дод}}$$

$$R_{\Sigma K3 \min} = 0,71 + 4,93 + 3 = 8,64 \text{ мОм}$$

б) з урахуванням опору дуги (для знаходження мінімальних струмів К3):

$$R_{\Sigma K3 \max} = R_{\Sigma K2} + R_T + R_{\text{дод}} + R_{\text{д1}}$$

$R_{\text{д1}} = 2 \text{ мОм}$ – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 400 кВА [40]

$$R_{\Sigma K3 \max} = 0,71 + 4,93 + 3 + 2 = 10,64 \text{ мОм}$$

- сумарний реактивний опір

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_T = 1,61 + 15,18 = 16,79 \text{ мОм}$$

- струм трифазного КЗ

$$I_{K3.\max}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K3 \min}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \sqrt{8,64^2 + 16,79^2}} = 0,32 \text{ кА}$$

$$I_{K3.\min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K3 \max}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \sqrt{10,64^2 + 16,79^2}} = 0,29 \text{ кА}$$

- струм двофазного КЗ

$$I_{K3.\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3.\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 0,32 = 0,28 \text{ кА}$$

- струм однофазного КЗ

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{T0} + Z_n}$$

де U_{ϕ} – фазна напруга мережі; Z_{T0} – опір силового трансформатора при однофазному замиканні на корпус. [40]

Повний опір петлі: фазний - нульовий провід

$$Z_n = \sqrt{(R_c + R_{\phi} + R_d + R_n + R_{\text{дод}})^2 + (X_c + X_{\phi} + X_n)^2}$$

де R_{ϕ} , R_n , X_{ϕ} , X_n – сумарні активні і реактивні опори фазного і нульового проводів всіх ділянок розрахункового ланцюга (КТП - Інвертор - КТП). Для проводів з кольорових металів рівні омічному опору при $f = 50$ Гц; [40]

$$Z_{n.K3} = \sqrt{(R_c + R_{d1} + R_{\text{дод.K3}})^2 + (X_c)^2}$$

R_{d1} – опір дуги в точці К3 приймається по ГОСТ 28249-93;

X_c , R_c – опір живлячої системи. [40]

$$Z_{n.K3} = \sqrt{(3 + 2)^2 + (1)^2} = 5,09 \text{ мОм}$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{T0} + Z_{n.K3}} = \frac{230}{4 + 5,09} = 25,3 \text{ кА}$$

Розраховуємо струми короткого замикання в точці К4 (інвертор):

- сумарний активний опір

$$R_{\Sigma K4 \text{ min}} = R_{\Sigma K3} + R_{\text{кл0,4}} + R_{\text{дод2}}$$

$$R_{\Sigma K4 \text{ min}} = R_{\Sigma K3} + R_{\text{кл0,4}} + R_{\text{дод2}} + R_{d2}$$

де $R_{\text{дод2}} = 5$ мОм – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 400 кВА. [40]

$$R_{\Sigma K4 \text{ min}} = 8,64 + 7,8 + 5 = 21,44 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma K4 \text{ max}} = 10,64 + 7,8 + 5 + 7 = 30,44 \text{ мОм}$$

- сумарний реактивний опір

$$X_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K3} + X_{\text{кл0,4}} = 16,79 + 1,8 = 18,59 \text{ мОм}$$

- струм трифазного КЗ

$$I_{K4.max}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K4 \min}^2 + X_{\Sigma K4}^2}} = \frac{0,4 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{21,44^2 + 18,59^2}} = 8,15 \text{ кА}$$

$$I_{K4.min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K3 \max}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{0,4 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{30,44^2 + 18,59^2}} = 6,48 \text{ кА}$$

- струм двофазного КЗ

$$I_{K4.max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K4.max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 8,15 = 7,05 \text{ кА}$$

2.6.6 Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4кВ.

Рекомендації щодо вибору запобіжників:

Вибір запобіжників

а) захист КЛ-0,4 кВ

$$I_{\text{ном.вст}} \geq I_{\text{ном.інв}}$$

Обираємо запобіжник типу Плавка вставка запобіжника ППНИ-39, габарит 3, 500 А, ІЕК [40]

$$I_{\text{ном.вст}} = 500 \text{ А}, I_{\text{ном.інв}} = 134,9 \text{ А.}$$

Вибрана плавка вставка перевіряється:

- за умовами захисту провідників від струмів к.з.
- на чутливість спрацювання при двофазних к.з.

$$I_{K3}^{(2)} / I_{\text{ном.вст}} \geq (4 \dots 7)$$

$$8580 / 500 = 17,16 \geq (4 \dots 7)$$

Вибір ввідних вимикачів на стороні $U_{\text{ном}}=0,4$ кВ КТП [40]

Для підключення розподільчого щита 0,4 кВ (всі приєднання інверторів окремої КТП) до трансформатора приймаємо вимикач автоматичний Електрон Е25С струмом 1600А [40]

$$I_p = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3}U_{HH}} = \frac{400}{\sqrt{3} * 0,4} = 580 \text{ A}$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660 \text{ (В)}$;
- за номінальним струмом автомата: $580 < 1600 \text{ (А)}$;
- за номінальним струмом розчеплювача: $3613 < 4000 \text{ (А)}$. [40]

Приймаємо автомат типу Електрон Е25С: $I_{н.авт} = 1600 \text{ А}$; $I_{HP} = 2500 \text{ А}$.

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження

$$I_{спр.п} = 1,25 * I_{HP} = 3125 \text{ А}$$

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ I_{CB}

$$I_{CB} \geq 1,25i_{пик} = 1,25 * 5000 = 6250$$

$$I_{CB} = 3 * I_{н.р.} = 9375 \text{ А}$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному

$1,25I_{н.р.} = 3125 \text{ А}$. Приймаємо $t_{пер} = 10 \text{ с}$.

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ t_{CB} .

Приймаємо $t_{CB} = 0,4 \text{ с}$.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 50 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача). [40]

2.6.7. Вибір параметрів кабельних ліній 6-10 кВ

У випадку, якщо на станції до встановлення приймаються декілька КТП, то вибір високовольтних КЛ виконується для двох випадків: 1) КЛ від трансформатора до збирного розподільчого пункту 6-10 кВ; 2) КЛ від збирного розподільчого пункту ФЕС до приймальної комірки підстанції, на яку забезпечується видача електричної потужності. Перший варіант КЛ розраховується за сумарною номінальною потужністю інверторів, підключених до КТП, а другий – для сумарної інверторної потужності ФЕС. [40]

Варіант 1:

$$I_M^{КТП} = \frac{P_{інв}^{КТП}}{\sqrt{3} * U_{НОМ} * \cos\varphi}$$

Варіант 2:

$$I_M^{\Phi EC} = \frac{P_{інв}^{\Phi EC}}{\sqrt{3} * U_{НОМ} * \cos\varphi}$$

$$I_M^{\Phi EC} = \frac{1197}{\sqrt{3} * 10 * 0,99} = 70 \text{ A}$$

Приймаємо кабель марки АПвЕгаПу – 3 кабелю 1x70мм², I_{доп.пасп} = 192 А (прокладка в площині в ґрунті). [27]

U_{НОМ} = 6 кВ - напруга мережі;

S_К¹⁰ = 346 МВА (потужність КЗ на шинах 10 кВ приймаючої підстанції)

Розрахунок струму КЗ за заданою потужністю КЗ:

$$I_K^{(3)} = \frac{S_k^{35}}{\sqrt{3} * U_{ср}} = \frac{346}{\sqrt{3} * 10,5} = 5,41 \text{ кА}$$

I_К⁽³⁾ = 5,41 кА – максимальний струм 3-х фазного короткого замикання на шинах РП 10 кВ;

t_п = 1 с – повний час тривалості короткого замикання.

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{доп}$$

де I_p - розрахунковий струм в мережі, А.

Розрахунок виконуємо згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ." (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів. [40]

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

Тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 35 мм² у стандартних умовах $I_c = 134$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2=0,95$ (кабель напругою 10 кВ прокладається на глибині 1,25 м, таблиця 8.13),

$k_3= 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°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 коефіцієнти попереднього завантаження менше 0,8;

$k(m)= 1,1$ – коефіцієнт навантаження. [40]

$$I = I_c * k_2 * k_3 * k_4 * k_m = 134 * 0,95 * 0,96 * 1,05 * 1,1 = 141 \text{ А.}$$

$141 \text{ А} < 202 \text{ А}$ - умова виконується.

2. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_K^{(3)} < I_{к.з.ж.}^{(3)}$$

де $I_K^{(3)}$ – максимальний струм 3-х фазного короткого замикання;

$I_{к.з.ж.}^{(3)}$ – максимально допустимий струм короткого замикання жили кабелю, кА.

$5,31 \text{ кА} < 6,6 \text{ кА}$ – умова виконується

3. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по екрану

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_K^{(2)} < I_{к.з.е.}^{(3)}$$

$$I_K^{(2)} = I_K^{(3)} * 0,87 = 3,19 \text{ кА}$$

$3,19 \text{ кА} < 3,3 \text{ кА}$ – умова виконується.

2.6.8. Вибір комутаційного обладнання 6-10 кВ для видачі потужності в мережу.

Вибір роз'єднувача

Вибираємо роз'єднувачі з боку 6 кВ: вибираємо роз'єднувач с двома парами заземлюючих ножів. [40]

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 $I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$,

де $B_k = I_{К1}^{(3)} * (t_{відкл} + T_a)$ - тепловий імпульс. [40]

Тип роз'єднувача	РВЗ-10/400	
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_n \geq U_{уст}$	10 кВ	10
$I_n \geq I_{рф}$	400 А	59 А
$i_{дин} \geq i_y$	40 кА	9,6 кА
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$	20 кА ² * с	5,68

Вибір вимикача

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 за повним струмом відключення:

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

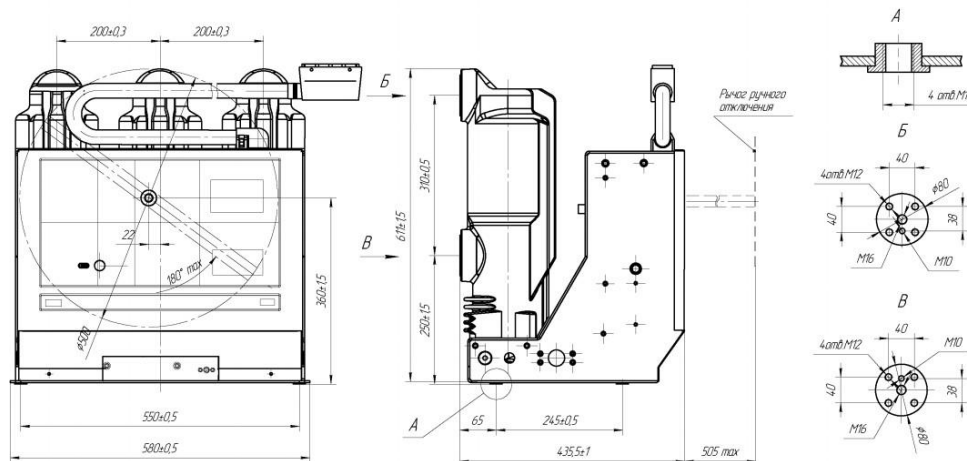
5) динамічна стійкість проходження струмів КЗ: $i_{\text{дин}} \geq i_y$

6) термічна стійкість проходження струмів КЗ: $I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}} \geq B_k$, [40]

Вибір вимикача 10 кВ

Тип вимикача	ВРС-10-40/1000 У2	
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_n \geq U_{\text{уст}}$	10кВ	10
$I_n \geq I_{\text{рф}}$	1000 А	58 А
$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{nt}$	40 кА	2,1 кА
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	102 кА	18,9 кА
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}} \geq B_k$	40 кА	5,68
$\sqrt{2}I_{\text{отк.ном}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{\alpha\tau}$	79,1 кА	38,94

Таким чином приймаємо для ліній вводу високої напруги і секційного вимикача вакуумні вимикачі ВРС-10-40/1000 У2 [29]



Загальний вид ВРС-10-40/1000 У2

2.7 Моделювання графіків добової генерації електричної енергії ФЕС

Розрахунок загальної продуктивності ФЕС. [40]

Обчислення вироблення ФЕС електричної енергії W :

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

де E_H – середньомісячний рівень сонячної іррадіації (інсоляції), кВт·год/(м²·день);

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

$k_{\text{інв}}$ – 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 проектною генерації ФЕС після введення її в експлуатацію);

$k_{\text{Г}}$ – коефіцієнт готовності ФЕС.

S – загальна сумарна площа фотобатарей, м². [40]

У разі попереднього оцінювання техніко-економічних показників площадок:

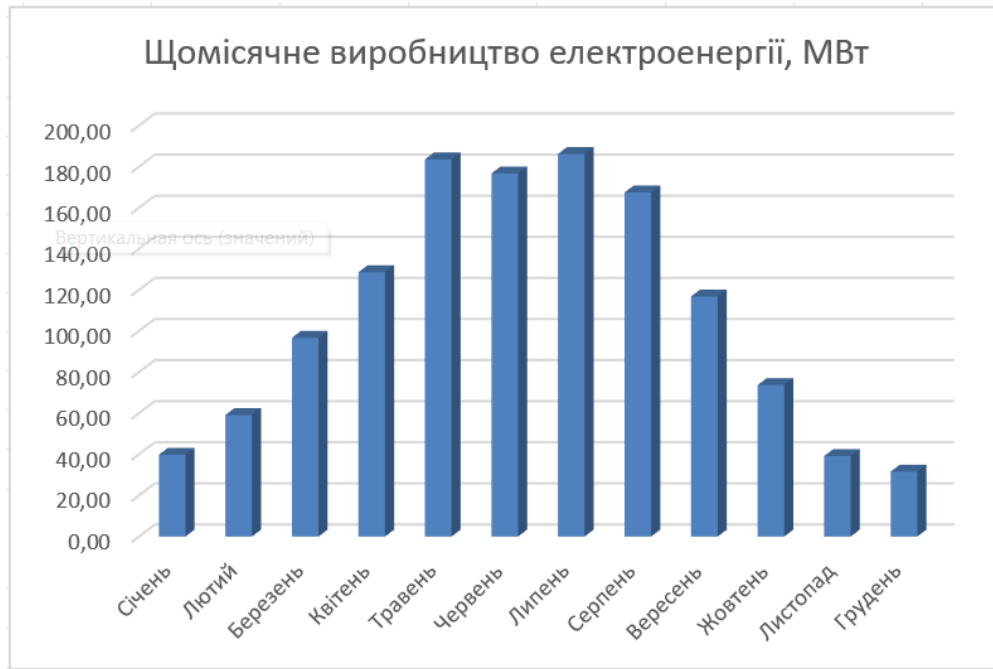
- добуток $k_{\text{інв}} * k_{W1} * k_{W2} * k_{W3} * k_{\text{тр}} * k_{\text{Г}}$ - рекомендовано взяти таким, що дорівнює 0,88—0,92; - ККД фотоелектричного модуля $k_{\text{мод}}$ беруть відповідно до вибраного типу ФЕМ;

- загальну сумарну площу фотобатарей S визначають за передпроектним кресленням розміщення фотобатарей на площадці (за максимально можливою щільності з урахуванням раціонального розміщення їх та незатінення). [40]

Розрахунок щомісячного вироблення ФЕС під м. Дніпро електричної енергії W занесено в таблицю :

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Рік
Wср.доб.	1,19	2,02	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,1	1,19	0,9	3,26
Кількість днів	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Виробництво	39,81	59,14	96,73	128,63	183,58	176,71	186,22	167,5	117	73,70	39,16	31,58	1299,6

Кількість виробленої електроенергії за рік – 1299,57 МВт · год.



Завдяки програмі *PVsyst* було розроблено моделювання генерації електроенергії даної станції потужністю 1 МВт в передмісті Дніпра (м.Підгороднє). [31]

Для порівняння розглянемо два місяці: Липень, як місяць з найтривалішим сонячним днем та Грудень, як місяць, відповідно, з найкоротшим. [31]

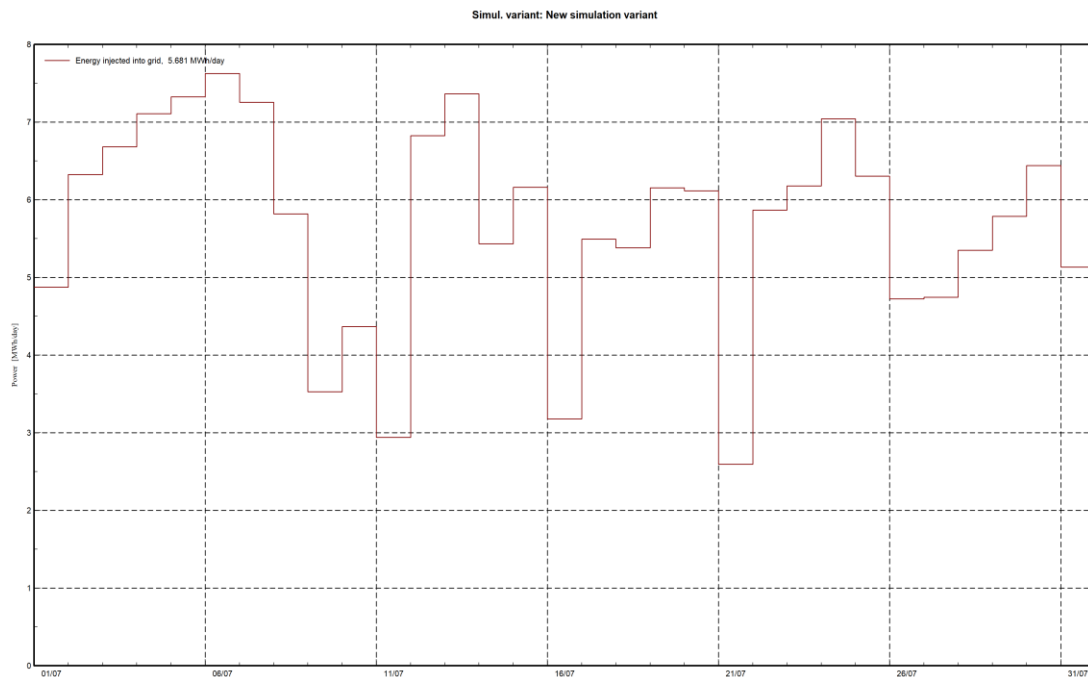


Рисунок 2.7.1 – Генерація електричної енергії ФЕС протягом 01.07-31.07

Згідно даних з поданого графіку, можна побачити, що середньодобова генерація електричної енергії складає приблизно 5,7 МВт*год. [31]

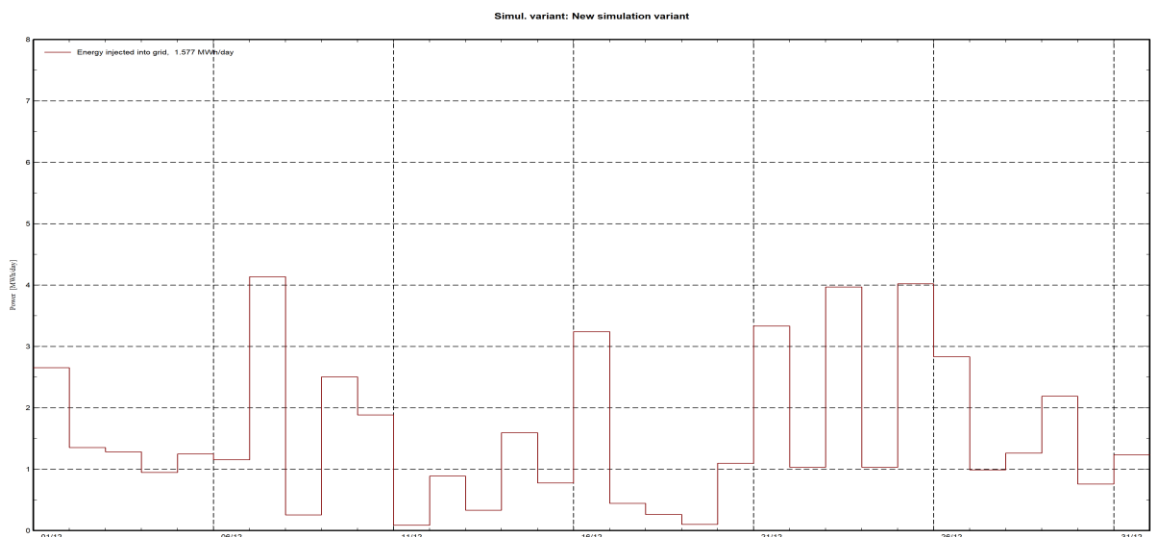


Рисунок 2.7.2 – Генерація електричної енергії ФЕС протягом 01.12-31.12

Вище розташований графік генерації електроенергії ФЕС за Грудень місяць. Середньодобове значення генерації дорівнює майже 1,6 МВт*год. З отриманих даних можна зробити висновок, що продуктивність ФЕС потужністю 1 МВт в Липню в 3,5 рази більша ніж в Грудню. [31]

Також, для розгляду та порівняння пропонується один день в Грудню з найменшою генерацією електроенергії та один день в Липню з найбільшою продуктивністю. [31]

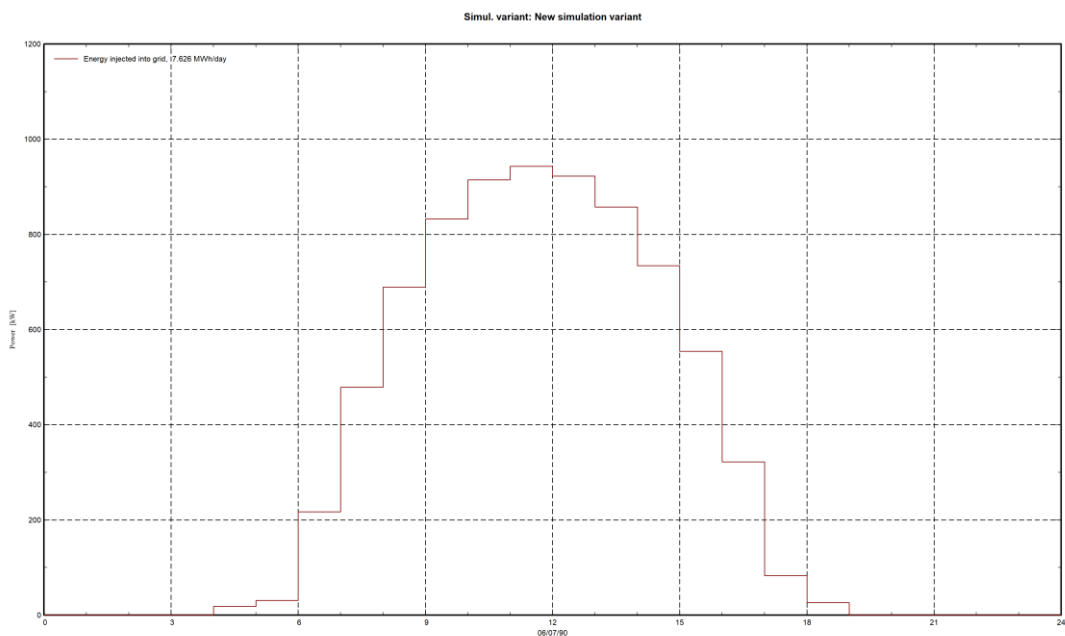


Рисунок 2.7.3 – Добова генерація електроенергії ФЕС на 6 Липня

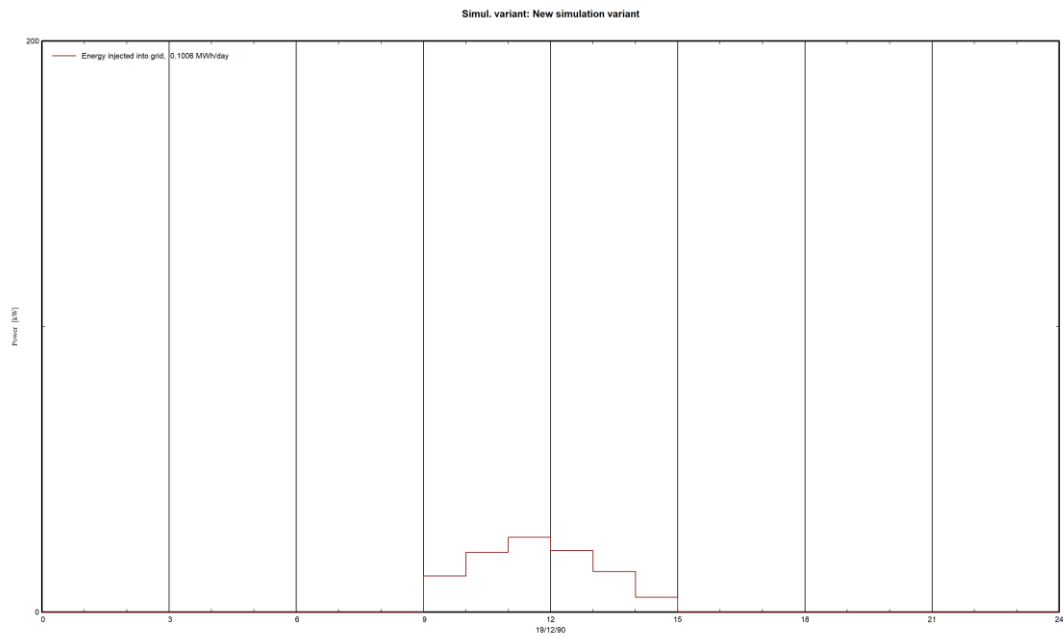


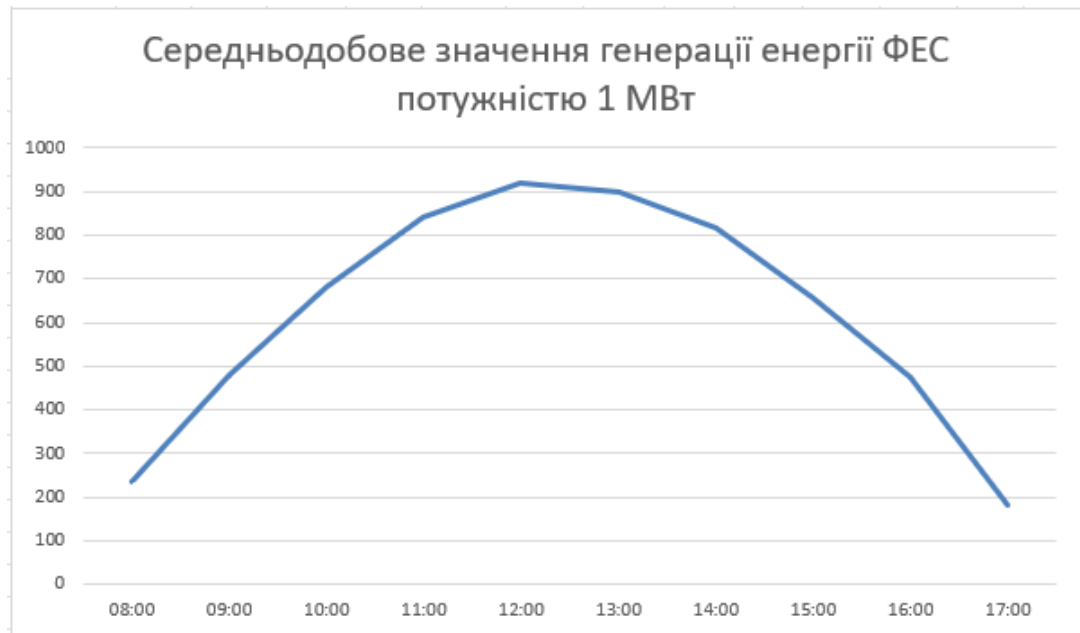
Рисунок 2.7.4 – Добова генерація електроенергії ФЕС на 19 Грудня

В Липню, як зазначено на графіку 2.7.3, найбільша генерація електричної енергії протягом року. Вона триває від 4 години ранку до 19 години вечора. До того ж, за цей день було згенеровано 7,6 МВт*год. Середньодобове значення генерації енергії сягає приблизно 510 кВт за годину (генерація відбувалась протягом 15 годин). [31]

Генерація електроенергії 19 Грудня (графік 2.7.4) є найменша протягом року. Її тривалість лише 6 годин (від 9 години ранку до 15 вечора). За день генерація досягла трохи більше 100 кВт*год. Середньодобове значення продуктивності дорівнює 16,8 кВт за годину. [31]

2.8 Вибір раціональної потужності та ємності сторейдж-системи для рівномірної 14-годинної генерації електроенергії

Задля подальшого розгляду і моделювання рівномірної генерації електроенергії протягом 14 годин за допомогою сторейдж-системи (СНЕ) змодельовано графік з середньозваженими показниками протягом року. [31]



День, година	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
Потужність, кВт	235	478	681	839	917	897	815	655	473	182

Рисунок 2.8.1 – Графік генерації електричної енергії впродовж дня протягом 10 годин (середній показник сонячного дня протягом року)

$$W_{min} = 182 \text{ кВт} \cdot \text{год} ; W_{max} = 917 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Середнє значення згенерованої електричної енергії протягом доби:

$$W_{cp} = \frac{\sum W_n}{n} = \frac{6172}{14} = 440,86 \text{ кВт} \cdot \text{год} ,$$

де $\sum W_n$ – сумарне значення генерації протягом світлового дня;
 n – кількість годин генерації електроенергії з урахуванням сторейдж-системи

Приймаємо, що уся енергія, яка генерується до середнього значення (441 кВт*год) надходить зі станції безпосередньо до мережі. Уся електрична енергія, яка виробляється більше середнього надходить до нашої системи накопичення. [31]

Задля рівномірної роботи протягом 14 годин необхідно підібрати сторейдж-систем, який після заходу Сонця буде генерувати енергію в мережу з середнім показником 441 кВт*год ще протягом 4 годин. [31]

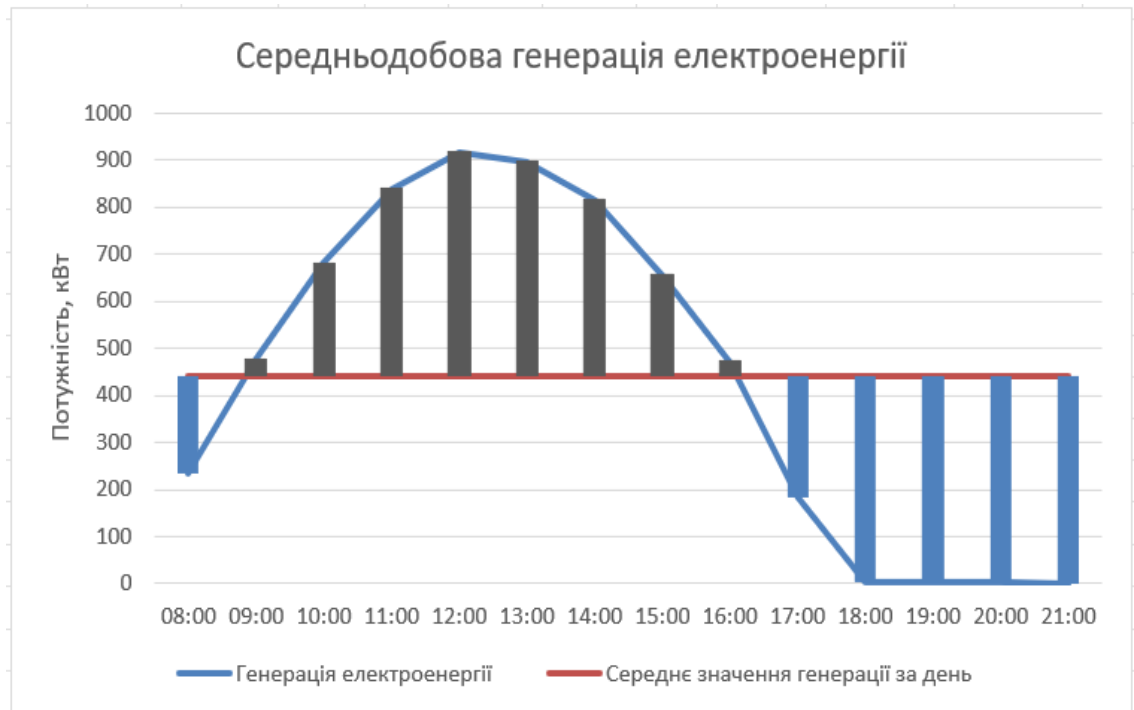


Рисунок 2.8.2 – Графік генерації електроенергії впродовж дня на протязі 14 годин з урахуванням роботи сторейдж-систему

На графіку 2.8.2 зображено 3 зони: **Зона 1** (від 8:00 до 17:00) – нижче червоної лінії (середньодобового значення генерації) та **Зона 2** (від 8:00 до 17:00) – вище неї. **Зона 1** демонструє генерацію електроенергії ФЕС, яка надходить від станції безпосередньо в мережу (від 8:00 до 17:00). **Зона 2** демонструє потужність, яку виробляє ФЕС і яка надходить в наш сторейдж-систем. **Зона 3** (від 17:00 до 21:00) показує, яку потужність буде рівномірно видавати в мережу наша система накопичення протягом 4 годин після заходу Сонця. [31]

На графіку зображено, що з 9:00 до 16:00 в сторейдж-систем буде надходити певна потужність, яку генерує ФЕС. Порахувати значення потужності можна за формулою:

$$W_{\text{снє 1}} = \sum(W_{\text{max n}} - W_{\text{ср}}),$$

де $W_{\text{max n}}$ – значення згенерованої потужності в кожен годину часу в період з 9:00 до 16:00, кВт

$$W_{\text{снє 1}} = 2257 \text{ кВт}$$

Також, для системи накопичення енергії, необхідно врахувати потужність, яку буде видавати наш накопичувач для рівномірної генерації в 441 кВт*год (8:00 та в період з 17:00 до 21:00). [31]

$$W_{\text{che } 2} = \sum(W_{\text{cp}} - W_{\text{min } n}),$$

де $W_{\text{min } n}$ – значення згенерованої потужності в кожну годину часу в період з 17:00 до 21:00 та о 8:00, кВт

$$W_{\text{che } 2} = 2229 \text{ кВт}$$

Для даної рівномірної генерації електроенергії протягом 14 годин обираємо BESS (Battery energy storage system) американського виробництва Honeywell номінальною потужністю $W_{\text{ном}} = 1 \text{ МВт}$ та ємністю $C_{\text{ном}} = 2,25 \text{ МВт*год}$. Тип батареї: LI-ION LFP (літій залізо фосфат) виробництва PowinEnergy. Ресурс акумуляторів у CHE – 10-12 років. Зовнішній вигляд даної системи показано нижче. [31]

Система складається з контейнера, в якому паралельно з'єднані між собою батарейні стійки (кластери), в яких послідовно з'єднані літій-іоні акумуляторні елементи, системи контролю, моніторингу, діагностики. Також, система комплектується додатковим контейнером з двонаправленим перетворювачем виконує функцію інтерфейсу з мережею, тобто він приєднує акумулятори постійного струму з мережею змінного струму об'єднаної енергосистеми України. Він виконує функцію безпосередньо заряду-розряду акумуляторів. [31]

BESS включає у себе не тільки акумуляторну частину, а ще й все необхідне для забезпечення роботи цієї системи: кондиціонування, пожежогасіння, каналів зв'язку з інтернетом, оскільки система керується дистанційно за допомогою спеціального програмного забезпечення. [31]

Нижче на рисунку 2.8.3 зображено внутрішню частину BESS виробництва Honeywell. [31]



Рисунок 2.8.3 – Зображення внутрішньої частини BESS виробництва Honeywell

На наступній сторінці у зведеній таблиці наведені технічні характеристики подібної BESS системи. [31]

1MW/2.5MWH Energy Storage System		
Rated output power		1000KW
Rated capacity		2500KWH
AC Phases		Three-phase Four-wire
Grid discharge mode	Rated voltage	380V
	Voltage range	380±15%V
	Rated frequency	50Hz
	Frequency range	47.5~51.5Hz
	Total current waveform distortion rate(THD)	<5%
	Output power factor	≥0.99
Isolated network operation mode	Rated voltage	380V
	Voltage accuracy	<±3%
	Output voltage distortion	<5%
	Rated output frequency	50±2%Hz
	Voltage transition range	<10%
	Can withstand three - phase load imbalance	100%

Таблиця 2.8.1 – Технічні характеристики BESS китайського виробника

Елемент батареї:

Ядро батареї приймає літій-залізо-фосфатну батарею-LFP 48173170E, ємність 120 Ач, номінальна напруга 3,2 В, робочий діапазон напруги 2,5 ~ 3,65 В, місячна швидкість саморозряду батареї $\leq 3\%$ [31]

Акумуляторний модуль:

Стандартний модуль накопичення енергії складається з 24 окремих комірок, специфікація 2P12S, потужність 9,216 кВт/год, номінальна напруга 38,4 В, робочий діапазон напруги 33,6 ~ 43,2 В, маса близько 85 кг. [31]

Акумуляторний кластер:

Акумуляторний кластер складається з 18 стандартних модулів зберігання енергії зі специфікацією 2P216S, потужністю 165,888 кВт·год, номінальною напругою 691,2 В, діапазоном робочої напруги 604,8-766,8 В і загальною масою приблизно 1700 кг. [31]

PCS 500KW:

Двонаправлений акумуляторний інвертор потужністю 500 кВт, можна використовувати окремо або з сонячним зарядним пристроєм та іншими аксесуарами для різних сценаріїв застосування. Паралельне підключення кількох пристроїв, гнучка конфігурація, програмований режим роботи, підтримка дистанційного керування DG, сенсорний РК-екран. [31]

Контейнерна батарея ESS:

Контейнерна система зберігання енергії (BESS) є ідеальним рішенням для великомасштабних проектів зберігання енергії. Контейнери для зберігання енергії можна використовувати в інтеграції різних технологій зберігання та для різних цілей. [31]

Grid-connected charging operation mode	Rated voltage	400V
	Voltage range is allowed	380±15%V
	Frequency range	47.5~51.5HZ
	Power factor	≥0.99(absolute value)
Noise		<70dB
IP GRADE		IP54
External communication		Ethernet
Dimension		12192mm(L)*2438mm(W)*2591mm(H)
Weight		22 Ton

Продовження таблиці 2.8.1 - Технічні характеристики BESS китайського виробника

На зображенні 2.8.2 продемонстровані схемні рішення систем накопичувачів в залежності від їх функціонального виконання. [31]

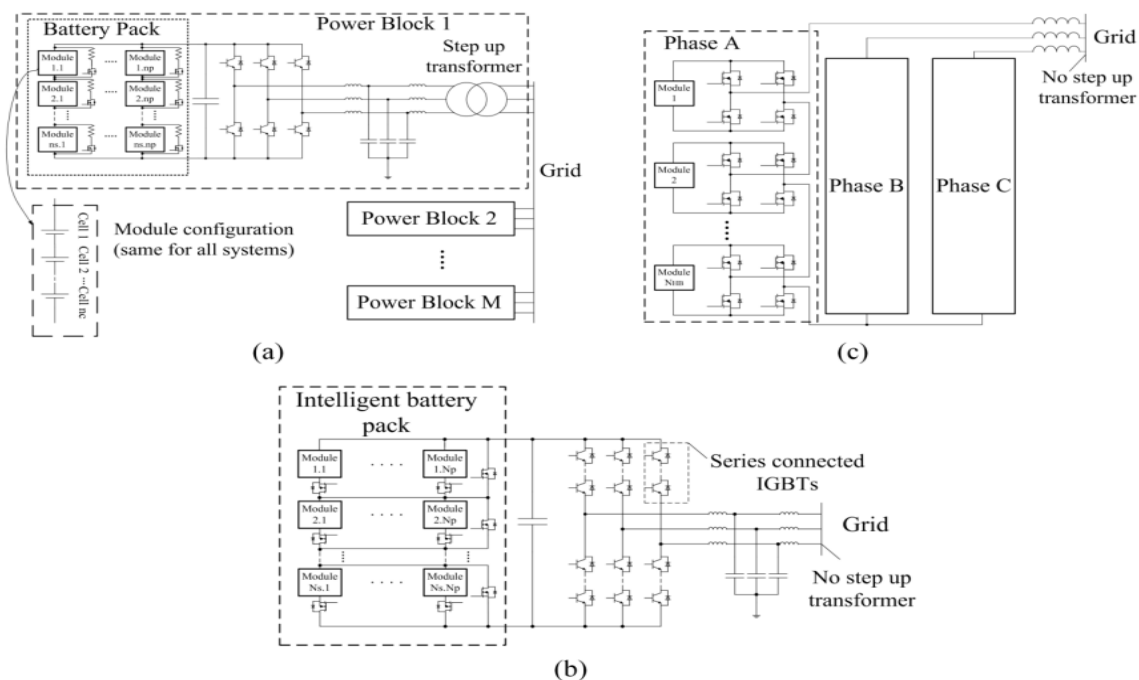


Рисунок 2.8.4 – (а) BESS з використанням паралельної конфігурації силового блоку; (б) BESS з використанням інтелектуального акумулятора з одноступеневим дворівневим інтерфесом конвертера; (с) BESS з використанням багаторівневого перетворювача з каскадним Н-мостом.

На рисунку 2.8.5. зображено структура керування системою накопичення енергії. Бачимо, що для керування даної системи використовуються логічні контролери. [31]

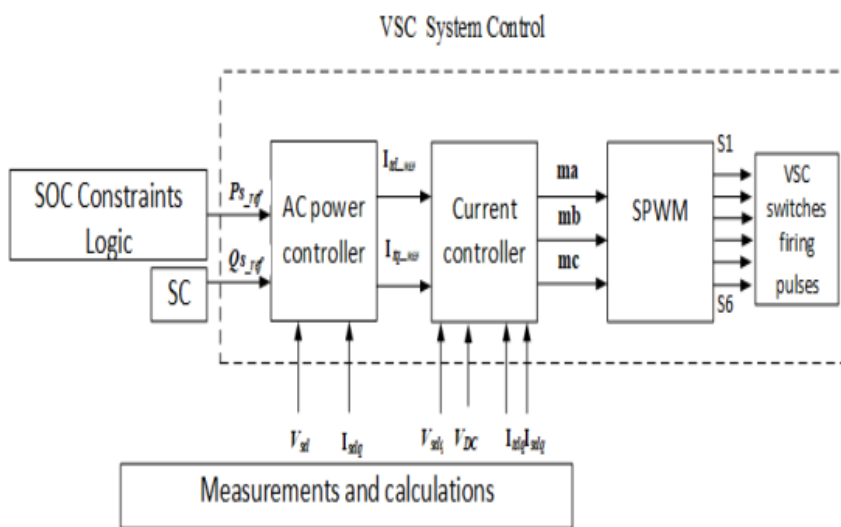


Рисунок 2.8.5 – Структура керування BESS

3. Техніко-економічне обґрунтування

3.1 Техніко-економічне обґрунтування раціональних технічних параметрів і режимів роботи сторейдж-системи для фотоелектричної станції потужністю 1 МВт

В даній кваліфікаційній роботі основною метою є обґрунтування раціональних технічних параметрів і режимів роботи сторейдж-системи для фотоелектричної станції потужністю 1 МВт, а саме, вибір найдоцільнішого для встановлення електричного обладнання, яке відповідає заданим технічним умовам. [4]

Станом на 2022 рік, сонячна енергетика - один із найперспективніших та динамічних видів електроенергетики в світі та Україні. Сонячні електростанції є одним із найекономніших та найбезпечніших джерел генерації електроенергії. [2]

Сонячне світло, наряді з водою та повітрям є найбільш стабільним та невичерпним ресурсом. Воно є абсолютно безпечним для людини та навколишнього середовища, так як є необхідною складовою для існування майже для усього на нашій планеті. Саме тому, сонячне світло доцільно використовувати для вироблення електроенергії по всій території України. [2]

Системи накопичення енергії використовують для підтримки мережі. Вони дають змогу досягати пікових навантажень, незважаючи на недостатню інфраструктуру мережі, — наприклад, на станціях швидкого заряджання електромобілів. Іншим застосуванням великих накопичувачів є продаж енергії, тобто накопичення або надання енергії залежно від ціни на електроенергію. [2]

Отже, для того щоб ефективно генерувати електричну енергію на сонячних електростанціях необхідно обрати до встановлення якісне електричне обладнання. [2]

Для того щоб електричне обладнання відпрацювало свій термін експлуатації без помилок та виходу з ладу, необхідно провести розрахунок, в якому враховуються всі номінальні параметри обладнання, після чого обрати ту апаратуру, яка буде підходити до встановлення, коректно взаємодіяти з іншим обладнанням і ефективно працювати.

Для того, щоб обрати якісне електричне обладнання треба вирішити наступне питання:

- Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) та інверторного обладнання до встановлення на ФЕС
- Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ
- Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів
- Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ
- Визначення місця розташування інвертора
- Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму
- Визначення сумарних втрат потужності в мережі постійного струму
- Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах
- Вибір номінальної напруги та схеми видачі потужності в мережу
- Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів
- Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ
- Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-10 кВ
- Вибір параметрів кабельних ліній 6-10 кВ
- Вибір комутаційного обладнання 6-10 кВ для видачі потужності в мережу
- Моделювання графіків добової генерації електричної енергії ФЕС
- Вибір раціональної потужності та ємності сторейдж-системи для рівномірної 14-годинної генерації електроенергії
- Моделювання режимів роботи комбінованої системи генерації
- Розрахунок продуктивності ФЕС [2]

Результатом кваліфікаційної роботи передбачено фінальні розрахунки та остаточне прийняття до встановлення електричного обладнання. Після того, як буде вибране обладнання рекомендовано переходити до стадії підготовки будівельного майданчика та монтажу сонячної електричної станції. [4]

Економічна частина кваліфікаційної роботи орієнтована на розрахунок витрат для будівництва сонячної електричної станції з використанням сторейдж-системи. Для цього після вибору електричного обладнання необхідно розрахувати його загальну вартість. Коли вартість апаратури буде розрахована, передбачено визначення витрати на транспортування електричного обладнання з міста Дніпро до міста Підгородне, а саме, кількість та тип транспорту, його вартість, а також грошові витрати на оплату роботи працівників. Підводячи підсумок, можна стверджувати, що основою економічної частини даної кваліфікаційної роботи є розрахунок вартості електричного обладнання, його транспортування і монтаж. [4]

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації. [4]

Капітальні інвестиції з реалізації проектного технічного рішення в даному дипломному проекті включають:

- витрати на придбання обладнання;
- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- витрати, пов'язані з виконанням монтажних-налагоджувальних робіт; [4]

Проектні капітальні витрат в устаткування і будівельно-монтажні роботи визначаються на основі цін, наведених у відкритих інформаційних джерелах оптового продажу обладнання та за фактичними витратами підприємства. [4]

Величину проектних капіталовкладень ($K_{пр}$) можна визначити за формулою (3.2.1):

$$K_{пр} = K_{об} (\sum_{i=1}^k Ц_i) + Z_{тзс} + Z_m + Z_n + Z_{пр}, \quad (3.2.1)$$

де $K_{об} (\sum_{i=1}^k Ц_i)$ - вартість придбання електрообладнання за проектом (сумарна вартість комплектуючих елементів i - го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення);

k - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{тзс}$ – транспортно-заготівельні і складські витрати;

Z_m – витрати на монтажні роботи;

Z_n - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$ – інші одноразові вкладення грошових коштів. [4]

В даному проекті обрано до встановлення наступне обладнання:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 185 кВт (6 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 380 Вт (3150 шт.);
- комплектні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ з силовим трансформатором потужністю 400 кВА (3 шт.);
- система накопичення енергії (BESS) потужністю 1 МВт та ємністю 2,25 МВт*год (1 шт.).

Вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ($Z_{тзс}$) визначається виходячи з:

- відстані доставки обладнання від місця придбання до місця експлуатації;
- кількості, маси і габаритів устаткування;
- виду транспортних засобів;
- транспортних тарифів;
- розцінок на вантажно-розвантажувальні роботи;
- витрат на складську обробку. [4]

В даній роботі вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ($Z_{тзс}$) визначена з урахуванням маршруту доставки, габаритів, загальної ваги обладнання та загального обсягу обладнання. Усі розрахунки проводились згідно тарифів перевезення компанії Delivery Group (<https://www.delivery-auto.com/uk-UA/CalculateCost>)[21].

$$K_{тр} = 548 \text{ тис. грн}$$

Витрати на монтажні (Z_M) і на налагоджувальні роботи (Z_H) можна визначити за формулою (3.2.2):

$$Z_{M(H)} = \sum (Ч_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{см} \cdot K_{пр}, \quad (3.2.2)$$

де $Ч_i$ – чисельність працівників і-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

a_i – годинна тарифна ставка працівника і-го розряду, грн.;

t_i – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

K_d – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см}$ – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр}$ – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт. [4]

$$Z_M = (25 \cdot 80 \cdot 1152) \cdot 1,2 \cdot 1,22 \cdot 1,1 = 3\,710,36 \text{ тис. грн}$$

Витрати на налагоджувальні роботи (Z_H) визначаються за формулою

$$Z_H = \sum (Ч_i * a_i * t_i) * K_d * K_{см} * K_{пр}$$

де $Ч_i$ — чисельність працівників i -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу налагоджувальних робіт, чол.;

a_i — годинна тарифна ставка працівника V розряду, грн.;

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

K_d — коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см}$ — коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр}$ — коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних робіт. [4]

$$Z_H = (10 \cdot 105 \cdot 150) \cdot 1,2 \cdot 1,22 \cdot 1,1 = 253,64 \text{ тис. грн.}$$

Прийнято до уваги, що пусконалагоджувальними роботами є комплекс робіт, що включає перевірку, налаштування і випробування електрообладнання з метою забезпечення електричних параметрів і режимів, заданих проектом. При виконанні ПНР були враховані вимоги нормативно-технічної документації (НТД), проекту, та експлуатаційна документація підприємств-виробників. [4]

Витрати на придбання технічних засобів, комплектуючих виробів, а також на монтажні і налагоджувальні роботи представлено у вигляді зведення капітальних витрат нижче до таблиці 3.2.1. [4]

Таблиця 3.2.1– Зведення капітальних витрат

Розрахунок капітальних витрат						
1	2	3	4	5	6	7
№	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість	од.вим	Ціна за одиницю, грн	Посилання на джерела	Сума, грн
	Вартість матеріалів					
1	Сонячна панель KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BB	3150	шт.	4700	[22]	14805000
2	Кабель сонячний 6 мм^2 PV	23540	м	70	[23]	1647800
3	Інвертор HUAWEI SUN2000-185KTL-H1	6	шт.	235240	[24]	1411440
4	Стіл для монтажу панелей	33	шт.	21348		704484
5	Конструкція для кріплення інвертору	6	шт.	6984		41904
6	Трансформатори ТМ 400кВА-10(6)-0,4 Д/Ун-11,У/Ун-0	3	шт.	278880	[25]	836640
7	Кабель АПвВГ-1 3х120+1х70 мм ²	1395	м	325	[26]	453375
8	Кабель АПвЕгаПу – 3 1х70мм ²	967	м	332	[27]	321044
9	Роз'єднувач РВЗ-10/400	3	шт.	6815	[28]	20445
10	Ввідний вимикач ВРС-10-40/1000 У2	3	шт.	47000	[29]	141000
11	Storage-system Honeywell 2,25 МВт*год	1	шт.	39420000	[30]	39420000
	ВСЬОГО					59 803 132

Згідно формули 3.2.1 розраховуємо капітальні витрати проекту:

$$K_{\text{пр}} = 59\,803,1 + 748 + 669 + 219 = 61\,439,1 \text{ тис. грн}$$

3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі. [4]

Розрахунок експлуатаційних витрат повинен вестися за проектним та базовим варіантами паралельно, але оскільки ФЕС не потребує замін технічного обладнання протягом періоду експлуатації (20-25 років), розрахунок базового варіанту є недоцільний. [4]

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування (C_a);
- заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_z);
- єдиний соціальний внесок (C_c);
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_m);
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або витрат електроенергії (C_e);
- інші експлуатаційні витрати ($C_{пр}$). [4]

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_a + C_z + C_c + C_m + C_e + C_{пр}, \text{ грн,}$$

3.3.1 Розрахунок амортизаційних витрат

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання. [4]

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, яка розраховується за формулою (3.3.1 – 1):

$$\Phi_a = \Phi_n - Л,$$

де Φ_n – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;
 $Л$ – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів (до 10% від первісної вартості). [4]

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то при прямолінійному методі амортизації дозволяється вважати її рівною нулю. Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n * T_n} * 100\%$$

де T_n – термін корисного використання (амортизаційний період). [4]

Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається у даній роботі, відповідає мінімально допустимому терміну корисного використання для інших основних засобів (дев'ята група основних засобів) і становить 12 років. [4]

У розрахунку приймаємо первісну вартість об'єктів основних засобів рівною витратам на придбання основних засобів. Ліквідаційну вартість приймаємо рівною 10% від початкової вартості основних засобів, що підлягають амортизації. Тоді норма амортизації становитиме:

$$H_a = \frac{(59\,803,1 - 0,1 * 59\,803,1) * 100\%}{(59\,803,1 * 12)} = 7,5\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_{\Pi} * H_a}{100}$$

$$AO = \frac{59\,803,1 * 7,5\%}{100\%} = 4\,485 \text{ тис. грн.}$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість замінного устаткування для базового варіанту. Результати розрахунків заносяться до таблиці 3.3.1.1. [4]

Таблиця 3.3.1.1 – Розрахунок амортизаційних витрат

Розрахунок амортизаційних витрат за перший рік користування				
1	2	3	4	5
№	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Капітальні інвестиції, тис. грн	Норма амортиза ції, %	Сума амортизації, тис.грн
Основні засоби				
1	Сонячна панель KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BB	14 805	7,50%	1 110
2	Кабель сонячний 6 мм ² PV	1 647,80	7,50%	124
3	Інвертор HUAWEI SUN2000-185KTL-H1	1 411,44	7,50%	106
4	Стіл для монтажу панелей	704,48	7,50%	53
5	Конструкція для кріплення інвертору	41,9	7,50%	3
6	Трансформатори ТМ 400кВА-10(6)-0,4 Д/Ун-11,У/Ун-0	836,64	7,50%	63
7	Кабель АПвВГ-1 3x120+1x70 мм ²	453,38	7,50%	34
8	Кабель АПвЕгаПу – 3 1x70мм ²	321	7,50%	24
9	Роз'єднувач РВЗ-10/400	20,45	7,50%	2
10	Ввідний вимикач ВРС-10-40/1000 У2	141	7,50%	11
11	Storage-system Honeywell 2,25 МВт*год	39 420	7,50%	2 957

3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу (робітники, КСС), що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві. [4]

Основна заробітна плата працівників – це винагороди за виконану роботу відповідно до встановлених норм праці (норми часу, виробітку, обслуговування, посадові обов'язки). Вона визначається тарифними ставками і відрядними розцінками для робітників, посадовими окладами для спеціалістів, службовців і керівників. [4]

Додаткова заробітна плата – це винагорода за роботу понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством. [4]

Номинальний річний фонд робочого часу :

$$T_n = (D_k - D_{св} - D_{вих}) \cdot T_{зм} = (365 - 11 - 107) \cdot 8 = 1976 \text{ год,}$$

де D_k – кількість календарних днів;

$D_{св}$ – кількість святкових днів;

$D_{вих}$ – кількість вихідних днів;

$T_{зм}$ – тривалість зміни, год. [4]

Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу наведені в таблиці 3.3.2.1, яка знаходиться сторінкою нижче. [4]

Таблиця 3.3.2.1 – Розрахунок річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу

№ п/п	Найменування професій працівників	Списочний штат, чол.	Погодинна тарифна ставка, грн	Номінальний річний фонд робочого часу, год	Основна заробітна плата, грн.
1	Майстер	1	85	1976	167 960
2	Охоронець	3	60	1976	355680
Всього:					523 640

Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 10-15% від основної заробітної плати. [4]

$$Z_{\text{доп}} = 0.125 \cdot Z_{\text{осн}} = 0,125 \cdot 523,64 = 65,36 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати становить:

$$C_3 = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 523,64 + 65,36 = 589 \text{ тис. грн.}$$

де $Z_{\text{осн}}$, $Z_{\text{доп}}$ – основна і додаткова заробітна плата відповідно, грн. [4]

3.3.3 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи

Відрахування на соціальні заходи (єдиний соціальний внесок) визначаються на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати. Ставка цього внеску складає 22% від фонду оплати праці. [4]

$$C_c = 0,22 \cdot C_3 = 0,22 \cdot 589 = 129,58 \text{ тис. грн.}$$

3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства. [4]

В нашому випадку ремонтні роботи та заміна обладнання виконуються силами чергового персоналу, який постійно знаходиться на території об'єкту. Тому залучення сторонніх організацій до виконання ремонтних робіт не планується. [4]

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і систем автоматизації можна розрахувати за формулою:

$$Z_{m.p.} = \sum_{i=1}^n \left(R_i \cdot t_i \cdot m_i \cdot R_{\Sigma i} + \frac{S_i \cdot \Pi_i}{T_i} \cdot T_{\phi} \right)$$

де **n** – число пристроїв автоматики, що підлягають ремонту;

R_i – годинна ставка робітників, що виконують ремонт, грн;

t_i – трудомісткість одного ремонту при категорії складності ремонту в одну ремонтну одиницю залежно від виду ремонту год./ од;

m_i – число ремонтів за рік (наприклад, для закритих електромашин число малих ремонтів - 2, середніх - 1, капітальних - 0,1);

R_Σ – сумарна категорія складності ремонту в залежності від виду електрообладнання

S_i - вартість однотипних замінних елементів, грн.;

Π – кількість однотипних замінних елементів;

T – середній термін служби деталей даного типу, год.; [4]

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання в даному проекті передбачає тільки внеплановий ремонт кабельних та повітряних ліній поміж станцією, сторедж-системою та, безпосередньо, мережою та можуть визначатися за фактичними даними підприємства або укрупнено у відсотках до

капітальних витрат :

-для кабельних і повітряних ліній – 0,5%.

$$Z_{т.р.} = 0,005 \cdot K_{пр} = 0,005 \cdot 61\,439,1 = 307,2 \text{ тис. грн. [4]}$$

3.5 Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту

В економічній частині кваліфікаційної роботи, згідно завдання на обґрунтування раціональних технічних параметрів і режимів роботи сторейдж-системи для фотоелектричної станції потужністю 1 МВт, наведено основні розрахунки необхідні для чіткого розуміння фінансових вкладень в проект будівництва сонячної електростанції зі сторейдж-системою. [4]

Згідно з рекомендаціями щодо розрахунків фінансових витрат, було розраховано вартість електричного обладнання прийнятого до встановлення. Розрахунок проводився відповідно до кожного типу електричних апаратів та їх кількості необхідних для якісного функціонування електричної станції. [4]

Розрахунок амортизаційних витрат проведено для визначення суми амортизації кожного виду обладнання виходячи з його капітальних інвестицій за нормований режим його роботи. [4]

Для того, щоб розрахувати термін окупності капітальності витрат T_p даної станції, необхідно прорахувати середньорічний прибуток ФЕС. Для цього скористаємося “зеленим тарифом”, який станом на 2022 рік в нашій країні дорівнює 0,16 EUR (6,4 грн) за 1 кВт*год [10].

$$E_p = W_{ср} * 6,4 = 1\,799,57 * 6,4 = 11\,517,25 \text{ тис. грн,}$$

де E_p – прибуток від даної станції щорічно, тис.грн;

$W_{ср}$ – середньорічна генерація електроенергії, кВт*год. [4]

Також, необхідно прорахувати повний річний прибуток $E_p^{\text{повна}}$ з урахуванням на експлуатаційні витрати $C_e^{\text{пр}}$ [4]

$$E_p^{\text{повна}} = E_p - C_e^{\text{пр}} = 11\,517,25 - 5\,511 = 6\,006,25 \text{ тис. грн}$$

Тоді, термін окупності становить:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{пр}}}{E_{\text{кп}}} = \frac{61\,439,1}{6\,006,25} = 9,9 \text{ років}$$

Тобто, станція повністю окупить себе **приблизно за 10 років.** [4]

Усі проведені розрахунки, зведені капітальні та експлуатаційні витрати даного проекту занесені в таблицю 3.5.1:

Таблиця 3.5.1 - Економічні розрахунки проекту

№	Найменування розрахунку	Сума, тис.грн
1	Капітальні витрати	61 439
2	Експлуатаційні витрати	5 511
	з них:	
1	Амортизаційні відрахування	4 485
2	Річний фонд заробітної плати	589
3	Відрахування на єдиний соціальний внесок	130
4	Технічне обслуговування та ремонт	307

Висновки економіко-технологічного розділу

В даній кваліфікаційній роботі основною метою було обґрунтування раціональних технічних параметрів і режимів роботи сторейдж-системи для фотоелектричної станції потужністю 1 МВт. Вибір електричного обладнання, яке відповідає заданим технічним умовам є найдоцільнішим для встановлення. [4]

За проектом, обсяг капітальних вкладень складає 61 439 тис. грн, експлуатаційні витрати склали 5 511 тис. грн, з яких: амортизаційні відрахування – 4 485 тис. грн, річний фонд заробітної плати – 589 тис. грн, відрахування на єдиний соціальний внесок – 130 тис. грн та технічне обслуговування і ремонт – 307 тис. грн; повний щорічний прибуток (з урахуванням експлуатаційних витрат) від даної станції за «зеленим тарифом» дорівнює 6 006,25 тис. грн та, відповідно, термін окупності дорівнює приблизно 10 років. [4]

ВИСНОВКИ

Під час розробки проекту ФЕС потужністю 1 МВт зі сторейдж-системою враховано встановлення всіх найважливіших вузлів. [9]

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) типу KNESS з максимальною потужністю 380 Вт (пік). Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів перерізом 6 мм² передається до інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-185KTL-N1 виробництва HUAWEI. Від інверторів генерована потужність кабельними лініями передається до КТП 10/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами. [9]

Встановлено сторейдж-систему американського виробництва Honeywell потужністю 1 МВт і ємністю 2,25 МВт. Вибір проводився згідно зі змодельованих рівномірних 14-годинних графіків добової генерації електроенергії. [31]

Спроектовано сонячну електростанцію сумарною інверторною (АС) потужністю 1,2 МВт. Сумарна панельна(DC) потужністю складає 1,197 МВт, шість полів панельною (DC) потужністю 199,5 кВт (пік). [40]

В склад проекту ФЕС зі сторейдж-системою входять:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 185 кВт (6 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 380 Вт (3 150 шт.);
- комплектні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ з силовим трансформатором потужністю 400 кВА (3 шт.);
- сторейдж-система потужністю 1 МВт і ємністю 2,25 МВт. [40]

Згідно усіх розрахунків, можна зробити висновок, що фотоелектричну станцію побудовано згідно усім нормам і ДСТУ. Мета даної кваліфікаційної роботи досягнута. Розроблене технічне рішення може бути реалізовано при проектуванні фотоелектричних станцій зі сторейдж-системами. Проект готовий для впровадження. [40]

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сонячна енергетика в Україні URL: <https://avenston.com/articles/solar-in-ukraine-2019/>
2. Сонячна енергетика в Україні URL: <https://www.sae.gov.ua/uk/ae/sunenergy>
3. Розробка ТЕО URL: https://studopedia.su/12_24077_rozrobka-teo-ie-tretoyu-%20stadiieyu-peredinvestitsiynoi-fazi.html
4. Розробка ТЕО URL: <https://pro-consulting.ua/ua/services/razrobotka-teo>
5. Розробка проектної документації URL: <https://gravicappa.com.ua/ua/rozrobka-%20proektnoyi-dokumentaciyi-0>
6. Отримання зеленого тарифу URL: <https://www.sae.gov.ua/documents/green-card.pdf>
7. Принцип роботи сонячних батарей URL: <http://elektrik.info/main/news/401-kak-%20ustroeny-i-rabotayut-solnechnye-batarei.html>
8. Принцип роботи інверторів URL: <http://electricalschool.info/electronica/1889-%20chto-takoe-invertor-naprjazhenija-kak.html>
9. Будівництво сонячних електростанцій URL: <https://eds ltd.com.ua/stroitelstvo-%20solnechnoy-elektrostantsii/>
10. Зелений тариф в Україні URL: <https://solarsystem.com.ua/ru/yak-oformyty-zelenyy-taryf/>
11. Вимоги до ВЕС та СЕС: https://ua.energy/wpcontent/uploads/2017/02/Vymogy-%20do-VES-ta-SES_2-red_08112017.pdf
12. Вихідні та святкові дні в Україні URL: <https://www.work.ua/ru/holidays/public-%202020/>
13. Тарифи на електричну енергію URL: <https://www.dtek-dnem.com.ua/ua/services-%20tariffs>
14. Офіційний сайт НЕК УКРЕНЕРГО: <https://ua.energy/>
15. Прогноз виробництва ВДЕ: <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/prognoz-vyrobnytstva-vde>

16. Вибір сонячних панелей: <https://solarlab.in.ua/p1225622784-solnechnyj-modul-kness.html>
17. Вибір інверторного обладнання: <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fen%2Fdatasheet%2FSUN2000-185KTL-H1.pdf>
18. Системи накопичення енергії в Україні: <https://getmarket.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energiyi-energy-storages-perspektivi-dlya-ukrayini>
19. Вибір трансформатора: <http://atrans.in.ua/harakteristeka-transformatora>
20. Вибір автоматичного вимикача: <https://www.avtomats.com.ua/1842-selective-circuit-breaker-e25s-1600a-2500a-4000a-contactor.html>
21. Офіційний сайт ЮЖКАБЕЛІО: <https://yuzhcable.com.ua/>
22. Вартість сонячної панелі: <https://solarpanel.today/paneli-ua/>
23. Вартість кабля сонячного: <https://energiya-prirody.prom.ua/ua/p815031879-kabel-dlya-solnechnyh.html>
24. Вартість інверторного обладнання: <https://avante.com.ua/catalog/akkumuljatornaja-batareja-sunlight-spb-12-100-01657/>
25. Вартість трансформаторного обладнання: <https://prom.ua/Transformator-tmg-400-10-6-0-4.html>
26. Кабель АПВВГ-1 3х120+1х70 мм²: <https://www.avtomats.com.ua/>
27. Кабель АПВЕгаПу – 3 1х70 мм²: <https://www.avtomats.com.ua/>
28. Вартість роз'єднувачу РВЗ-10/400: <https://amperia.com.ua/ua/p730895310-razedinitel-10400-uhl4.html>
29. Вартість ввідного вимикачу ВРС-10-40/1000 У2: <https://amperia.com.ua/ua/>
30. Орієнтовна вартість типової BESS системи потужністю 1 МВт: <https://energetechsolar.com/>
31. Загальна інформація BESS від компанії Honeywell: <https://process.honeywell.com/us/en/industries/renewable-and-energy-storage-solutions/bess>

32. Український сектор ВДЕ під час війни: <https://razumkov.org.ua/statti/sector-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>
33. Сторейдж-система ДТЕК: <https://dtek.com/media-center/news/ukraines-first-ever-dteks-industrial-energy-storage-system-certified-by-nec-ukrenergo/>
34. Закон України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-ВР.
35. ГОСТ 28249-93. Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в установках змінного струму напругою до 1 кВ.
36. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ."
37. "Керівництво по вибору, прокладці, монтажу, випробовувань і експлуатації кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 6-35 кВ ПАТ "Південкабель".
38. Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Вимоги до вітряних та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України.
39. ЕКОНОМІКА ТА ОРГАНІЗАЦІЯ ВИРОБНИЦТВА. Конспект лекцій для самостійного вивчення дисципліни „ЕКОНОМІКА ТА ОРГАНІЗАЦІЯ ВИРОБНИЦТВА” (для студентів спеціальності 6.092202 – „Електричний транспорт”). / Укл.: Бойко Л.Г. – Харків: ХНАМГ, 2008. – 194 с.
40. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни “Сонячна енергетика” для студентів спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган, О.А. Замкова – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2019. – 20 с.
41. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломної роботи для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Укладачі: Л.В. Тимошенко, Н.В. Дементьєва - Дніпро: НГУ, 2018. - 15 с.

ДОДАТОК А Відомість матеріалів дипломного проекту

		Позначення	Найменування	Кількість	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка	98	
5					
6					
7					
8					

ДОДАТОК Б Основні технічні характеристики ФЕМ та Інверторів

Таблиця Б.1 - Основні технічні характеристики ФЕМ KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BB

Параметр	Величина	
	STC	NOCT
Електричні параметри	STC	NOCT
Максимальна потужність, Вт	380	282
Напруга максимальної потужності, В	40,6	38,0
Струм максимальної потужності, А	9,39	7,42
Ефективність модуля STC, %	19,6	
Максимальна напруга збірки, В	1000	
Температурні характеристики:		
Температурний коефіцієнт для потужності, %/°C	-0,45	
Температурний коефіцієнт для напруги холостого ходу, %/°C	-0,31	
Температурний коефіцієнт для струму короткого замикання, %/°C	0,02	
Механічні параметри		
Діапазон робочих температур, °C	-40...+85	
Номінальна робоча температура чарунок (NOCT), °C	44±2	
Габаритні розміри, мм	1956 × 992 × 35	
Маса, кг	21,1	

Таблиця Б.2 - Основні технічні характеристики інвертору HUAWEI SUN2000-185KTL-N1

Параметр	Значення
Ефективність, %	98,69
Вхідні параметри	
Максимальна напруга, В	1 500
Максимальна потужність, Вт	185 000
Діапазон робочої напруги MPPT контролера, В	500-1500
Кількість входів постійного струму на один MPPT контроллер	18
Кількість MPPT контролерів	9
Вихідні параметри	
Номінальна активна потужність, Вт	185 000
Номінальна напруга, В	800
Максимальний струм, А	134,9
Частота мережі, Гц	50/60
Механічні параметри	
Габаритні розміри, Д x Ш x В, мм	1035 x 700 x 365
Маса, кг	84
Рівень захисту по ГОСТ 14254-96	IP66

ДОДАТОК В Повні технічні характеристики ФЕМ та інверторів

SNRG-FR72-MONOPERC-5BB
370-390 Вт

Виготовлені на базі монокристалів з використанням PERC технології, серія високопродуктивних модулів забезпечує найкраще рішення по співвідношенню ціни і ефективності.

КЛЮЧОВІ ОСОБЛИВОСТІ

- Спійкі до корозії під впливом солевих розчинів, Спійкі до корозії повітря
- Пожезна безпека - згідно IEC 61215
- Висока потужність при низькій освітленості
- Подвійні 100% електролюмінесцентні (ЕЛ) тести мінімізують рівень можливих пошкоджень
- Перевірено та сертифіковано згідно новітнього стандарту IEC
IEC61730-1:2016 IEC61215-1:2016
IEC61730-2:2016 IEC61215-2:2016

ГАРАНТІЯ

100%
97%
90%
80%

0 5 10 15 20 25 років

Гарантована потужність

Гарантія відповідно до стандарту

Додаткова гарантія виробника

10 років Гарантія на матеріал виробу та працездатність панелі

25 років Гарантія збереження значення вихідної потужності

SNRG

www.kness.energy

Made in Ukraine

TOB KNESS PV

Рисунок В.1 - Повні характеристики фотоелементу KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BB

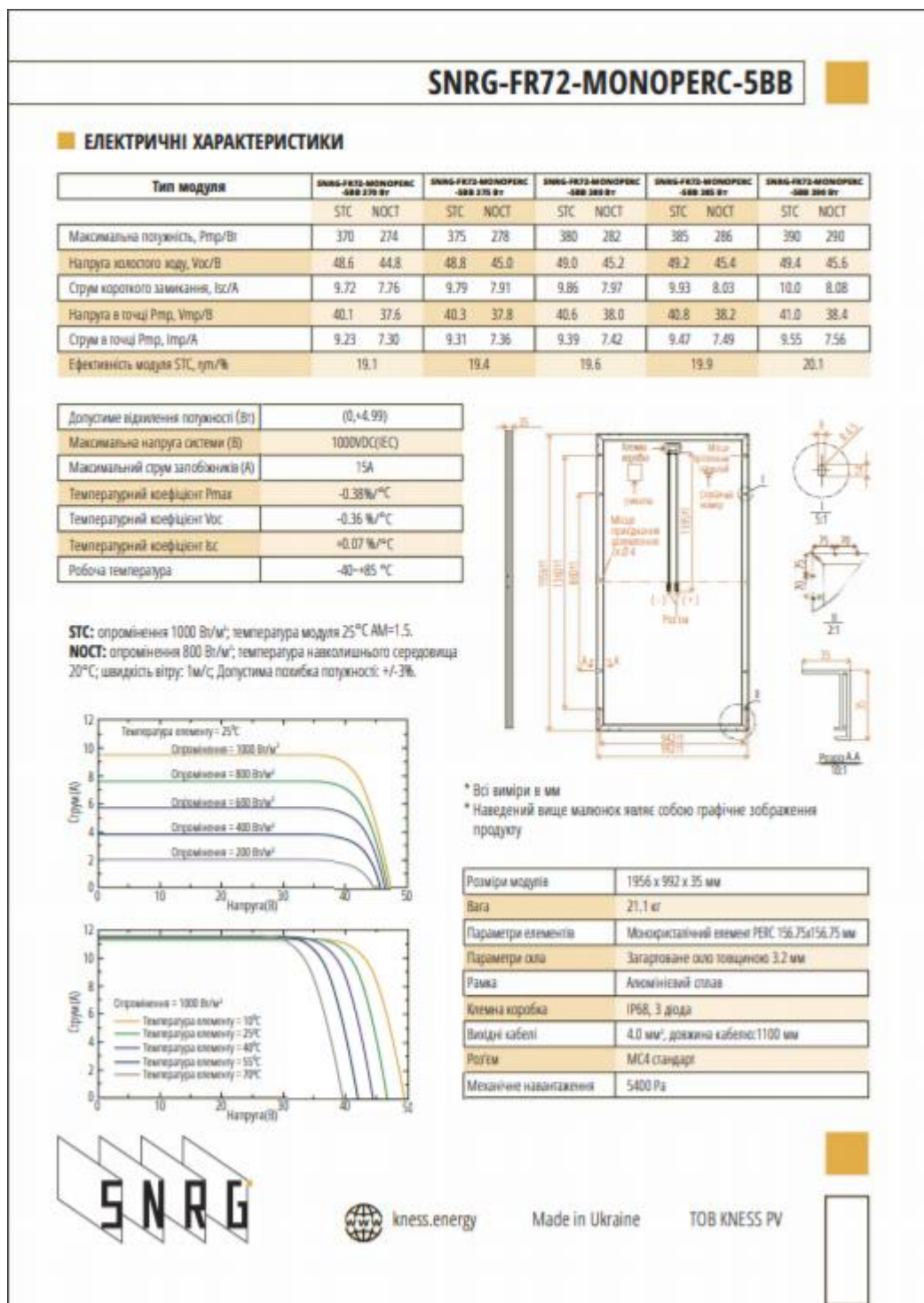


Рисунок В.2 - Повні характеристики фотоелементу KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BB (продовження)

SUN2000-185KTL-H1 Smart String Inverter

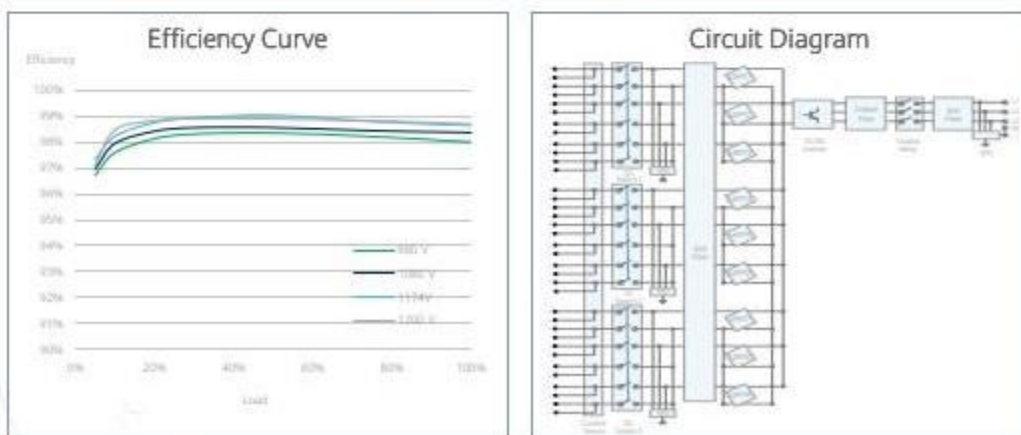


Рисунок В.3 - Повні характеристики інвертору «HUAWEI» SUN2000-185KTL-H1

SUN2000-185KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency		
Max. Efficiency		99.03%
European Efficiency		98.69%
Input		
Max. Input Voltage		1,500 V
Max. Current per MPPT		26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		40 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		
Nominal AC Active Power		175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 150,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power		185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		185,000 W
Nominal Output Voltage		800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 108.3 A @50°C
Max. Output Current		134.9 A
Adjustable Power Factor Range		0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%
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, Bluetooth/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)		84 kg (185.2 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
Standard Compliance (more available upon request)		
Certificate		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code		IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

Рисунок В.4 - Повні характеристики інвертору «HUAWEI» SUN2000-185KTL-H1 (продовження)

ДОДАТОК Г Таблиця середньомісячного рівня інсоляції

Таблиця Г.1 - Середньомісячний рівень сонячної іррадіації (інсоляції) в містах України (кВт·год/м²)

Дані NASA за останні 20 років													
Регіони / Місяці	Сі-чень	Лю-тий	Бе-ре-зень	Кві-тень	Гра-вень	Чер-вень	Ли-пень	Сер-пень	Вер-есень	Жов-тень	Листо-пад	Гру-день	Сере-днє
Сімферополь	1,27	2,06	3,05	4,3	5,44	5,84	6,2	5,34	4,07	2,67	1,55	1,07	3,58
Вінниця	1,07	1,89	2,94	3,92	5,19	5,3	5,16	4,68	3,21	1,97	1,1	0,9	3,11
Луцьк	1,02	1,77	2,83	3,91	5,05	5,08	4,94	4,55	3,01	1,83	1,05	0,79	2,99
Дніпро	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,7	5,08	3,66	2,27	1,2	0,96	3,36
Донецьк	1,21	1,99	2,94	4,04	5,48	5,55	5,66	5,09	3,67	2,24	1,23	0,96	3,34
Житомир	1,01	1,82	2,87	3,88	5,16	5,19	5,04	4,66	3,06	1,87	1,04	0,83	3,04
Ужгород	1,13	1,91	3,01	4,03	5,01	5,31	5,25	4,82	3,33	2,02	1,19	0,88	3,16
Запоріжжя	1,21	2	2,91	4,2	5,62	5,72	5,88	5,18	3,87	2,44	1,25	0,95	3,44
Івано-Франківськ	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,4	3,06	2	1,2	0,94	2,94
Київ	1,07	1,87	2,95	3,96	5,25	5,22	5,25	4,67	3,12	1,94	1,02	0,86	3,1
Кропивницький	1,2	1,95	2,96	4,07	5,47	5,49	5,57	4,92	3,57	2,24	1,14	0,96	3,3
Луганськ	1,23	2,06	3,05	4,05	5,46	5,57	5,65	4,99	3,62	2,23	1,26	0,93	3,34
Львів	1,08	1,83	2,82	3,78	4,67	4,83	4,83	4,45	3	1,85	1,06	0,83	2,92
Миколаїв	1,25	2,1	3,07	4,38	5,65	5,85	6,03	5,34	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Одеса	1,25	2,11	3,08	4,38	5,65	5,85	6,04	5,33	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Полтава	1,18	1,96	3,05	4	5,4	5,44	5,51	4,87	3,42	2,11	1,15	0,91	3,25
Рівне	1,01	1,81	2,83	3,87	5,08	5,17	4,98	4,58	3,02	1,87	1,04	0,81	3,01
Суми	1,13	1,93	3,05	3,98	5,27	5,32	5,38	4,67	3,19	1,98	1,1	0,86	3,16
Тернопіль	1,09	1,86	2,85	3,85	4,84	5	4,93	4,51	3,08	1,91	1,09	0,85	2,99
Харків	1,19	2,02	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,1	1,19	0,9	3,26
Херсон	1,3	2,13	3,08	4,36	5,68	5,76	6	5,29	4	2,57	1,36	1,04	3,55
Хмельницький	1,09	1,86	2,87	3,85	5,08	5,21	5,04	4,58	3,14	1,98	1,1	0,87	3,06
Черкаси	1,15	1,91	2,94	3,99	5,44	5,46	5,54	4,87	3,4	2,13	1,09	0,91	3,24
Чернігів	0,99	1,8	2,92	3,96	5,17	5,19	5,12	4,54	3	1,86	0,98	0,75	3,03
Чернівці	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,4	3,06	2	1,2	0,94	2,94

