

ЖИТОМИРСЬКИЙ АГРОТЕХНІЧНИЙ ФАХОВИЙ КОЛЕДЖ

Відділення "Інженерна інфраструктура та комп'ютерні науки"

Кафедра "Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка"

До захисту допущено
завідувач кафедри
Інна НЕЗДВЕЦЬКА
"_____" _____ 2026 року

Пояснювальна записка

до дипломного проєкту

освітньо-професійний ступінь: фаховий молодший бакалавр

спеціальність: 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

на тему: "Проект енергоефективної сонячної електростанції для приватного
домогосподарства з використанням двосторонніх (біфракційних) сонячних
панелей"

Виконав: студент IV курсу, групи Е-42

спеціальності

141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

_____ Богдан ТОЛКАЧ

Керівник проєкту _____ Богдан АНТИПЧУК

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

м. Житомир – 2026 року

ЖИТОМИРСЬКИЙ АГРОТЕХНІЧНИЙ ФАХОВИЙ КОЛЕДЖ

Відділення " Інженерна інфраструктура та комп'ютерні науки "
Кафедра "Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка"
галузь знань 14 "Електрична інженерія"
спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"
освітньо-професійний ступінь: фаховий молодший бакалавр

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри

Інна НЕЗДВЕЦЬКА

“ ” 2025 року

З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ ЗДОБУВАЧУ ОСВІТИ

Толкачу Богдану Олександровичу

- 1.Тема дипломного проєкту “ Проєкт енергоефективної сонячної електростанції для приватного домогосподарства з використанням двосторонніх (біфракційних) сонячних панелей ” та керівник дипломного проєкту Антипчук Богдан Олександрович, затверджені наказом навчального закладу від 06 листопада 2025 року, №433-н.
2. Строк подання студентом проєкту “11” травня 2026 року.
3. Вихідні дані до роботи: архітектурно-будівельний план плоского даху приватного будинку площею 205,6 м².
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):
 - Вступ;
 - Огляд літературних джерел та сучасних технологій
 - Розробка сонячної електростанції для приватного домогосподарства на базі біфракційних сонячних панелей
 - Економічна частина;
 - Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях;
 - Висновки.
5. Перелік візуального та графічного матеріалу:
 - Схема електрична структурна. Енергоефективна сонячна електростанція для приватного домогосподарства реалізована на базі біфракційних сонячних панелей.

- Схема електрична принципова. Підключення біфракційних сонячних панелей до контролера заряду/розряду та інвертора.

6. Консультанти розділів проєкту:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Вступ	Антипчук Б. О.– викладач спеціальних дисциплін	06 листопада 2025 року.	
Розділ 1	Антипчук Б. О.– викладач спеціальних дисциплін	06 листопада 2025 року.	
Розділ 2	Антипчук Б. О.– викладач спеціальних дисциплін	06 листопада 2025 року.	
Розділ 3	Антипчук Б. О.– викладач спеціальних дисциплін	06 листопада 2025 року.	
Розділ 4	Антипчук Б. О.– викладач спеціальних дисциплін	06 листопада 2025 року.	
Висновки	Антипчук Б. О.– викладач спеціальних дисциплін	06 листопада 2025 року.	
ГЧ та технічна документація.	Антипчук Б. О.– викладач спеціальних дисциплін	06 листопада 2025 року.	

7. Дата видачі завдання “06” листопада 2025 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1.	Вступ	06.11.2025р.	
2.	Розділ 1	20.11.2025р.	
3.	Розділ 2	04.12.2025р.	
4.	Розділ 3	18.12.2025р.	
5.	Розділ 4	20.12.2025р.	
6.	Висновки	07.04.2026р.	
7.	Графічна частина та технічна документація	08.05.2026р.	

Студент: _____ Богдан ТОЛКАЧ

Керівник проєкту: _____ Богдан АНТИПЧУК

[illegible]

“Проект енергоефективної сонячної електростанції для приватного домогосподарства з використанням двосторонніх (біфракційних) сонячних панелей”

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається 69 листів пояснювальної записки, яка включає чотири розділи та графічну частину виконану на 2 листах формату А1 креслярського паперу.

У першому розділі проаналізовано сучасні технології відновлюваної енергетики. Досліджено принцип роботи біфракційних сонячних панелей та вплив відбиваючих поверхонь (альbedo) на підвищення загальної ефективності генерації електроенергії.

У другому розділі розраховано необхідну кількість біфракційних панелей (92 шт., загальна потужність 57 кВт) для встановлення на плоскому даху будинку. Обґрунтовано вибір гібридної схеми електропостачання та підібрано основне обладнання: гібридний інвертор на 50 кВт, високовольтний кластер АКБ (LiFePO₄), моторизований пристрій АВР, двонаправлений лічильник та кабельну продукцію.

У третьому розділі проведено економічне обґрунтування. Капітальні витрати на реалізацію системи склали 1 521 148 грн. Розраховано, що завдяки продажу надлишків енергії за механізмом «Net Billing», термін повної окупності проекту становить 4,16 року.

У четвертому розділі проаналізовано ризики монтажу та експлуатації СЕС (ураження високою напругою DC до 850 В, верхолазні роботи). Розроблено комплекс інженерних заходів з електробезпеки, вимог до засобів індивідуального захисту та правил пожежної безпеки.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ	10
1.1 Біфракційні сонячні панелі та принцип їх роботи	10
1.2 Сфера застосування біфракційних сонячних панелей та приклади їх реалізації	11
1.3 Оцінка конфігурації системи та монтажних умов біфракційних сонячних панелей	14
2 РОЗРОБКА СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ ПРИВАТНОГО ДОМОГОСПОДАРСТВА НА БАЗІ БІФРАКЦІЙНИХ СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ	17
2.1 Вихідні дані для проєктування сонячної електростанції	17
2.2 Технічна оцінка площі даху будівлі приватного домогосподарства для встановлення біфракційних сонячних панелей	18
2.3 Розрахунок необхідної кількості біфракційних сонячних панелей та обґрунтування вибору їх моделі	20
2.4 Формування схеми електропостачання приватного домогосподарства на базі біфракційних сонячних панелей	24
2.4.1 Автономна «off-grid» фотоелектрична схема реалізації на базі біфракційних сонячних панелей	24
2.4.2 Мережева «on-grid» фотоелектрична схема реалізації на базі біфракційних сонячних панелей	26
2.4.3 Гібридна фотоелектрична схема реалізації на базі біфракційних сонячних панелей	28
2.4.4 Обґрунтування вибору фотоелектричної схеми реалізації на базі біфракційних сонячних панелей	30

					<i>ДП.141.042.017.ПЗ</i>		
Зм..	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Голкач Б.О.			<i>ЗМІСТ</i>		
Перевір		Антипчук Б.О.					
Н. Контр.		Антипчук Б.О.					
Затв.		Лавріщев О.О.					
						<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>
						<i>9</i>	<i>6</i>
						<i>Аркушів</i>	
						<i>69</i>	
						<i>ЖАТФК, Гр. Е-42</i>	

2.5 Розробка схеми з'єднання біфракційних сонячних панелей та вибір оптимального інвертора	32
2.5.1 Види інверторів	32
2.5.2 Розрахунок інвертора	34
2.5.3 Вибір інвертора	39
2.6 Вибір та розрахунок системи накопичення енергії	40
2.6.1 Акумуляторні батареї та їх види	40
2.6.2 Розрахунок та вибір акумуляторних батарей	42
2.7 Вибір обладнання для автоматичного резервного забезпечення	43
2.8 Визначення оптимального обладнання для фіксації обсягів спожитої електроенергії	46
2.9 Вибір кабелів живлення	49
3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	52
3.1 Динаміка вартості технологій відновлюваної енергетики	52
3.2 Розрахунок капітальних затрат	53
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат	55
3.4 Розрахунок терміну окупності розробленої систем	57
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	60
4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів при монтажі та експлуатації сонячної електростанції	60
4.2 Інженерно-технічні заходи з електробезпеки при експлуатації СЕС	61
4.3 Техніка безпеки при виконанні монтажних та ремонтних робіт	63
4.4 Пожежна безпека та дії у надзвичайних ситуаціях	64
ВИСНОВКИ	66
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ	67
ДОДАТКИ	69

ВСТУП

У сучасних умовах зростаючих потреб у чистій енергії та зобов'язань зі скорочення викидів парникових газів відновлювані джерела стають ключовими для енергетичної безпеки країн. Сонячна енергетика демонструє значний потенціал, але традиційні односторонні модулі вже досягли близьких до технологічного ліміту значень ККД.

Використання двосторонніх (біфракційних) сонячних панелей дозволяє додатково збирати дифузне та відбите від поверхні випромінювання з тильної сторони, що в середньому підвищує загальну вихідну потужність на 5–20 %. Ураховуючи географічні та кліматичні особливості України, впровадження біфракційних панелей може суттєво оптимізувати виробництво сонячної енергії, особливо в регіонах із високою відбивною здатністю ґрунту або сніговим покривом.

Отже, метою даного дипломного проєкту є оцінка ефективності та економічної доцільності використання двосторонніх сонячних панелей для приватного домогосподарства. І особливо, це є актуальним в умовах сьогодення, коли енергетика України переживає не найкращі часи.

Основними завданнями даного проєкту будуть наступні:

- проаналізувати принципи роботи біфракційних фотомодулів та їх конструктивні особливості;
- дослідити, вплив різних відбиваючих поверхонь на ефективність роботи біфракційних сонячних панелей;
- розробити функціональну та принципову схему енергоефективної сонячної електростанції для приватного домогосподарства на базі біфракційних сонячних панелей.

Об'єктом дослідження дипломного проєкту є Система

					ДП.141.042.017.ПЗ		
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	ВСТУП		
Розробив	Голкач Б.О.						
Перевір	Антипчук Б.О.						
Н. Контр.	Антипчук Б.О.						
Затв.	Лавріщев О.О.				ЖАТФК, Гр. Е-42		
					Лім.	Арк.	Аркушів
					9	8	69

енергозабезпечення приватного домогосподарства на базі сонячної енергії. Система енергозабезпечення приватного житлового будинку на основі сонячних панелей – це комплекс технічних засобів, що забезпечує перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію для побутових потреб. Вона може працювати як автономно, так і у поєднанні з централізованою електромережею чи іншими джерелами живлення, включаючи акумуляторні батареї або резервні генератори. Така система буде складатися з: біфракційних фотоелектричних модулів, інвертора, акумуляторів, системи керування та монтажних конструкцій разом кабельними мережами.

Предметом дослідження є особливості застосування біфракційних сонячних панелей у системах енергозабезпечення приватних домогосподарств, а також оцінка їх ефективності з технологічної, енергетичної та економічної точок зору.

					ДП.141.042.017.ПЗ	Аркуш
Зм..	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

1.1 Біфракційні сонячні панелі та принцип їх роботи

Основна перевага біфракційних сонячних панелей (див. рисунок 1) полягає в тому, що вони здатні перетворювати на електроенергію як пряме сонячне випромінювання, так і відбите світло, використовуючи як передню, так і тильну поверхню модуля. Це дозволяє підвищити загальний вихід енергії на 10 – 30% у порівнянні зі стандартними панелями, які працюють лише з фронтальною стороною.

Технологія біфракційних елементів була розроблена ще у 1970-х роках, проте тривалий час мала обмежене застосування через високу собівартість виробництва та значну вагу скляних конструкцій. Ситуація змінилася завдяки розвитку нових технологій, зокрема PERC (Passivated Emitter Rear Cell), які зробили біфракційні панелі доступнішими та придатними для масового виробництва.



Рисунок 1.1 – Загальний вигляд біфракційних сонячних панелей

Сучасні біфракційні модулі випускаються у вигляді:

					ДП.141.042.017.ПЗ							
Зм..	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата								
Розробив	Толкач Б.О.				1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ					Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір	Антипчук Б.О.									9	10	69
										ЖАТФК, Гр. Е-42		
Н. Контр.	Антипчук Б.О.											
Затв.	Лаврищев О.О.											

- glass-glass конструкцій із 60 або 72 елементами,
- glass-transparent backsheet (прозора задня панель) із такою ж кількістю елементів.

Прозора тильна сторона дозволяє відбитому випромінюванню досягати кремнієвих елементів, підвищуючи виробіток. Вбудовування фотоелементів у скляну основу забезпечує їх захист від механічних пошкоджень і негативного впливу довкілля, що подовжує строк експлуатації модуля.

Фронтальна поверхня працює за тим самим принципом, що й у звичайних сонячних панелях (див. рисунок 1.2). Задня поверхня не має відбиваючого алюмінієвого шару, замість нього використовується тонка металева сітка, яка пропускає світло. Високоякісний кремній дозволяє фотогенерованим зарядам із тильної сторони ефективно рухатися до фронтальної, підвищуючи ККД. Для максимальної ефективності обидві сторони модуля покриваються прозорими захисними шарами.

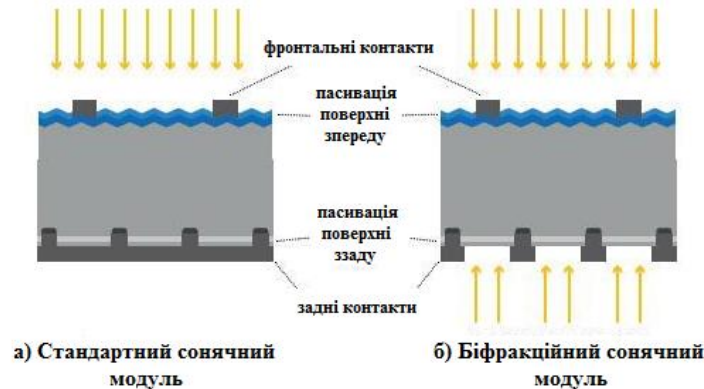


Рисунок 1.2 – Порівняння принципу роботи стандартної та біфракційної сонячної панелі

1.2 Сфера застосування біфракційних сонячних панелей та приклади їх реалізації

Історично біфракційні сонячні панелі встановлювалися переважно у фотогальванічних будівлях, а також у регіонах із великою часткою

розсіяного світла (північні широти, місцевості зі сніговим покривом). Нині, завдяки здешевленню виробництва та зростанню ефективності, їх активно застосовують у житловому та комерційному секторі.

В світі та в Україні, зокрема, вже існують приклади використання біфракційних сонячних панелей в масштабному виробництві електроенергії.

В Україні – це дво-мегаватна СЕС SoliTek у Дніпропетровській області. Литовська компанія SoliTek запустила одну з найсучасніших у Європі 2 МВт систем із біфракційними glass-glass панелями, оснащеними горизонтальною системою слідування за сонцем (див. рисунок 1.3). Установка також включає ультра-відбивний матеріал під панелями, що збільшує альбедо до 6 разів і дозволяє отримати до 40 % більше електроенергії порівняно зі звичайними СЕС.



Рисунок 1.3 – Дво-мегаватна СЕС SoliTek у Дніпропетровській області

У Катарі – це Al-Kharsaah 800 МВт IPP. Дана електростанція Al-Kharsaah має два мільйони біфракційних панелей. Пісок має високу відбивну здатність, що робить регіон ідеальним для такої технології. Проєкт успішно пройшов через фінансування EBRD, JBIC та Mizuho.

Узбекистан володіє 131 МВт біфракційною СЕС від Total Eren. У Самаркандській області запущено першу в країні СЕС, яка повністю використовує біфакціальні модулі. Проєкт здійснено Total Eren у партнерстві з місцевою державною енергокомпанією.

					ДП.141.042.017.ПЗ	Аркуш
Зм..	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Агровольтаїчна інфраструктура в Німеччині: інноваційний проєкт Next2Sun. У федеральній землі Баден-Вюртемберг (Німеччина) реалізовано агровольтаїчний проєкт компанії Next2Sun, що охоплює площу 14 гектарів із встановленою потужністю 4,1 МВт. Система базується на вертикальному розміщенні приблизно 11000 біфракційних сонячних модулів виробництва Jolywood. Така конфігурація забезпечує двостороннє поглинання дифузного сонячного випромінювання, що сприяє підвищенню енергетичної ефективності та оптимізації землекористування в умовах аграрного середовища.

У США в рамках проведення Супербоулу LVIII на стадіоні в Лас-Вегасі електропостачання забезпечував сонячний енергетичний комплекс EDF Arrow Canyon потужністю 275 МВт, оснащений біфракційними сонячними панелями виробництва Canadian Solar. Ці модулі здатні ефективно поглинати сонячне випромінювання з обох сторін, що підвищує загальну продуктивність системи.

У Бразилії реалізовано ще один масштабний проєкт, у межах якого встановлено понад 130 000 біфракційних панелей, що забезпечують значну частку електрогенерації при загальній потужності понад 51 МВт.

1.3 Оцінка конфігурації системи та монтажних умов біфракційних сонячних панелей

Ефективність біфракційних фотогальванічних модулів значною мірою залежить від конструктивних параметрів їх встановлення, зокрема висоти монтажу, типу поверхні під панелями та загальної конфігурації системи. Ці чинники впливають на здатність задньої сторони модуля поглинати відбите сонячне випромінювання, що є ключовим для досягнення додаткового енергетичного виходу. Оптимізація цих параметрів дозволяє максимально використати потенціал двостороннього поглинання світла та підвищити загальну продуктивність системи.

					ДП.141.042.017.ПЗ	Аркуш
Зм..	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Висота встановлення фотогальванічних панелей відіграє важливу роль у забезпеченні ефективності біфракційних модулів: чим вище вони розміщені над поверхнею землі, тим менше затінення отримує їхня задня сторона. Це сприяє кращому проникненню розсіяного та відбитого світла, що, своєю чергою, підвищує коефіцієнт двосторонньої генерації. Оптимальна висота залежить від рельєфу місцевості, кліматичних умов і типу опорної конструкції, але зазвичай становить від одного до двох метрів.

Важливим чинником є також альbedo поверхні – її здатність відбивати сонячне випромінювання: чим вищий цей показник, тим більше світла повертається до задньої сторони панелі. Світлі поверхні, такі як сніг, білий бетон або світлий гравій, можуть збільшити рівень відбитого освітлення на 20-80% порівняно з темними або рослинними покриттями. Використання матеріалів з високим альbedo під модулями є одним із способів оптимізації системи. У сприятливих умовах – за високого альbedo, оптимальної висоти встановлення та мінімального затінення – біфракційні панелі здатні забезпечити до 25% додаткової потужності порівняно з традиційними монофакційними модулями. Цей приріст залежить також від географічного розташування, пори року та кута падіння сонячного випромінювання.

Для узгодження графіка генерації з потребами споживання застосовують різні схеми розташування панелей: орієнтація північ-південь або схід-захід дозволяє змістити пікову генерацію на ранок і вечір, а вертикальний монтаж забезпечує ефективне використання як прямого, так і дифузного світла, водночас скорочуючи кількість необхідних модулів. Такі рішення особливо актуальні для комерційних і житлових об'єктів, де важливо досягти максимальної відповідності між виробленням енергії та її споживанням.

При оцінці фінансової ефективності біфракційних сонячних панелей у порівнянні з традиційними монофакційними модулями доцільно орієнтуватися не лише на показник вартості за ват потужності, а й на вирівнювану вартість електроенергії (LCOE), яка враховує весь життєвий цикл

системи. Для споживачів, підключених до електромережі, особливо важливою є здатність системи забезпечувати генерацію, що відповідає локальному профілю споживання. Це дозволяє максимально використовувати вироблену електроенергію на місці, зменшуючи потребу в її передачі до мережі за зниженою компенсаційною ставкою, що суттєво підвищує рентабельність інвестицій у біфракційні модулі, навіть попри їх дещо вищу початкову вартість. Завдяки більш рівномірному розподілу потужності протягом дня та практично однаковим витратам на технічне обслуговування, такі системи демонструють прискорену окупність – на один-два роки швидше порівняно зі стандартними панелями.

					ДП.141.042.017.ПЗ	Аркуш
Зм..	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

2 РОЗРОБКА СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ ПРИВАТНОГО ДОМОГОСПОДАРСТВА НА БАЗІ БІФРАКЦІЙНИХ СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ

2.1 Вихідні дані для проєктування сонячної електростанції

Об'єктом проєктування в рамках дипломної роботи обрано приватний будинок із площею фасаду 205,6 м² (див. рис. 2.1). Основне завдання полягає у розробці системи енергозабезпечення даного об'єкта на основі біфракційних сонячних панелей.



Рисунок 2.1 – Зовнішній вигляд приватного будинку

Спираючись на висновки попереднього розділу, найбільш доцільним технічним рішенням є розміщення дахової сонячної електростанції з використанням біфракційних (двосторонніх) сонячних панелей. Такий вибір зумовлений можливістю додаткової генерації електроенергії за рахунок поглинання відбитого від поверхні покрівлі сонячного випромінювання (альbedo), що забезпечить максимальну продуктивність системи.

Оскільки ключовим фактором при визначенні встановленої потужності є корисна площа розміщення, було проведено аналіз архітектурно-

					ДП.141.042.017.ПЗ							
Зм..	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата								
Розробив	Толкач Б.О.				2 РОЗРОБКА СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ ПРИВАТНОГО ДОМОГОСПОДАРСТВА НА БАЗІ БІФРАКЦІЙНИХ СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ				Літ.	Арк.	Аркушів	
Перевір	Антипчук Б.О.								9	17	69	
Н. Контр.	Антипчук Б.О.								ЖАТФК, Гр. Е-42			
Затв.	Лавріщев О.О.											

Будинок має плоский дах, вільний від інженерно-технічних чи вентиляційних надбудов, що дозволяє уникнути затінення та використати поверхню у повному обсязі. Відсутність перешкод є критично важливою для ефективної роботи тильної сторони біфракційних модулів. Геометрично дах складається з двох зміщених одна відносно одної прямокутних секцій. Для зручності подальших розрахунків ці ділянки виділено як зони встановлення «А» та «Б».

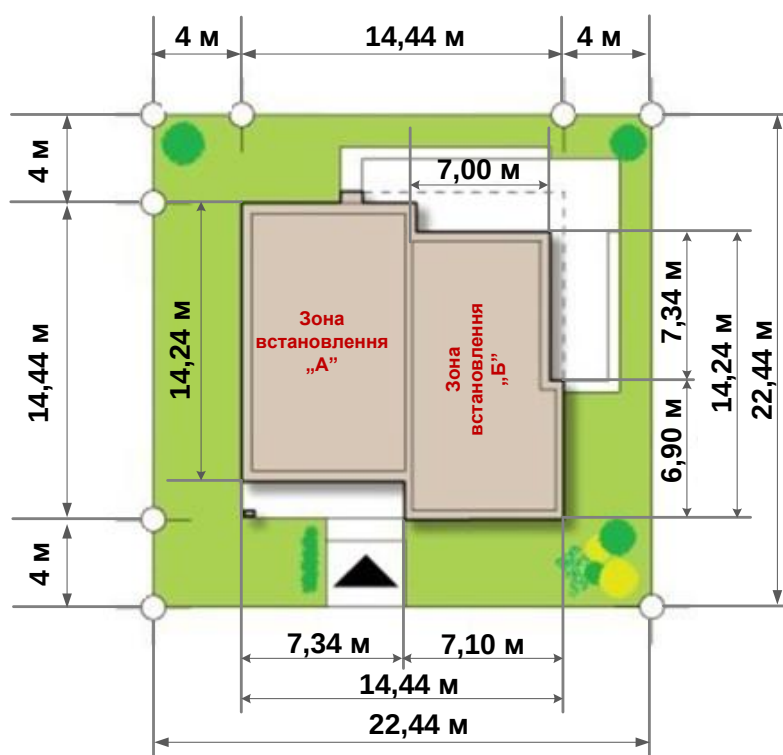


Рисунок 2.2 – План даху приватного будинку

2.2 Технічна оцінка площі даху будівлі приватного домогосподарства для встановлення біфракційних сонячних панелей

На першому етапі проектування необхідно розрахувати корисну площу, доступну для розміщення фотоелектричних модулів у виділених на плані зонах «А» та «Б».

					ДП.141.042. 017.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Площа кожної окремої прямокутної ділянки визначається як добуток її лінійних розмірів (довжини та ширини) за формулою (2.1):

$$S_{кор\ i.} = L_i \cdot B_i , \quad (2.1)$$

де:

$S_{кор\ i}$ – корисна площа і-ї зони встановлення на даху, m^2 ;

L_i – довжина відповідної зони встановлення, м;

B_i – ширина відповідної зони встановлення, м.

Виходячи з геометричних параметрів покрівлі, наведених на плані, розрахункові значення площ становлять:

$$S_{кор\ A} = 7,34 \cdot 14,24 = 104\ m^2;$$

$$S_{кор\ B} = (7,10 \cdot 6,90) + (7,00 \cdot 7,34) = 100,37\ m^2.$$

Наступним кроком є визначення сумарної площі поверхні, придатної для монтажу системи. Розрахунок виконується шляхом підсумовування площ окремих зон за формулою (2.2):

$$S_{кор. заг} = S_{кор\ A} + S_{кор\ B} , \quad (2.2)$$

де:

$S_{кор. заг}$ – загальна корисна площа даху, m^2 ;

$S_{кор\ A}$ – корисна площа зони «А», m^2 ;

$S_{кор\ B}$ – корисна площа зони «Б», m^2 .

Таким чином, загальна площа, доступна для встановлення сонячної електростанції, становить:

$$S_{кор. заг} = 104 + 100,37 = 204,37 \text{ м}^2$$

2.3 Розрахунок необхідної кількості біфракційних сонячних панелей та обґрунтування вибору їх моделі

Далі проведемо вибір конкретної моделі біфракційних фотомодулів, виходячи з асортименту провідних виробників. Метою цього етапу є визначення кількості панелей, що вписуються в габарити зон «А» та «Б», та розрахунок пікової потужності масиву. Характеристики поширених на ринку типорозмірів панелей представлено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Характеристика сонячних панелей за розмірами

Тип	Розміри панелі, мм	Потужність, Вт	Напруга, V	Струм, А
I	1762 × 1134 × 30	440	32,4	13,58
II	2382 × 1134 × 30	620	40,7	15,22
III	2278 × 1134 × 30	570	43,5	13,09

На наступному етапі виконаємо розрахунок площі поверхні одного фотоелектричного модуля для кожного з типорозмірів, наведених у таблиці 2.1, а також визначимо їхню проекційну площу з урахуванням монтажу.

Геометрична площа однієї сонячної панелі визначається як добуток її лінійних розмірів за формулою (2.3):

$$S_{панелі\ тип} = B \cdot L, \quad (2.3)$$

де:

$S_{панелі\ тип}$ – площа однієї панелі конкретного типу, м²;

B – ширина панелі конкретного типу, м;

L – висота панелі конкретного типу, м.

Результати розрахунку геометричної площі для кожного з розглянутих типів фотомодулів становлять:

$$S_{\text{панелі тип I}} = 1,134 \cdot 1,762 = 1,99 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{панелі тип II}} = 1,134 \cdot 2,382 = 2,70 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{панелі тип III}} = 1,134 \cdot 2,278 = 2,58 \text{ м}^2.$$

Зважаючи на те, що дах будинку має пласку конфігурацію, для забезпечення максимальної генерації фотомодулів необхідно встановлювати на опорні конструкції під оптимальним кутом нахилу до горизонту, який для даної місцевості становить $\alpha = 35^0$. У зв'язку з цим, для планування розміщення важливою є не просто площа панелі, а площа її горизонтальної проекції на поверхню даху. Вона розраховується за формулою (2.4):

$$S_{\text{панелі}}^* = S_{\text{панелі тип}} \cdot \cos \alpha, \quad (2.4)$$

де:

$S_{\text{панелі}}^*$ – площа горизонтальної проекції однієї панелі і-го типу (займана площа на даху), м^2 ;

$S_{\text{панелі тип}}$ – геометрична площа однієї панелі, м^2 ;

α – кут нахилу фотомодулів.

Підставивши вихідні дані у вираз (2.4), отримаємо наступні значення займаної площі:

$$S_{\text{панелі тип I}}^* = 1,99 \cdot \cos 35^0 = 1,63 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{панелі тип II}}^* = 2,70 \cdot \cos 35^0 = 2,21 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{панелі тип III}}^* = 2,58 \cdot \cos 35^0 = 2,11 \text{ м}^2.$$

Визначимо максимально можливу кількість біфракційних сонячних панелей кожного типу, яку технічно можливо розмістити на даху, виходячи з розрахованої раніше загальної корисної площі за формулою:

$$n_{\text{панелей типу}} = \frac{S_{\text{еф. загальне}}}{S_{\text{панелі}}^*}, \quad (2.5)$$

де:

$n_{\text{панелей типу}}$ – кількість сонячних панелей конкретного типу, шт;

$S_{\text{еф. загальне}}$ – загальна ефективна площа зони встановлення на даху приватного будинку, м²;

$S_{\text{панелі}}^*$ – площа, яку займає одна сонячна панель конкретного типу на даху приватного будинку з урахування оптимального кута нахилу, м²;

Підставивши вище отримані результати до виразу 2.5, будемо мати:

$$n_{\text{панелей типу I}} = \frac{204,37}{1,63} = 125 \text{ шт};$$

$$n_{\text{панелей типу II}} = \frac{204,37}{2,21} = 92 \text{ шт};$$

$$n_{\text{панелей типу III}} = \frac{204,37}{2,11} = 97 \text{ шт};$$

Визначимо загальну потужність, яку вироблятимуть кожен і конкретних типів сонячних панелей за формулою:

$$P_{\text{заг. панелей типу}} = n_{\text{панелей типу}} \cdot P_{\text{панелі типу}}, \quad (2.6)$$

де:

$P_{\text{заг. панелей типу}}$ – загальна потужність сонячних панелей конкретного типу, Вт;

$n_{\text{панелей типу}}$ – кількість сонячних панелей конкретного типу, шт;

$P_{\text{панелей типу}}$ – потужність однієї сонячної панелі конкретного типу, Вт;

Отже, будемо мати:

$$P_{\text{заг. панелей типу I}} = 125 \cdot 440 \text{ Вт} = 55000 \text{ Вт};$$

$$P_{\text{заг. панелей типу II}} = 92 \cdot 620 \text{ Вт} = 57040 \text{ Вт};$$

$$P_{\text{заг. панелей типу III}} = 97 \cdot 570 \text{ Вт} = 55290 \text{ Вт}.$$

Як видно з отриманих розрахунків найбільш ефективними по потужності є сонячні панелі з розмірами типу II монокристалічна сонячна панель Jіnko на 620 Вт, а її зовнішній вигляд показано на рисунку 2.3.



Рисунок 2.2 – Двостороння сонячна панель Jіnko на 620 Вт

В таблиці 2.2 наведено технічна характеристика монокристалічної сонячної панелі Jіnko на 620 Вт.

					ДП.141.042.017.ПЗ	Аркуш
						23
Зм..	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2 – Технічна характеристика панелі Jinko 620 Вт

Довжина, мм	2382
Матеріал рамки	алюміній
Потужність, Вт	620
Напруга при максимальній потужності, В	40,74
Напруга холостого ходу, В	49,08
Рівень захисту IP	68
Вид панелі	двостороння
Тип	монокристалічна
Струм короткого замикання, А	16,08
Струм при максимальній потужності, А	15,22
Товщина, мм	35
Ширина, мм	1134

2.4 Формування схеми електропостачання приватного домогосподарства на базі біфракційних сонячних панелей

2.4.1 Автономна «off-grid» система фотоелектрична схема реалізації на базі біфракційних сонячних панелей

Автономна «off-grid» фотоелектрична система являє собою комплексне рішення для енергозабезпечення об'єкта, яке функціонує в повній ізоляції від зовнішньої електромережі. Схема реалізації такої станції на базі біфракційних сонячних панелей передбачає генерацію електроенергії за рахунок поглинання сонячного випромінювання обома поверхнями модуля: фронтальною, що сприймає пряме світло, та тильною, яка працює з відбитим від поверхні даху випромінюванням (альбедо). Технічно така система складається з масиву фотомодулів, МРРТ-контролера для відслідковування точки максимальної потужності, блоку акумуляторних батарей для накопичення енергії та автономного інвертора, що перетворює постійний струм у змінний для живлення побутових споживачів. В умовах плаского даху монтаж біфракційних модулів виконується на підвищених конструкціях,

що забезпечує необхідний простір для потрапляння розсіяного світла на тильну сторону панелей.

Ключовими перевагами використання даної конфігурації є повна енергетична незалежність об'єкта та підвищена ефективність генерації. Застосування біфракційних панелей дозволяє отримати на 10–25% більше енергії порівняно з традиційними односторонніми аналогами, особливо за умов наявності світлого покриття покрівлі, яке добре відбиває сонячні промені. Крім того, такі модулі демонструють кращу продуктивність у хмарну погоду та швидше самоочищуються від снігу в зимовий період завдяки нагріванню тильної сторони. Це робить систему надійною в умовах нестабільного енергопостачання або повної відсутності зовнішніх мереж.

Водночас, впровадження автономної системи на біфракційних модулях супроводжується низкою недоліків та технічних обмежень. Основним стримуючим фактором є висока капітальна вартість проекту, значну частину якої складають акумуляторні батареї, необхідні для забезпечення життєдіяльності будинку в нічний час. Також критичною вимогою для ефективної роботи біфракційних панелей є стан поверхні даху: для максимальної віддачі вона повинна мати високу відбивну здатність, оскільки темне покриття нівелює переваги двосторонньої технології. Окрім цього, в зимовий період генерація системи суттєво знижується, що вимагає значного запасу потужності масиву панелей для покриття дефіциту енергії.

Оцінюючи можливість використання такої системи (див. рис. 2.3) в рамках дипломного проекту, варто зазначити, що для приватного будинку з плоским дахом площею 204,37 м² це рішення є технічно обґрунтованим. Геометрія покрівлі дозволяє встановити баластні системи з оптимальним кутом нахилу, що ідеально підходить для розкриття потенціалу біфракційних панелей. Незважаючи на економічну складову, з точки зору інженерного проектування така схема є пріоритетною, оскільки дозволяє досягти максимальної питомої генерації з кожного квадратного метра доступної

площі, забезпечуючи об'єкт електроенергією навіть у складних умовах експлуатації.

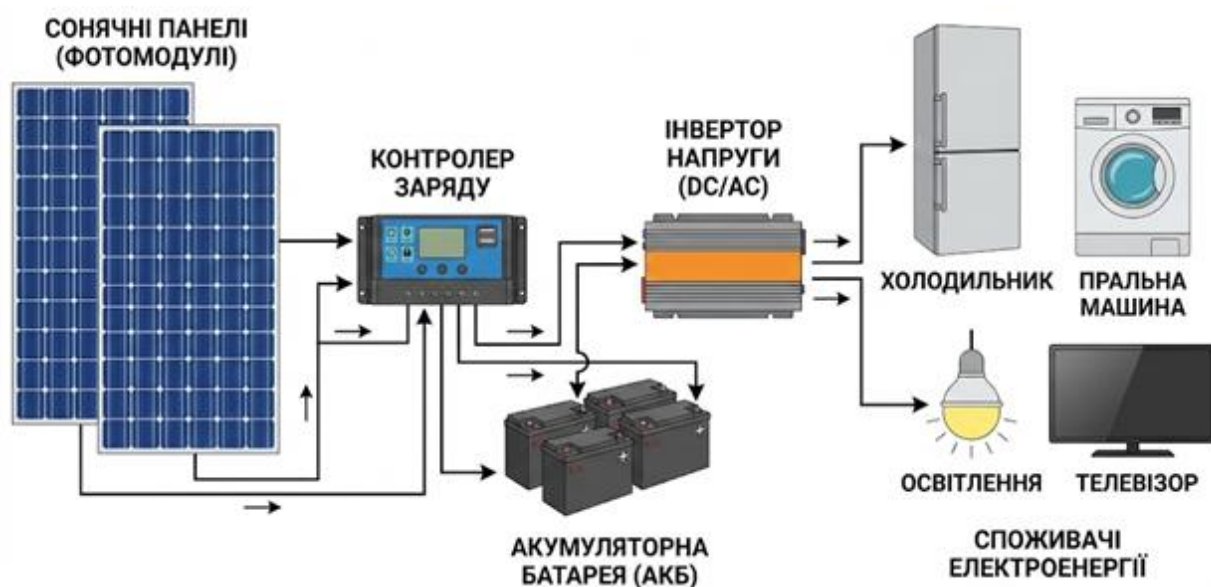


Рисунок 2.3 – Автономна «off-grid» сонячна система

2.4.2 Мережева «on-grid» фотоелектрична схема реалізації на базі біфракційних сонячних панелей

Мережева «on-grid» фотоелектрична система являє собою схему енергопостачання, яка працює в безпосередній синхронізації із зовнішньою централізованою електромережею. Особливістю реалізації такої станції на базі біфракційних сонячних панелей є відсутність системи накопичення енергії (акумуляторів) як обов'язкового елемента, оскільки роль «безкінечного накопичувача» виконує сама зовнішня мережа. Принцип роботи полягає в перетворенні сонячного випромінювання на постійний струм за допомогою фотомодулів, які завдяки своїй біфракційній структурі генерують енергію обома сторонами: лицьовою — від прямого сонця, та тильною — від відбитого поверхнею плоского даху світла. Далі мережевий інвертор перетворює струм у змінний та спрямовує його на живлення

Зм..	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП.141.042.017.ПЗ

Аркуш

будинкових споживачів. Якщо миттєва генерація перевищує споживання, надлишок автоматично передається у зовнішню мережу через двонаправлений лічильник (часто за «Зеленим тарифом» або механізмом Net Billing).

Безумовною перевагою такої системи є її економічна ефективність та найшвидший термін окупності серед усіх типів СЕС. Використання біфракційних панелей на плоскому даху дозволяє отримати додатковий приріст генерації (до 30%) за рахунок альбедо, що в поєднанні з відсутністю витрат на дорогі акумуляторні батареї, які потребують періодичної заміни, робить вартість 1 кВт встановленої потужності найнижчою. Система є простою в експлуатації, надійною та дозволяє власнику не лише економити на власному споживанні, але й отримувати пасивний прибуток від продажу надлишків енергії державі. Крім того, інвертори мережевого типу мають високий ККД та компактні розміри.

Проте, мережева схема має один суттєвий недолік, який є критичним в умовах нестабільного енергопостачання: вона не працює під час відключення зовнішньої електромережі. З міркувань техніки безпеки (щоб уникнути ураження струмом працівників, які ремонтують лінії електропередач), мережевий інвертор миттєво припиняє генерацію при зникненні опорної напруги, навіть якщо на вулиці яскраве сонце. До інших недоліків можна віднести бюрократичну складність офіційного оформлення підключення до мережі та необхідність забезпечення світлого покриття даху (наприклад, фарбування або використання мембрани) для того, щоб біфракційні панелі ефективно працювали своєю тильною стороною.

Оцінюючи доцільність використання мережевої системи в рамках даного дипломного проекту, можна зробити висновок, що це найкращий варіант з точки зору економічних розрахунків та інвестиційної привабливості. Конструкція плоского даху приватного будинку ідеально підходить для монтажу біфракційних панелей на похилих конструкціях, що забезпечує максимальний виробіток. Така система дозволить повністю

перекрити річне споживання будинку та забезпечити прибуток. Однак, якщо пріоритетом проекту є саме енергонезалежність та безперебійне живлення, «on-grid» схема (див. рис. 2.4) потребуватиме доопрацювання до гібридного варіанту. Втім, як базове рішення для зниження витрат на електроенергію, вона є найбільш раціональною.



Рисунок 2.4 – Автономна «on-grid» сонячна система

2.4.3 Гібридна фотоелектрична схема реалізації на базі біфракційних сонячних панелей

Гібридна фотоелектрична система є найбільш сучасним та гнучким технологічним рішенням, яке поєднує в собі переваги автономних та мережевих станцій. Схема реалізації такої системи на базі біфракційних сонячних панелей передбачає роботу в трьох режимах: пряме живлення споживачів від сонця, накопичення надлишків енергії в акумуляторних батареях та обмін енергією із зовнішньою електромережею. Ключовим елементом системи є гібридний інвертор, який інтелектуально розподіляє потоки енергії, отриманої від біфракційних модулів. Останні, завдяки своїй

конструкції, генерують струм не лише від прямого випромінювання на лицьову сторону, але й від розсіяного світла, що потрапляє на тильну сторону. В умовах плаского даху це реалізується за допомогою встановлення панелей на похилих конструкціях, що дозволяє вловлювати альbedo – світло, відбите від поверхні покрівлі.

Головною перевагою гібридної схеми на біфракційних панелях є забезпечення найвищого рівня енергетичної безпеки об'єкта при збереженні економічної ефективності. На відміну від звичайних мережевих станцій, гібридна система продовжує працювати навіть під час аварійного відключення зовнішньої мережі, миттєво перемикаючись на живлення від акумуляторів та сонячних панелей. Використання біфракційної технології дозволяє швидше заряджати батареї в похмуру погоду або в ранкові та вечірні години за рахунок підвищеного коефіцієнта корисної дії. Крім того, наявність підключення до мережі дозволяє продавати надлишки згенерованої енергії за «Зеленим тарифом» або використовувати механізм Net Billing, що суттєво скорочує термін окупності дорогого обладнання.

Однак, складність та багатофункціональність такої системи обумовлюють і її недоліки. Насамперед, це висока вартість реалізації проекту, оскільки кошторис включає як дорогий гібридний інвертор, так і систему накопичення енергії (літієві або гелеві АКБ), ціна яких може складати до половини вартості всієї станції. Також існують технічні вимоги до облаштування покрівлі: для того, щоб тильна сторона біфракційних панелей працювала ефективно, поверхня даху під ними повинна бути світлою (наприклад, пофарбованою у білий колір або вкритою світлою мембраною) та регулярно очищуватися від забруднень. Це створює додаткові експлуатаційні витрати порівняно зі стандартними рішеннями.

Оцінюючи можливість використання гібридної системи (рис. 2.5) в даному дипломному проекті, можна стверджувати, що це найбільш раціональний та актуальний варіант для приватного будинку в сучасних умовах. Враховуючи площу плаского даху (204,37 м²), така система

дозволить не лише досягти повної енергонезалежності під час можливих блекаутів, але й забезпечити максимальну генерацію завдяки біфракційним панелям. Це рішення демонструє глибокий інженерний підхід, оскільки вирішує одразу дві задачі: технічну (надійність електропостачання) та економічну (монетизація надлишків), що робить його ідеальним для захисту кваліфікаційної роботи.

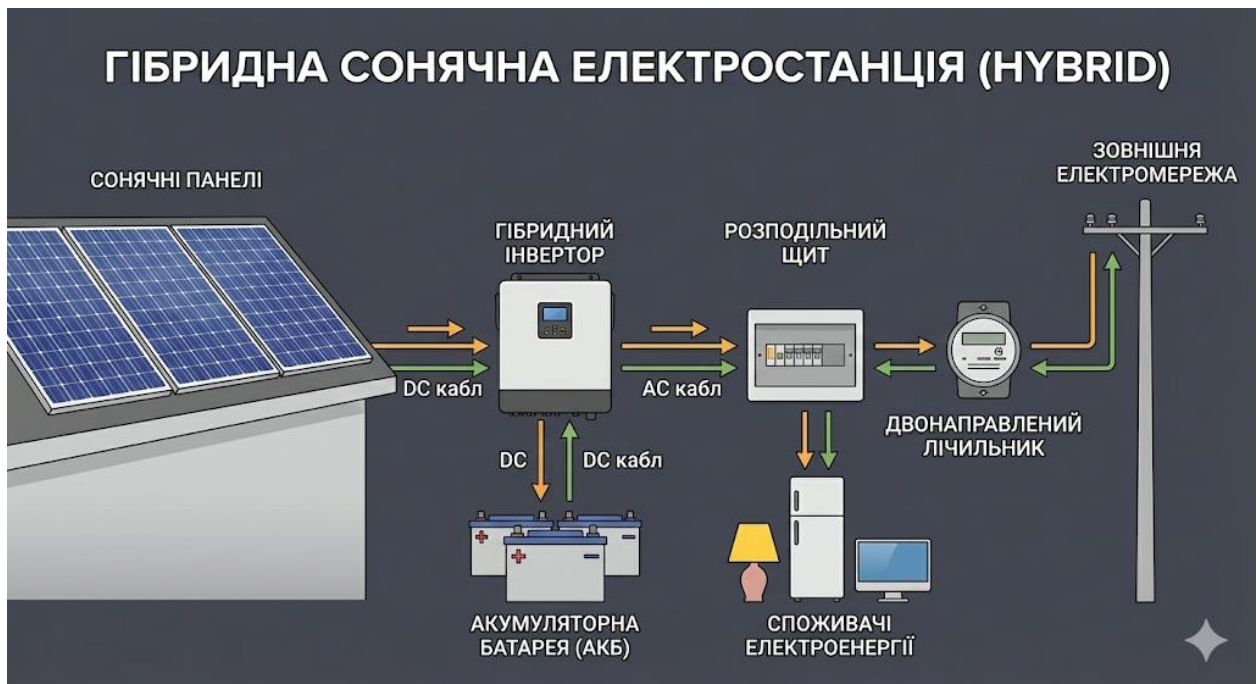


Рисунок 2.5 – Гібридна фотоелектрична система

2.4.4 Обґрунтування вибору фотоелектричної схеми реалізації на базі біфракційних сонячних панелей

На основі проведеного порівняльного аналізу існуючих типів фотоелектричних систем та враховуючи специфіку об'єкта проектування, для подальшої розробки в дипломному проекті обрано гібридну схему електропостачання з використанням біфракційних сонячних панелей. Такий вибір є результатом комплексного підходу, спрямованого на досягнення балансу між енергетичною безпекою, технічною ефективністю та

економічною доцільністю. В умовах нестабільності зовнішнього енергопостачання саме гібридна архітектура дозволяє гарантувати безперебійне живлення критично важливих споживачів приватного будинку за рахунок акумуляторного резерву, усуваючи головний недолік мережевих систем, які вимикаються під час аварій. Водночас, на відміну від повністю автономних рішень, наявність зв'язку з мережею дозволяє реалізовувати надлишки згенерованої енергії за «Зеленим тарифом» або механізмом Net Billing, що перетворює систему з пасивної витратної статті на активний інвестиційний інструмент.

Вибір саме біфракційних фотомодулів як генеруючої основи проекту обґрунтований архітектурними особливостями будівлі, а саме наявністю плоского даху площею 204,37 м². Встановлення панелей на такий покрівлі технічно вимагає використання похилих баластних конструкцій, які піднімають модулі над поверхнею. Це створює ідеальні умови для роботи тильної сторони панелей, яка здатна вловлювати відбите від поверхні даху сонячне випромінювання (альbedo). Розрахунки показують, що застосування біфракційної технології в даній конфігурації забезпечить додатковий приріст генерації на рівні 10 – 25% порівняно зі стандартними односторонніми панелями без збільшення займаної площі. Це є критично важливим фактором для максимізації встановленої потужності на обмеженій площі даху.

Таким чином, поєднання гібридного інвертора та біфракційних панелей створює синергетичний ефект, що найкраще відповідає технічному завданню. Підвищена генерація від двосторонніх модулів дозволяє швидше заряджати акумуляторні батареї в періоди слабкого освітлення (ранок, вечір, хмарність), підвищуючи надійність системи резервного живлення. У сонячні дні цей же надлишок потужності спрямовується в мережу, прискорюючи окупність дороговартісного гібридного обладнання. Запропоноване технічне рішення є найбільш сучасним, гнучким та адаптованим до реалій експлуатації приватного домогосподарства, що робить його оптимальним

вибором для детальної розробки в розрахунковій частині дипломного проекту.

2.5 Розробка схеми з'єднання біфракційних сонячних панелей та вибір оптимального інвертора

2.5.1 Види інверторів

Сонячний інвертор є головним перетворювальним та керуючим елементом фотоелектричної системи. Основною функцією інвертора є перетворення постійного струму (DC), згенерованого сонячними панелями, у змінний струм (AC) зі стандартними параметрами для живлення локальних споживачів або передачі в зовнішню електромережу. Окрім базового перетворення, сучасні інвертори виконують низку критично важливих завдань, серед яких безперервний пошук точки максимальної потужності (MPPT) для оптимізації виробітку сонячних панелей, точна синхронізація з параметрами державної електромережі, а також забезпечення безпеки шляхом автоматичного відключення генерації при зникненні напруги (захист від утворення "острова"). Також інвертор виступає комунікаційним центром станції, забезпечуючи комплексний моніторинг усіх параметрів системи.

Залежно від архітектури побудови станції та специфіки взаємодії із зовнішньою електромережею, інверторне обладнання класифікується на три основні категорії: мережеві, автономні та гібридні. Мережеві інвертори (On-Grid) призначені для роботи виключно паралельно з державною електромережею. Вони спрямовують згенеровану енергію на покриття власного споживання об'єкта, а надлишки автоматично експортують у мережу за механізмами "Зеленого тарифу" або Net Billing. Їхніми головними перевагами є високий коефіцієнт корисної дії та нижча вартість через відсутність потреби в акумуляторах. Проте суттєвим недоліком є повна залежність від зовнішньої мережі: у разі аварійного відключення

					ДП.141.042.017.ПЗ	Аркуш
						32
Зм..	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електропостачання такий інвертор миттєво припиняє роботу з міркувань безпеки, залишаючи об'єкт без живлення навіть за наявності високої сонячної інсоляції.

Автономні інвертори (Off-Grid), навпаки, розроблені для об'єктів, які взагалі не мають підключення до централізованої мережі. Вони функціонують виключно у зв'язці з акумуляторними батареями, забезпечуючи повну енергонезалежність, але втрачають невикористані надлишки енергії після повного заряду батарей, оскільки не мають можливості їх експортувати. Найбільш технологічним і універсальним рішенням є гібридні інвертори, які поєднують переваги та функціонал обох попередніх типів. Гібридний інвертор одночасно взаємодіє з мережею, сонячним полем, акумуляторним масивом та навантаженням споживача. Він здатен працювати в паралельному режимі, віддаючи надлишки в мережу, а при зникненні напруги — за мілісекунди перемикає критичних споживачів на живлення від акумуляторів та сонячних панелей, виконуючи функцію потужного джерела безперебійного живлення.

Виходячи з технічного завдання даного дипломного проєкту, де розраховано встановлення фотоелектричного поля загальною потужністю 57 кВт (92 панелі) та високовольтного літій-залізо-фосфатного акумуляторного кластера ємністю 71,68 кВт·год, використання класичного мережевого інвертора є неможливим. Наявність системи накопичення енергії для резервування живлення об'єкта під час блекаутів вимагає обов'язкового застосування трифазного гібридного інвертора.

Для коректної роботи з розрахованим масивом обладнання обраний інвертор повинен мати номінальну вихідну потужність 50 кВт та спеціалізований акумуляторний порт з підтримкою високовольтною архітектури (High Voltage) з діапазоном робочих напруг до 850 В. Крім того, інвертор повинен бути оснащений щонайменше чотирма незалежними MPPT трекерами для реалізації затвердженої схеми комутації сонячних панелей

(групи по 30, 30, 16 та 16 штук), а також забезпечувати значну асиметрію фаз в автономному режимі роботи.

2.5.2 Розрахунок інвертора

Для здійснення коректного підбору перетворювального обладнання (інвертора) за основу взято параметри проєктованого фотоелектричного поля. Вихідний масив складається з 92 генеруючих модулів потужністю 620 Вт кожен, з номінальною напругою 56 В та струмом короткого замикання 14,2 А. При розрахунках враховано критичний температурний поріг -20°C , що безпосередньо впливає на вибір допустимого діапазону вхідної напруги інвертора.

Першочерговим етапом є визначення сумарної повної потужності генерації (DC). Даний показник відображає максимальне навантаження на постійному струмі, яке має ефективно опрацьовувати інверторна установка для забезпечення стабільної роботи системи.

$$P_{\text{повна}} = N \cdot P, \quad (2.7)$$

де:

N – загальна кількість біфракційних сонячних панелей у проєктованій системі, шт.;

P – потужність однієї біфракційної сонячної панелі, Вт.

Тоді отримаємо:

$$P_{\text{повна}} = 92 \cdot 620 = 57040 \text{ Вт} = 57,04 \text{ кВт}.$$

З метою підвищення техніко-економічних показників системи та максимального використання генераційного потенціалу, доцільно застосовувати контрольоване перевантаження інвертора по постійному

					ДП.141.042.017.ПЗ	Аркуш
Зм..	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

струму (DC/AC ratio). Враховуючи специфіку сонячної інсоляції в нашому регіоні, оптимальне значення коефіцієнта навантаження становить 1,15 – 1,25. Отже, визначимо необхідну номінальну потужність інвертора:

$$P_{\text{інвертора}} = \frac{P_{\text{повна}}}{K}, \quad (2.8)$$

де:

K – коефіцієнта навантаження становить (його обране нами значення становить 1,15).

Отже за виразом 2.8 матиме, що:

$$P_{\text{інвертора}} = \frac{57,04}{1,15} = 49,6 \text{ кВт}.$$

Як бачимо з отриманого розрахунку, нам потрібен інвертор з номіналом, максимально наближеним до 49,6 кВт.

Для забезпечення безаварійної експлуатації вхідна напруга інвертора повинна перевищувати максимальну напругу стринга, розраховану для критично низьких температур. Здійснюємо обчислення параметрів одного фотомодуля при розрахунковому температурному мінімумі -20°C , щоб запобігти виходу інвертора з ладу через перенапругу в зимовий період. Для цього скористаємось наступним виразом:

$$U_{\text{max}} = U_{\text{oc}} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{\text{min}} - T_{\text{stc}})], \quad (2.9)$$

де:

U_{max} – максимальна напруга холостого ходу обраної моделі біфракційної сонячної панелі при розрахунковій мінімальній температурі, В;

U_{oc} – номінальна напруга холостого ходу обраної моделі біфракційної сонячної панелі за стандартних умов (STC), що становить 56 В;

β – температурний коефіцієнт напруги холостого ходу (вказаний у паспорті обраної моделі біфракційної сонячної панелі);

T_{min} – мінімальна розрахункова температура повітря для місцевості у якій буде встановлено сонячну систему (-20°C);

T_{stc} – температура сонячної панелі за стандартних умов ($+25^{\circ}\text{C}$).

Отже матимемо:

$$U_{max} = 56 \cdot [1 + (-0,0025 \cdot (-25))] = 62,3 \text{ В}.$$

Для побудови ефективних довгих ліній (по 15 – 16 панелей) напруга системи складе:

$$U_{сист.} = N_{string_эф.} \cdot U_{max}, \quad (2.10)$$

де:

$N_{string_эф.}$ – загальна ефективна (рекомендована) кількість біфракційних сонячних панелей у одному стрингу проєктованої сонячної системи, шт.;

U_{max} – максимальна напруга холостого ходу обраної моделі біфракційної сонячної панелі при розрахунковій мінімальній температурі, В.

Таким чином, матимемо:

$$U_{сист.} = 16 \cdot 62,3 \text{ В} = 997 \text{ В}.$$

Як видно з отриманого розрахунку, для реалізації нашого проєкту, нам потрібен інвертор із допустимою входною напругою не менше 1000 В (стандарт промислових рішень – 1100 В).

Для забезпечення ефективного підключення 92 фотомодулів необхідно розрахувати оптимальну кількість стрінгів та входів інвертора. Враховуючи максимальну напругу системи, гранична кількість панелей у послідовному ланцюзі становить 17 одиниць ($1100 \text{ В} / 62.3 \text{ В} \approx 17,6$ шт.). Проте, як зазначалось вище, для досягнення максимального ККД обладнання та підтримки номінальної напруги близько 600 В, доцільно формувати лінії (стрінги) по 15 – 16 модулів.

Спробуємо розділити 92 панелі на лінії (стрінги) по 15 – 16 шт:

$$N_{\text{стрінгів}} = \frac{N}{N_{\text{стрінг. еф.}}}, \quad (2.11)$$

де:

$N_{\text{стрінгів}}$ – кількість ефективних стрінгів у проєктованій сонячній системі, шт.;

N – загальна кількість біфракційних сонячних панелей у проєктованій системі, шт.;

$N_{\text{стрінг. еф.}}$ – загальна ефективна (рекомендована) кількість біфракційних сонячних панелей у одному стрінгу проєктованої сонячної системи, шт.;

Отримаємо, що:

$$N_{\text{ліній}} = \frac{92}{16} = 5,75 \text{ шт.}$$

Для інтеграції масиву з 92 панелей визначено необхідність формування 6 паралельних гілок (стрінгів). Оптимальна конфігурація передбачає комбіноване підключення:

- чотири стрінги потужністю по 15 панелей (разом 60 шт.);
- два стрінги потужністю по 16 панелей (разом 32 шт.).

Такий розподіл дозволяє максимально наблизити робочу напругу до номінальних показників інвертора.

Для коректної роботи системи необхідно врахувати різницю в напрузі стрінгів різної довжини. Оскільки паралельне з'єднання ланцюгів із 15 та 16 панелей на одному трекері призведе до технічних втрат (неузгодженість напруг), рекомендується наступна схема розподілу:

- МРРТ 1 та МРРТ 2: використовуються для паралельного підключення чотирьох стрінгів по 15 панелей (по 2 лінії на кожний трекер).
- МРРТ 3 та МРРТ 4: виділяються для індивідуального підключення двох стрінгів по 16 панелей.

Таким чином, для реалізації даного проєкту необхідно обрати інвертор, оснащений мінімум 4 незалежними МРРТ-трекерами.

При паралельному з'єднанні двох стрінгів (конфігурація 2×16 модулів) на один МРРТ-трекер, сумарна сила струму на вході подвоюється згідно з фізичними законами паралельних кіл. Розрахуємо це значення вхідного струму за виразом:

$$I_{\text{вхідний}} = I_{\text{кз}} \cdot 2 \quad (2.12)$$

де:

$I_{\text{кз}}$ – струм короткого замикання обраної моделі біфракційної сонячної панелі.

Тоді матимемо, що:

$$I_{\text{вхідний}} = 14,2 \cdot 2 = 28,4 \text{ А}.$$

Отже, МРРТ вхід інвертора має витримувати струм не менше 29 – 30 А.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП.141.042.017.ПЗ

Аркуш

38

2.5.3 Вибір інвертора

Порівняємо наші розрахункові вимоги для вибору інвертора проєктованої сонячної електростанції (СЕС) на базі біфракційних сонячних панелей з ринковими пропозиціями, які наведені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Аналіз відповідності технічних характеристик ринкових моделей інверторів розрахунковим параметрам проєктованої СЕС

Параметр	Розрахункова вимога	Стандартний інвертор 40 кВт	Стандартний інвертор 50 кВт
Потужність АС	~ 49,6 кВт	40 кВт (мало, перевантаження 142%)	50 кВт (ідеально, перевантаження 114%)
Максимальна напруга	> 1000 В	1100 В (добре)	1100 В
Струм МРРТ	> 28,4 А	Часто 26 А (ризик "зрізання")	30 А
Кількість МРРТ	3 – 4	Зазвичай 2 – 4	4

Порівняльний аналіз розрахункових параметрів із характеристиками серійного обладнання (див. таблиця 2.3) свідчить, що інвертор потужністю 40 кВт є недостатнім через критичне перевантаження по постійному струму (142%) та обмеження входних каналів МРРТ. Натомість модель потужністю 50 кВт демонструє оптимальну відповідність: коефіцієнт перевантаження складає допустимі 114%, а технічні параметри струму та кількість трекерів повністю задовольняють вимоги проєкту.

Враховуючи проведені розрахунки та аналіз ринкових пропозицій, для реалізації проєкту обрано інвертор моделі Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4 (зовнішній вигляд обладнання представлено на рисунку 2.6). Дана модель повністю відповідає вимогам щодо кількості МРРТ-трекерів та входного струму.

Аргументація вибору:

- потужність: 50 кВт повністю відповідає розрахунковому значенню (49,6 кВт);

- струм: підтримує 30 А на MPPT, що покриває наші розрахункові 28,4 А;
- гнучкість: Має 4 незалежних MPPT, що дозволяє розділити 92 панелі на групи: 30+30+16+16.

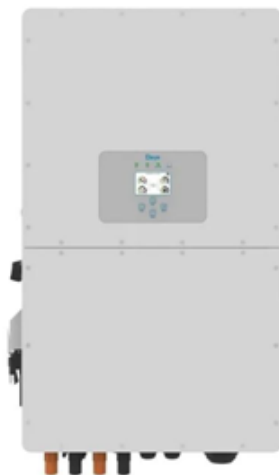


Рисунок 2.6 – Гібридний сонячний інвертор (hybrid) Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4

2.6 Вибір та розрахунок системи накопичення енергії

2.6.1 Акумуляторні батареї та їх типи

Акумуляторна батарея (АКБ) в складі сонячної електростанції виконує роль енергетичного буфера, який забезпечує баланс між генерацією та споживанням електроенергії. З фізичної точки зору, це хімічне джерело струму багаторазової дії, принцип роботи якого базується на зворотності внутрішніх окисно-відновних реакцій. У режимі заряду електрична енергія від сонячних панелей або мережі перетворюється на хімічну енергію зв'язків, а в режимі розряду відбувається зворотний процес для живлення навантаження. Для проєктованої станції наявність АКБ є критично важливою для забезпечення автономного живлення об'єкта під час аварійних

відключень зовнішньої мережі, а також для компенсації піків споживання у вечірній час.

На сучасному ринку систем накопичення енергії домінують дві основні технології: свинцево-кислотні (Lead-Acid) та літій-іонні (Li-ion). Свинцево-кислотні акумулятори, зокрема виконані за технологіями AGM (Absorbent Glass Mat) або GEL, історично були найбільш поширеними через низьку початкову вартість. Проте вони мають суттєві технічні недоліки: низьку циклічність (в середньому 400–600 циклів розряду), значну вагу та обмеження по глибині розряду (не рекомендовано розряджати нижче 50%, що вимагає подвійного запасу ємності). Крім того, вони чутливі до температурних режимів і ефекту сульфатації при неповному заряді.

Альтернативою є літій-залізо-фосфатні акумулятори (LiFePO₄), які є підвидом літій-іонних батарей. Ця технологія на сьогодні визнана найбільш перспективною для стаціонарних систем накопичення. До переваг LiFePO₄ належить високий ресурс роботи (понад 6000 циклів при збереженні 80% ємності), можливість глибокого розряду до 90% без шкоди для хімії комірки, а також здатність приймати та віддавати великі струми (швидка зарядка). Хоча їх початкова вартість вища, вартість одного циклу використання (LCOE) є значно нижчою порівняно зі свинцевими аналогами завдяки терміну служби, що досягає 10–15 років. Також вони є пожежобезпечними на відміну від інших типів літію (Li-ion NMC).

Виходячи з техніко-економічного аналізу, для даного дипломного проєкту обрано літій-залізо-фосфатні (LiFePO₄) акумуляторні батареї високовольтного типу (High Voltage). Вибір високовольтної архітектури зумовлений великою потужністю інвертора (50 кВт). Використання традиційних низьковольтних систем (48 В) на такій потужності призвело б до проходження надзвичайно високих струмів (понад 1000 А), що вимагало б масивних мідних шин та спричиняло б значні втрати на нагрів. Високовольтні батареї з'єднуються послідовно, утворюючи напругу в

діапазоні 200 – 800 В, що дозволяє знизити струми та підвищити ККД системи перетворення енергії.

2.6.2 Розрахунок та вибір акумуляторних батарей

Розрахунок номінальної енергоємності акумуляторних батарей ($W_{ном}$) виконується за формулою:

$$W_{ном} = \frac{P_{кр} \cdot T_{авт}}{K_{розр} \cdot \eta_{інв}}, \quad (2.12)$$

де:

$P_{кр}$ – потужність критичного навантаження об'єкта, яку необхідно резервувати. Враховуючи загальну потужність станції, приймемо навантаження першої категорії на рівні 7 кВт;

$T_{авт}$ – необхідний час автономної роботи, який приймаємо рівним 8 годинам;

$K_{розр}$ – коефіцієнт допустимої глибини розряду для LiFePO₄, що становить 0,9 (90%);

$\eta_{інв}$ – коефіцієнт корисної дії інвертора та втрат у кабельних мережах (приймаємо 0,95).

Підставивши значення у формулу 2.12, отримаємо розрахункову ємність:

$$W_{ном} = \frac{P_{кр} \cdot T_{авт}}{K_{розр} \cdot \eta_{інв}} = \frac{56}{0,855} = 65,5 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Для забезпечення отриманої розрахункової ємності обираємо модульну систему накопичення, наприклад, на базі високовольтних блоків Deye SE-G5,1_Pro-B_51,2V_5,12 kWh (див. рисунок 2.7) ємністю 5.12 кВт·год кожен.

Для набору необхідної енергоємності та робочої напруги інвертора, акумуляторний кластер формується з 14 послідовно з'єднаних модулів. Загальна ємність такого масиву складе: $14 \times 5,12 = 71,68$ кВт·год, що повністю задовольняє розрахункові вимоги та забезпечує необхідний час автономної роботи об'єкта.



Рисунок 2.7 – Модульна система накопичення Deye SE-G5,1_Pro-
B_51,2V_5,12 kWh

2.7 Вибір обладнання для автоматичного резервного забезпечення

Для забезпечення безперебійного електропостачання об'єкта та безпечної розв'язки між зовнішньою електромережею і локальними джерелами генерації (гібридним інвертором та акумуляторними батареями), система повинна бути обладнана щитом автоматичного введення резерву (АВР). Головним завданням АВР є постійний моніторинг параметрів основної мережі і, у разі зниження напруги, зникнення фази або повної аварії, автоматичне перемикання ліній споживача на живлення від резервного джерела. Незважаючи на те, що обраний раніше гібридний інвертор Deye має вбудовану функцію перемикання для порту резервного навантаження (UPS), використання зовнішнього майстер-АВР є обов'язковою вимогою державних будівельних норм та правил улаштування електроустановок (ПУЕ) для систем такої великої потужності. Це забезпечує можливість фізичного байпасу (обходу) інвертора для проведення ремонтних робіт, а також дозволяє безпечно інтегрувати в систему третє джерело живлення, наприклад, резервний дизельний генератор.

Вибір комутаційного апарата АВР здійснюється на основі максимальної розрахункової потужності розроблюваної системи. Оскільки номінальна потужність обраного гібридного інвертора становить 50 кВт у трифазній мережі змінного струму (380 В / 400 В), необхідно визначити максимальний робочий струм, який буде протікати через контакти пристрою. Розрахунок лінійного струму виконується за класичною формулою для трифазного кола: струм дорівнює повній потужності, поділений на добуток лінійної напруги та кореня з трьох. Приймаючи коефіцієнт потужності ($\cos\phi$) близьким до одиниці, розрахунковий струм для потужності 50 кВт становить приблизно 76 Ампер. Враховуючи можливі пускові струми потужних споживачів (наприклад, теплових насосів або промислових електродвигунів), а також нормативні вимоги щодо запасу міцності комутаційного обладнання на рівні 20 – 30%, номінальний струм обраного АВР повинен становити не менше 100 Ампер. Для забезпечення найвищої надійності та довговічності контактних груп у даному дипломному проєкті приймається рішення про використання АВР з номінальним струмом 125 Ампер.

Наступним критично важливим параметром при виборі АВР для сонячної електростанції є кількість полюсів комутації. Для коректної та безпечної роботи системи АВР обов'язково має бути чотиріполюсним (4P). Це означає, що пристрій повинен одночасно розривати не лише три фазні провідники (L1, L2, L3), але й нульовий робочий провідник (N). Комутація нуля є категорично необхідною для того, щоб повністю фізично відокремити локальну мережу будинку від державної електромережі під час роботи в автономному режимі. Якщо нульовий провідник залишиться спільним, існує ризик виникнення блукаючих струмів, некоректної роботи пристроїв захисного відключення (ПЗВ) та, найголовніше, ризик ураження електричним струмом ремонтних бригад, які можуть працювати на зовнішній лінії електропередач під час блекауту.

За типом виконавчого механізму існують контакторні та моторизовані АВР. Для систем відновлюваної енергетики найбільш доцільним є

використання моторизованих перемикачів з мотор-приводом. На відміну від контакторів, які потребують постійної подачі напруги на електромагнітну котушку для утримання контактів у замкненому стані (що призводить до постійного фонового споживання енергії та нагріву), моторизований АВР споживає енергію лише протягом однієї-двох секунд у момент безпосереднього перемикання. Весь інший час контакти надійно утримуються механічною засувкою, що робить систему значно енергоефективнішою.

Враховуючи всі вищенаведені розрахунки та технічні вимоги, для розроблюваної системи потужністю 50 кВт ідеально підходить моторизований пристрій автоматичного введення резерву моноблочного типу. Як приклад конкретного обладнання для специфікації проєкту можна обрати промисловий АВР серії CHINT NXZM-125S/4P (див. рисунок 2.8) з номінальним струмом 125 А, чотириполісною (4P) схемою комутації та вбудованим мікропроцесорним контролером керування. Даний апарат повністю покриває максимальну потужність сонячної станції, гарантує безпечне гальванічне розв'язання нульового провідника та забезпечує надійне резервування живлення об'єкта.



Рисунок 2.8 – автоматичне резервне забезпечення (АВР) CHINT NXZM-125S/4P

2.8 Визначення оптимального обладнання для фіксації обсягів спожитої електроенергії

Призначення вузла обліку в складі сонячної електростанції полягає не лише у фіксації спожитої з мережі електроенергії, але й у точному вимірюванні обсягів згенерованої енергії, яка передається в загальну державну мережу. Для об'єктів, що працюють за механізмом "Зеленого тарифу" або системою чистого вимірювання (Net Billing), лічильник є головним комерційним інструментом, на основі показників якого здійснюються фінансові розрахунки між власником станції та енергопостачальною компанією. Історично для обліку електричної енергії використовувалися два основні типи вимірювальних приладів: індукційні (електромеханічні) та сучасні електронні (мікропроцесорні) лічильники.

Індукційні лічильники працюють за принципом взаємодії магнітних полів нерухомих котушок струму та напруги з рухомим алюмінієвим диском, швидкість обертання якого прямо пропорційна споживаній потужності. Головними перевагами таких приладів є висока надійність механічної частини, стійкість до значних перепадів напруги в мережі, тривалий термін експлуатації та відносно низька вартість виготовлення. Однак індукційні апарати мають ряд суттєвих недоліків, які роблять їх абсолютно непридатними для сучасних об'єктів відновлюваної енергетики. Вони характеризуються низьким класом точності, високою чутливістю до температурних коливань, відсутністю ефективного захисту від несанкціонованого втручання та нездатністю вести багатотарифний облік. Найголовнішим недоліком для сонячної електростанції є те, що електромеханічний прилад фізично не здатен роздільно фіксувати потоки енергії у двох напрямках: при генерації струму в зовнішню мережу диск просто починає обертатися у зворотний бік, віднімаючи показники, що є прямим порушенням правил комерційного обліку електроенергії.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП.141.042.017.ПЗ

Аркуш

46

Електронні лічильники, навпаки, базуються на використанні твердотільних мікросхем, які перетворюють аналогові сигнали струму та напруги у цифровий код для подальшої обробки вбудованим мікропроцесором. Цей тип обладнання забезпечує надзвичайно високий клас точності (1.0 або 0.5s), стабільність вимірювань незалежно від кліматичних умов та можливість вести облік за кількома часовими зонами. Електронні прилади здатні вимірювати як активну, так і реактивну потужність, вести незалежні журнали подій (фіксація зникнення напруги, перекосу фаз, спроб відкриття клемної кришки) та інтегруватися в автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) завдяки вбудованим модулям зв'язку. До відносних недоліків електронних лічильників можна віднести їхню вищу початкову вартість та підвищену чутливість мікроелектроніки до грозових перенапруг, що, втім, легко нівелюється обов'язковим встановленням пристроїв захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП) у відповідному розподільчому щиті.

Виходячи з проведеного порівняльного аналізу та жорстких нормативних вимог операторів систем розподілу (Обленерго), для проєктування сонячної електростанції під "Зелений тариф" єдиним можливим та технічно обґрунтованим варіантом є використання трифазного електронного двонаправленого лічильника. Двонаправленість є критично важливою характеристикою, оскільки такий прилад має два незалежні регістри пам'яті: один фіксує енергію, спожиту об'єктом з мережі (імпорт), а інший — чисту енергію, віддану в державну мережу від сонячних інверторів (експорт). Для розроблюваної гібридної системи потужністю 50 кВт рекомендується встановлення сучасного інтелектуального електронного лічильника прямого або трансформаторного включення (наприклад, серій GAMA 300, NIK 2307 або Iskraemeco MT382), який обов'язково укомплектований вбудованим GSM/LTE модемом. Наявність модуля бездротового зв'язку є обов'язковою вимогою законодавства для систем розподіленої генерації, оскільки вона забезпечує автоматичну дистанційну

передачу даних про виробіток на сервери енергокомпанії, позбавляє власника необхідності ручного зняття показників та гарантує своєчасне й безпомилкове нарахування фінансових виплат за згенеровану екологічно чисту електроенергію.

Для остаточної специфікації розроблюваної сонячної електростанції приймається рішення про встановлення трифазного електронного двонаправленого лічильника NIK 2307 ARP3T (див. рисунок 2.9). Вибір модифікації лічильника прямого включення (з номінальним/максимальним струмом 5/120А) технічно обґрунтований тим, що максимальний робочий струм обраного інвертора потужністю 50 кВт становить близько 76 Ампер. Це дозволяє підключити прилад обліку безпосередньо в розрив силової лінії, уникаючи необхідності встановлення додаткових трансформаторів струму, що значно спрощує монтажну схему та знижує загальну вартість вузла обліку. Обрана модель лічильника повністю відповідає вимогам комерційного обліку: має клас точності 1.0 для активної енергії, підтримує багатотарифний облік, фіксує перетікання енергії у двох напрямках (імпорт/експорт) та оснащена інтегрованим GSM/GPRS-модемом для автоматизованої передачі даних до системи АСКОЕ енергопостачальної компанії.



Рисунок 2.9 – Трифазний електронний двонаправлений лічильник NIK 2307 ARP3T

Зм..	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП.141.042.017.ПЗ

Аркуш

48

2.9 Вибір кабелів живлення

Для забезпечення надійної, ефективної та безпечної роботи розроблюваної гібридної сонячної електростанції критично важливо правильно підібрати кабельну продукцію. Кабельні лінії забезпечують з'єднання фотоелектричних модулів між собою, підключення масивів до інвертора, комутацію високовольних акумуляторних батарей, а також передачу згенерованого змінного струму до вузла обліку та електромережі споживача.

Одним з основних критеріїв є вибір матеріалу провідника. Для об'єктів сонячної енергетики беззаперечною перевагою володіє мідь порівняно з алюмінієм. Мідь має значно вищу питому електропровідність, що дозволяє зменшити переріз кабелю при тих самих струмових навантаженнях, та є менш схильною до корозії. Крім того, алюміній є крихким металом, який може ламатися при монтажних вигинах, а його властивість швидко утворювати тугоплавку окисну плівку на повітрі погіршує якість контактних з'єднань, що при великих струмах може призвести до іскріння та пожежі. Таким чином, для всіх кіл електростанції обираємо мідь як матеріал для струмопровідних жил.

Для послідовного з'єднання сонячних панелей у стринги та паралельного зведення їх до інвертора буде використано спеціалізований сонячний кабель марки H1Z2Z2-K (або його аналоги, наприклад, KBE Solar чи Lapp Olflex) перерізом 6 мм². Вибір збільшеного перерізу (6 мм² замість стандартних 4 мм²) обґрунтований паралельним з'єднанням стрингів на входах інвертора, де сумарний струм досягає 28,4 А. Цей тип кабелю розроблений виключно для фотоелектричних систем і відповідає жорстким європейським стандартам EN 50618. Основні технічні характеристики кабелю H1Z2Z2-K (див. рисунок 2.10) наступні:

- матеріал провідника: багатодротяна луджена мідь (захист від окислення);

- вид ізоляції: подвійна із сітчасто-зшитого полімеру (без галогенів);
- номінальна напруга: до 1500 В постійного струму (DC);
- стійкість до ультрафіолетового випромінювання, озону та погодних умов;
- температурний діапазон експлуатації: від -40°C до $+90^{\circ}\text{C}$ (короткочасно до $+120^{\circ}\text{C}$);
- висока механічна міцність та стійкість до агресивних середовищ;
- розрахунковий термін служби: понад 25 років.



Рисунок 2.10 – кабель марки H1Z2Z2-K площею поперечного перерізу 6 мм^2

Для комутації високовольтного кластера акумуляторних батарей (LiFePO_4) з гібридним інвертором Deue 50K необхідно врахувати максимальні струми заряду та розряду. При максимальній потужності 50 кВт та номінальній напрузі батарей 716,8 В розрахунковий постійний струм становить близько 71 А. Для безпечної передачі такого струму обирається гнучкий мідний кабель в одинарній ізоляції марки ПуГВ (ПВ-3) (див. рисунок 2.11) або спеціалізований акумуляторний кабель перерізом 25 мм^2 .

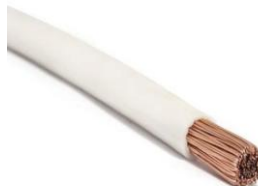


Рисунок 2.11 – кабель марки ПуГВ (ПВ-3) площею поперечного перерізу 25 мм^2

Передача згенерованої електричної енергії змінного струму від інвертора до щита АВР та двонаправленого лічильника вимагає використання надійного силового кабелю. Максимальний вихідний струм інвертора потужністю 50 кВт у трифазній мережі 400 В становить близько 76 А. Згідно з вимогами Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) щодо тривало допустимих струмових навантажень, для даної ділянки обирається п'ятижильний силовий кабель марки ВВГнг-LS 5х25 (див. рисунок 2.12) (п'ять жил перерізом 25 мм² кожна: L1, L2, L3, N, PE).



Рисунок 2.12 – силовий кабель марки ВВГнг-LS

Абревіатура "нг-LS" (Low Smoke) означає, що оболонка кабелю виконана з полівінілхлоридного пластикату зниженої пожежної небезпеки, який не підтримує горіння при груповому прокладанні та має низький рівень виділення диму і токсичних газів. Жила кабелю ВВГнг-LS перерізом 25 мм² є багатодротною, що забезпечує достатню гнучкість при монтажі в електрощитових. Кабель призначений для передачі електроенергії в стаціонарних установках номінальною напругою до 1 кВ і забезпечує найвищий рівень експлуатаційної та пожежної безпеки об'єкта.

3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Динаміка вартості технологій відновлюваної енергетики

За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства, вартість різних технологій відновлюваної енергетики має стійку тенденцію до зниження (див. рисунок 3.1), що пояснюється інтенсивним розвитком науково-технічних розробок та масштабуванням виробництва.

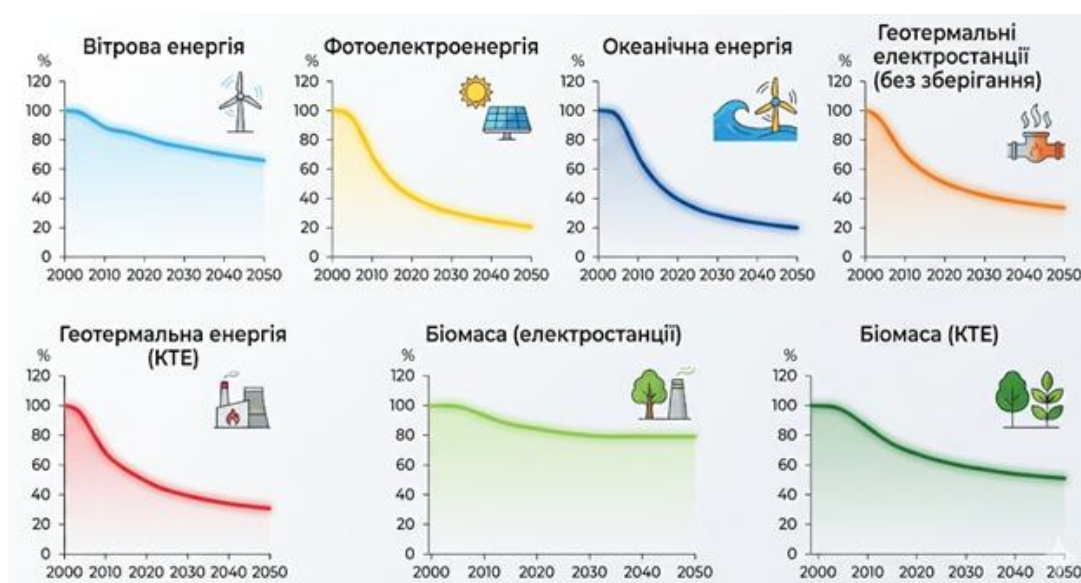


Рисунок 3.1 – Динаміка вартості різних технологій відновлюваної енергетики

Важливо зауважити, що зниження витрат залежить не лише від часу, а передусім від кумулятивного ефекту масового виробництва, який потребує постійного розвитку ринку цих технологій. Більшість технологій відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) здатні зменшити інвестиційні витрати на 20 – 50% після 2040 року (див. рисунок 3.2), досягнувши повного розвитку. Зниження капітальних інвестицій призводить до пропорційного зниження собівартості виробництва електричної енергії.

					ДП.141.042.017.ПЗ		
Зм..	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА		
Розробив	Толкач Б.О.						
Перевір	Антипчук Б.О.						
Н. Контр.	Антипчук Б.О.						
Затв.	Лавріщев О.О.						
					Літ.	Арк.	Аркушів
					9	52	69
					ЖАТФК, Гр. Е-42		



Рисунок 3.2 – Інвестиційні витрати для різних технологій відновлюваної енергетики з урахуванням кривих освоєння

Отже, можна зробити висновок, що з кожним роком використання відновлюваних джерел енергії стає все більш вигідним, що підкреслює актуальність даної дипломної роботи.

3.2 Розрахунок капітальних затрат

У даному дипломному проєкті розроблена система альтернативного електропостачання на базі гібридної сонячної електростанції потужністю 50 кВт з даховим розміщенням фотомодулів та системою накопичення енергії. Для оцінки економічної вигідності даної системи необхідно визначити капітальні та експлуатаційні витрати на її впровадження, а також розрахувати термін окупності.

Капітальні витрати – це фінансові кошти, які використовуються для створення, придбання та монтажу основних фондів системи. Такі витрати є одним з ключових показників, що використовуються для економічної оцінки

ефективності розробленої системи. У таблиці 3.1 наведені всі капітальні витрати на обладнання, необхідні для реалізації нашого проєкту.

Таблиця 3.1 – Капітальні витрати на розроблену систему

№	Назва технічних матеріалів	Кількість, шт	Ціна за одиницю, грн	Сума, грн
Система опалення				
1	Сонячна панель Jinko Solar Tiger Neo 620W	92	4800	441600
2	Гібридний інвертор Deye SUN-50K-SG01HP3-EU	1	210000	210000
4	Акумуляторний модуль Deye BOS-G 5.12 кВт·год	14	48000	672000
5	Блок керування АКБ (BMS High Voltage) та шафа	1	50000	50000
6	Пристрій ABP CHINT NXZM-125S/4P	1	15000	15000
7	Двонаправлений лічильник NIK 2307 ARP3T	1	8500	8500
8	Кабельна продукція	1	45000	45000
Разом:				1442100

Вартість монтажно-налагоджувальних робіт буде визначена за допомогою формули:

$$K_{MH} = \sum (C_i \cdot a \cdot t_i) \cdot K_D \cdot K_{CM} \cdot K_{PP} , \quad (3.1)$$

де:

C_i – чисельність працівників (приймаємо бригаду з 4 осіб);

a – годинна тарифна ставка, грн (приймаємо 250 грн/год);

t_i – час виконання робіт, годин (приймаємо 40 годин);

K_D – коефіцієнт доплат (приймаємо рівним значенню 1,1);

K_{CM} – коефіцієнт, який враховує відрахування на соціальні заходи (приймаємо рівним значенню 1,22);

K_{PP} – коефіцієнт інших витрат (приймаємо рівним значенню 1,1).

Отже отримаємо:

$$K_{MH} = 4 \cdot 250 \cdot 40 \cdot 1,1 \cdot 1,22 \cdot 1,1 = 59048 \text{ грн.}$$

Вартість транспортних витрат визначається згідно з тарифами перевізника, масою вантажу та відстанню. Враховуючи велику масу обладнання (понад 3.5 тонни панелей та акумуляторів), орієнтовна вартість доставки складатиме 20 000 грн.

Отже, загальні капітальні витрати становлять:

$$K = K_{OB} + K_{TP} + K_{MH}, \quad (3.2)$$

де:

K_{OB} – вартість устаткування по зведенню витрат (без ПДВ), грн.;

K_{TP} – транспортно-заготівельні й складські витрати, грн.;

K_{MH} – витрати на монтаж і налагодження встаткування, грн.

Отримаємо, що:

$$K = 1442100 + 20000 + 59048 = 1521148 \text{ грн.}$$

3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування протягом певного періоду, виражені у грошовій формі, називаються експлуатаційними витратами. Основні складові експлуатаційних витрат для електротехнічного устаткування та енергомереж включають:

- амортизаційні відрахування (C_a);
- вартість спожитої електроенергії (C_e);
- заробітна плата обслуговуючого персоналу та відрахування на соціальні заходи (C_z);

- витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт устаткування (C_T);
- інші витрати ($C_{ін}$).

Річні експлуатаційні витрати становлять:

$$C = C_a + C_e + C_z + C_m + C_{ін} . \quad (3.3)$$

Оскільки система автоматизована, всі планові огляди проводяться власником, тому витрати на персонал (C_z) та інші інвестиційні витрати ($C_{ін}$) дорівнюють нулю. Термін якісного використання обладнання становить 20 років. При прямолінійному методі норма амортизації (H_a) дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_n}{\Phi_n \cdot T_n} \cdot 100\% , \quad (3.4)$$

де:

T_n – час якісного використання (амортизаційний період);

Φ_n – початкова ціна системи, грн.

Будемо мати, що:

$$H_a = \frac{1521148}{1521148 \cdot 20} \cdot 100\% = 5 \% .$$

Тоді, річні відрахування на амортизацію для розробленої системи дорівнюють:

$$C_a = \frac{\Phi_n \cdot H_a}{100} = \frac{1521148 \cdot 5}{100} = 76057,4 \text{ грн} . \quad (3.5)$$

Щорічні витрати на технічне обслуговування (C_t) становлять 1% від загальних капітальних витрат:

$$C_m = 0,01 \cdot K = 0,01 \cdot 1521148 = 15211,5 \text{ грн.} \quad (3.6)$$

Річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування розраховуються за формулою (3.4) і становлять:

$$C = 76057,4 + 0 + 0 + 15211,5 = 91268,9 \text{ грн.}$$

3.4 Розрахунок терміну окупності розробленої систем

Впровадження систем електропостачання з використанням фотоелектричних перетворювачів на сьогоднішній день вимагає значних початкових капіталовкладень, проте їх подальше експлуатаційне обслуговування характеризується низькою енергоємністю та мінімальними операційними витратами. Головним фінансовим завданням під час оцінки доцільності проекту є розрахунок терміну окупності основних капітальних витрат (CAPEX) за рахунок економії електроенергії та отримання прибутку від генерації.

Спроектована система електропостачання за своєю структурою є гібридною (резервною). Вона поєднує в собі функціонал мережевої (On-Grid) та автономної (Off-Grid) систем. Завдяки такій архітектурі, згенерована сонячна енергія першочергово спрямовується на покриття поточного споживання приватного будинку та заряджання акумуляторних батарей, які слугують надійним резервом під час аварійних перерв у централізованому електропостачанні. Увесь надлишок виробленої енергії автоматично експортується в зовнішню електромережу з метою отримання фінансової компенсації.

Відповідно до Закону України № 514-VIII «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії» та постанов НКРЕКП, для сонячних електростанцій приватних домогосподарств (до 30 кВт), введених в експлуатацію у період з 1 січня 2025 року до 31 грудня 2029 року, встановлено ставку «зеленого» тарифу на рівні 0,145 євро за 1 кВт·год. Водночас, оскільки потужність розробленої гібридної системи (50 кВт) перевищує ліміт для класичного «зеленого» тарифу фізичних осіб, економічна модель даного об'єкта спирається на сучасний механізм активного споживача — систему чистого вимірювання (Net Billing), закріплену Законом України № 3220-IX. Цей механізм дозволяє законно використовувати всю встановлену потужність 50 кВт для продажу надлишків електроенергії за ринковими цінами. Отримані кошти зараховуються на спеціальний особовий рахунок споживача і використовуються для взаєморозрахунків з енергопостачальною компанією в осінньо-зимовий період, коли власної генерації недостатньо, що робить проєкт юридично коректним та максимально фінансово вигідним.

Визначимо річне виробництво електроенергії нашою системою альтернативного енергозабезпечення приватного будинку за формулою:

$$W = \gamma \cdot S \cdot KKD_{СП} \cdot n_{днів} \cdot N_{СП}, \quad (3.7)$$

де:

γ – рівень середньорічної сонячної інсоляції (для регіону розташування приймаємо 3,12 кВт·год/м²/день);

S – площа обраної моделі сонячної панелі Jinko Solar 620W, яка становить 2,58 м²;

$KKD_{СП}$ – коефіцієнт корисної дії сонячної панелі (становить 22,3% або 0,223);

$n_{днів}$ – кількість днів в році;

$N_{СП}$ – кількість сонячних панелей у розробленій системі (92 шт).

$$W = 3,12 \cdot 2,58 \cdot 0,223 \cdot 365 \cdot 92 = 60287,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Щорічний максимальний прибуток (Y) від розробленої гібридної системи альтернативного енергозабезпечення розраховується за формулою:

$$Y_{\text{розробленої системи}} = 6,06 \text{ грн} \cdot W, \quad (3.8)$$

Отримаємо:

$$Y_{\text{розробленої системи}} = 6,06 \text{ грн} \cdot 60287,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 365342,8 \text{ грн.}$$

Для визначення терміну окупності системи альтернативного енергозабезпечення приватного будинку на базі сонячної електростанції з даховим розміщенням фото-модулів скористаємось формулою:

$$T_{\text{резервне живлення}} = \frac{K}{Y_{\text{розробленої системи}}}, \quad (3.9)$$

Отже, отримаємо, що:

$$T_{\text{резервне живлення}} = \frac{1521148}{365342,8} = 4,16 \text{ роки.}$$

Розрахунок підтверджує високу ефективність гібридної СЕС: при тарифу 0,145 євро термін окупності становить 4,2 роки. З огляду на 25-річний ресурс панелей, після цього періоду станція генеруватиме чистий прибуток. Крім того, система накопичення енергії гарантує об'єкту повну енергонезалежність під час кризових ситуацій в мережі.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів при монтажі та експлуатації сонячної електростанції

Спроектowana гібридна сонячна електростанція потужністю 50 кВт є складною електротехнічною установкою та об'єктом підвищеної небезпеки. Специфіка фотоелектричних систем полягає в тому, що сонячні панелі починають генерувати електричну енергію одразу при потраплянні на них світлового випромінювання. На відміну від класичних електромереж, генерацію постійного струму на рівні самих фотомодулів неможливо вимкнути звичайним рубильником — клеми панелей залишаються під напругою весь час, поки світить сонце.

Основним джерелом небезпеки розробленої системи є наявність двох типів небезпечної напруги:

- висока напруга постійного струму (DC): згідно з розрахунками комутації, сонячні панелі з'єднані у стринги, напруга холостого ходу в яких може досягати 850 В, крім того, акумуляторний кластер також має високовольтну архітектуру з робочою напругою понад 716 В; постійний струм такої напруги є вкрай небезпечним через високу ймовірність виникнення стійкої електричної дуги при розриві кола під навантаженням;
- напруга змінного струму (AC): після гібридного інвертора генерується трифазний змінний струм промислової частоти (50 Гц) з лінійною напругою 380/400 В, який безпосередньо взаємодіє із загальною електромережею та розподільчими щитами об'єкта.

					ДП.141.042.017.ПЗ		
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Толкач Б.О.			4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ		
Перевір		Антипчук Б.О.					
Н. Контр.		Антипчук Б.О.					
Затв.		Лавріщев О.О.					
					Літ.	Арк.	Аркушів
					9	60	69
					ЖАТФК, Гр. Е-42		

Враховуючи конструктивні особливості та умови розміщення обладнання на похилому даху будинку, під час виконання монтажних робіт, технічного обслуговування та експлуатації станції на працівників можуть впливати основні фізичні небезпечні виробничі фактори, серед яких першочерговою є небезпека ураження електричним струмом. Цей ризик виникає при випадковому дотику до неізольованих струмопровідних частин, таких як пошкоджені сонячні кабелі, конектори MC4 або відкриті клема інвертора, причому ураження постійним струмом високої напруги супроводжується глибоким термічним впливом на тканини організму, тоді як вплив змінного струму викликає фібриляцію серця та спазм дихальних м'язів, а виникнення дугового розряду при неправильному розмиканні контактів під навантаженням загрожує опіками обличчя та очей.

Водночас існує значна небезпека падіння з висоти, оскільки монтаж 92 панелей на похилій покрівлі на відстані понад 5 метрів від землі класифікується як верхолазні роботи, де загроза травмування посилюється через метеорологічні чинники, зокрема сильні пориви вітру, що створюють ефект «вітрила» при маніпуляціях із великогабаритними модулями площею 2,58 м², а також через слизьку поверхню даху після опадів чи роси.

Крім того, працівники піддаються ризику отримання термічних опіків від нагрітих поверхонь, оскільки в літній період під інтенсивною сонячною інсоляцією темна поверхня фотомодулів та їхні алюмінієві рами здатні нагріватися до температури 70 – 80°C, що при тривалому контакті з незахищеною шкірою призводить до термічних пошкоджень I – II ступеня.

4.2 Інженерно-технічні заходи з електробезпеки при експлуатації СЕС

Для забезпечення безпечних умов праці під час монтажу, технічного обслуговування та повсякденної експлуатації гібридної сонячної електростанції передбачено комплекс технічних заходів захисту, які відповідають вимогам Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) та

нормативним актам з охорони праці. Головним завданням цих заходів є унеможливлення ураження обслуговуючого персоналу та власників об'єкта електричним струмом, а також запобігання виникненню пожежонебезпечних ситуацій через струми витоку або коротке замикання.

Одним із найважливіших елементів системи електробезпеки є захисне заземлення. Усі металеві неструмопровідні частини обладнання, які внаслідок пробоя ізоляції можуть опинитися під напругою, підлягають обов'язковому підключенню до контуру заземлення будівлі з опором розтіканню струму не більше 4 Ом. Алюмінієві рами кожного фотоелектричного модуля послідовно з'єднуються між собою за допомогою спеціальних зубчастих заземлюючих шайб, які проколюють анодоване покриття рами для забезпечення надійного електричного контакту. Після цього загальний провідник заземлення (РЕ) від масиву сонячних панелей, а також металеві корпуси гібридного інвертора Deye 50K, шафи акумуляторних батарей та щитів автоматичного введення резерву надійно підключаються до головної заземлювальної шини (ГЗШ) об'єкта.

Для розриву електричних кіл у нештатних ситуаціях та захисту ліній від надструмів передбачено використання багаторівневої захисної апаратури. На стороні постійного струму (DC) кожний стринг панелей захищається плавкими запобіжниками, а перед входом в інвертор встановлюються спеціалізовані DC-вимикачі навантаження та пристрої захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП), які відводять енергію грозових розрядів у землю. На стороні змінного струму (AC) безпека гарантується встановленням автоматичних вимикачів із номіналом, що відповідає максимальному вихідному струму інвертора. Крім того, для захисту від струмів витоку на землю, які можуть виникнути при пошкодженні ізоляції кабелів, у розподільчому щиті обов'язково встановлюється протипожежний пристрій захисного вимкнення (ПЗВ) з номінальним струмом витоку 100 мА або 300 мА.

Особливу увагу при розробці регламенту безпечного обслуговування даної станції необхідно приділити специфіці використаних у проєкті двосторонніх (bifacial) фотоелектричних модулів. Традиційні правила безпеки дозволяють тимчасово деактивувати стандартну сонячну панель шляхом накриття її лицьової частини цупким світлонепроникним матеріалом. Проте, у випадку застосування двосторонніх модулів цей метод є категорично забороненим і вкрай небезпечним. Навіть якщо повністю закрити фронтальну площину такої панелі, її тильна сторона продовжує активно поглинати відбите від поверхні даху світло (альbedo) та генерувати небезпечну високу напругу на клеммах. Таким чином, панель та підключені до неї кабелі залишаються під напругою холостого ходу. Єдиним безпечним способом знеструмлення стринга для проведення ремонтних робіт є фізичне розмикання кола виключно за допомогою штатних ізольованих DC-вимикачів на інверторі або у спеціальних захисних щитках (combiner boxes) перед будь-яким втручанням у кабельну трасу.

4.3 Техніка безпеки при виконанні монтажних та ремонтних робіт

Роботи з електрообладнанням станції (де напруга постійного струму в стрингах сягає 850 В) повинні виконуватися виключно кваліфікованим персоналом із застосуванням засобів індивідуального захисту (ЗІЗ). Увесь ручний монтажний інструмент обов'язково повинен мати надійне електроізоляційне покриття руків'я, розраховане на роботу в електроустановках до 1000 В. До базового переліку ЗІЗ для електротехнічного персоналу належать перевірені діелектричні рукавички, а також спеціалізоване робоче взуття на товстій діелектричній підошві. Таке взуття не повинно містити металевих елементів і зобов'язане мати виражені антиковзні властивості для безпечного пересування по похилому даху.

Оскільки монтаж фотоелектричного поля здійснюється на покрівлі будівлі, ці операції класифікуються як верхолазні роботи. Для їх безпечного

					ДП.141.042.017.ПЗ	Аркуш
						63
Зм..	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

виконання необхідно використовувати надійно закріплені приставні драбини з гумовими башмаками проти ковзання або інвентарні риштування. Кожен працівник, який перебуває на висоті, зобов'язаний безперервно застосовувати сертифіковану страхувальну систему (пояс лямкового типу з амортизатором падіння), закріплену за надійні анкерні точки будівлі. Крім того, використання захисної будівельної каски є обов'язковим для всього персоналу на об'єкті з метою захисту від випадкових ударів та падіння інструменту чи кріплень з висоти.

Специфічним фактором небезпеки при монтажі масивів сонячних панелей є інтенсивне відбиття сонячного світла від їхніх скляних поверхонь. Раптове засліплення яскравим відблиском може призвести до втрати просторової орієнтації працівника на похилому даху, запаморочення та подальшого падіння з висоти. Для запобігання цьому, а також для захисту очей від шкідливого впливу відбитого ультрафіолетового випромінювання, правила техніки безпеки вимагають обов'язкового використання захисних окулярів із поляризаційними лінзами під час виконання всіх монтажних операцій у сонячну погоду.

4.4 Пожежна безпека та дії у надзвичайних ситуаціях

Основними причинами пожеж на сонячних електростанціях є виникнення електричної дуги постійного струму через поганий контакт у конекторах MC4, пошкодження ізоляції сонячних кабелів або коротке замикання. Додаткову загрозу становить перегрів ослаблених контактних з'єднань у розподільчих щитах змінного струму.

Оскільки обладнання СЕС постійно перебуває під небезпечною напругою, використання пінних або водних засобів пожежогасіння категорично заборонено через ризик смертельного ураження струмом. Для ліквідації загорянь застосовуються виключно вуглекислотні вогнегасники

(типу ОУ / ВВК). Вони ефективно охолоджують зону горіння і, на відміну від порошкових, не пошкоджують чутливу електроніку гібридного інвертора.

У разі надзвичайних ситуацій природного характеру (шквальний буревій, град) станцію необхідно негайно перевести в безпечний режим. Щоб уникнути ураження струмом або утворення дугового розряду, вимкнення проводиться у строгій послідовності:

- вимикаються автомати змінного струму (АС) на стороні будинку та загальної мережі;
- вимикаються роз'єднувачі постійного струму (DC-світчі) на інверторі;
- вимикається автоматичний вимикач на блоці акумуляторних батарей (BMS).

Категорично забороняється розмикати конектори MC4 під навантаженням. Також важливо пам'ятати, що навіть після повного відключення системи сонячні панелі на даху продовжують генерувати високу напругу протягом усього світлового дня.

ВИСНОВКИ

В даному дипломному проєкті було розроблено систему альтернативного енергозабезпечення електричною енергією приватного будинку на базі гібридної сонячної електростанції з даховим розміщенням фотомодулів та системою накопичення енергії.

В ході виконання даного дипломного проєкту було обґрунтовано вибір технології сонячної генерації та літєвих накопичувачів для його реалізації. У відповідності до плану приміщення та даху приватного будинку вибрано зону монтажу сонячних панелей, а також розраховано їх кількість (92 шт.), загальну потужність (57 кВт) та обрано схему реалізації електропостачання, яка є гібридною (поєднує автономну та мережеву роботу). Розраховано та обрано модель трифазного гібридного інвертора потужністю 50 кВт та обґрунтовано реалізацію підключення до нього фотоелектричних стрингів. Проведено розрахунок ємності та вибір типу високовольтних літій-залізо-фосфатних акумуляторних батарей (LiFePO₄), моторизованого пристрою АВР, двонаправленого електронного лічильника обліку електричної енергії, який дасть можливість враховувати «зелений тариф», захисної апаратури та кабелів з'єднання.

Капітальні витрати на реалізацію розробленої системи становлять: 1442100 грн, а її термін окупності (з урахуванням ставки «зеленого тарифу» 0,145 євро) – 4,16 роки.

					ДП.141.042.017.ПЗ		
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата			
Розробив	Толкач Б.О.				ВИСНОВКИ		
Перевір	Антипчук Б.О.						
					ЖАТФК, Гр. Е-42		
Н. Контр.	Антипчук Б.О.						
Затв.	Лавріщев О.О.						
					Літ.	Арк.	Аркушів
					9	66	69

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ

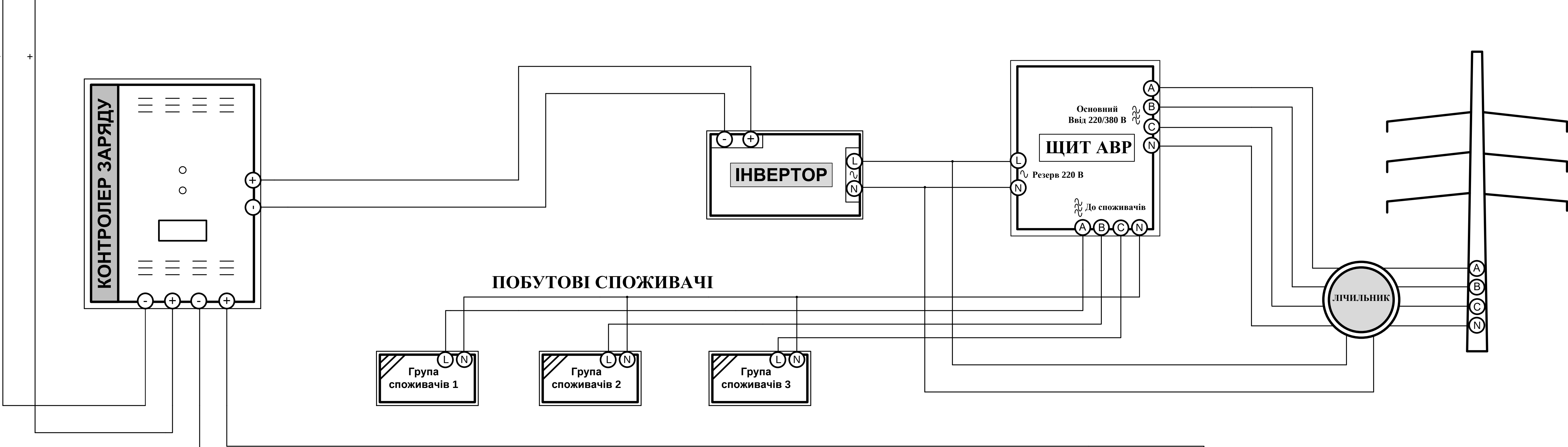
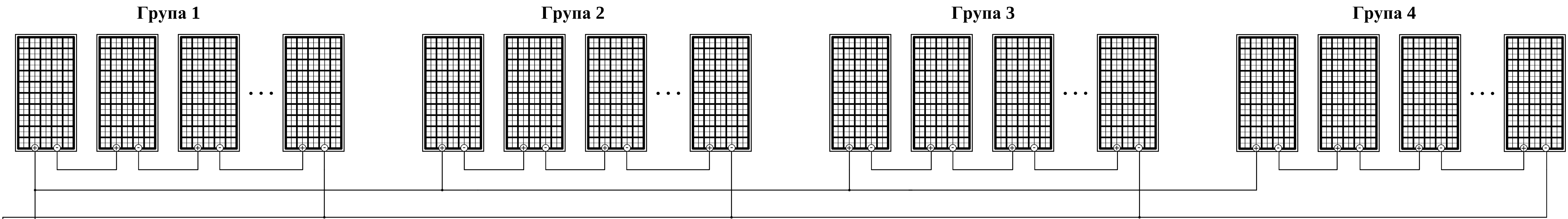
1. Про альтернативні джерела енергії: закон України. Відомості Верховної Ради України. 2003. № 24. С. 155.
2. Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію для приватних домогосподарств : постанова НКРЕКП від 29.09.2017 р. № 1186.
3. Дем'янчук І. Погріти руки на сонці. Україна молода. 2013.16 січ. С. 6.
4. Дослідження ринку електроенергії в Україні: реалії та перспективи // <http://publicaudit.com.ua/reports-on-audit/>
5. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей / Укренерго. Київ, 2017. 117 с.
6. Мачулін В., Литовченко В., Стріха М. Сонячна енергетика: порядок денний для світу й України. Вісник НАН України. 2011. № 5, С. 30-39.
7. Оксипич А. П., Тербан В. А., Волохов С. О., Ключ М. І., Скришевський В. А. та ін. Сучасні технології виробництва кремнію та кремнієвих фотоелектричних перетворювачів сонячної енергії. Кривий Ріг, 2010. 266 с.
8. Савченко А. В., Костильов В. П., Литовченко В. Г. та ін. Рекомбінаційні характеристики пластин монокристалічного кремнію з приповерхневим порушенням шаром. УФЖ. 2013. Т. 58. № 2. С. 142-150.
9. Стріха В. І. Сонячна енергетика і проблеми її розвитку. Київ, 1983. 16 с.
10. Відновлювальні джерела енергії : монографія / за заг. ред. С. О. Кудрі. Київ : Ін-т відновлювальної енергетики НАНУ, 2020. 392 с.

					<i>ДП.141.042.017.ПЗ</i>		
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Толкач Б.О.			СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ		
Перевір		Антипчук Б.О.					
Н. Контр.		Антипчук Б.О.					
Затв.		Лавріщев О.О.					
						Літ.	Арк.
						у	67
						Аркушів	
						69	
						ЖАТФК, Гр. Е-42	

11. Струк Х. М. Визначення економічної ефективності сонячної енергії в різних регіонах України. Тернопіль, 2017. 108 с.
12. Основи охорони праці : підруч. для студентів вищ. навч. закладів / за ред. М. П. Гандзюка. Київ : Каравела, 2003. 408 с.
13. Antypchuk B. O. Research of the impact of production and operation of photoelectric panels on the environment : abstracts / B. O. Antypchuk. *The 6th International scientific and practical conference "Progressive research in the modern world" (March 2-4, 2023)*. Boston : BoScience Publisher, 2023. P. 225-227.
14. Герасимюк О. Типи сонячних батарей та їх ККД / О. Герасимюк. *Компанія "Концепція Енергозбереження"*. 2016. URL: <https://cutt.ly/te7r02e>.
15. Типи сонячних батарей та їх ККД // <https://alternative-energy.com.ua>
16. Типи сонячних панелей // <https://www.atmosfera.ua/uk/sonyachni-elektrostantsii/tipi-sonyachnix-panelej/>
17. <https://ecoenerhiia.ua/sonjachni-batarei/>
18. <https://www.atmosfera.ua/uk/sonyachni-elektrostantsii/sxemi-organizacii-sonyachnix-elektrostantsij/>
19. <https://studfiles.net/preview/5685496/page:31/>
20. <http://dovidkam.com/remont/invertor-dlya-sonyachnix-batarej-navishhovin-potriben-i-chim-korisnij.html>
21. <http://www.ecosvit.net/ua/akumulyatorni-batarei-akumulyatori-lipo>
22. <http://www.wel.net.ua/>

[illegible]

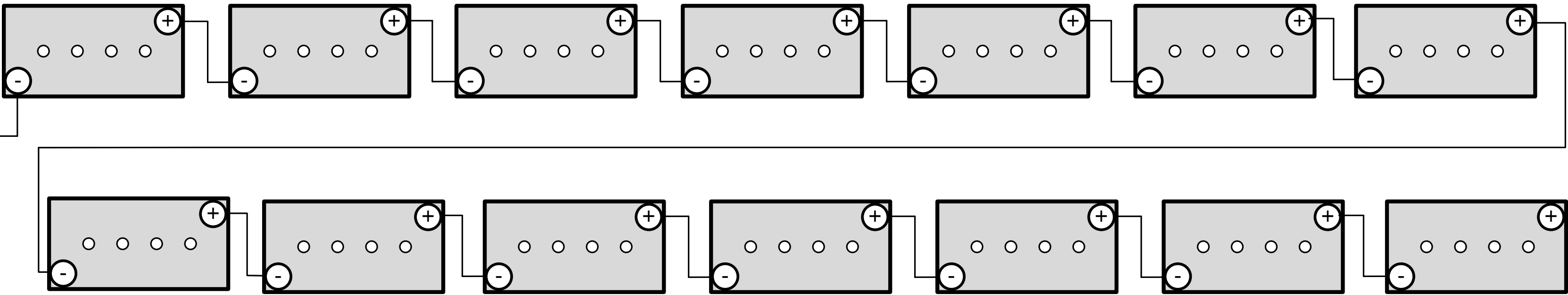
СОНЯЧНІ БІФРАКЦІЙНІ ФОТО-МОДУЛІ (ПАНЕЛІ)



ПОБУТОВІ СПОЖИВАЧІ

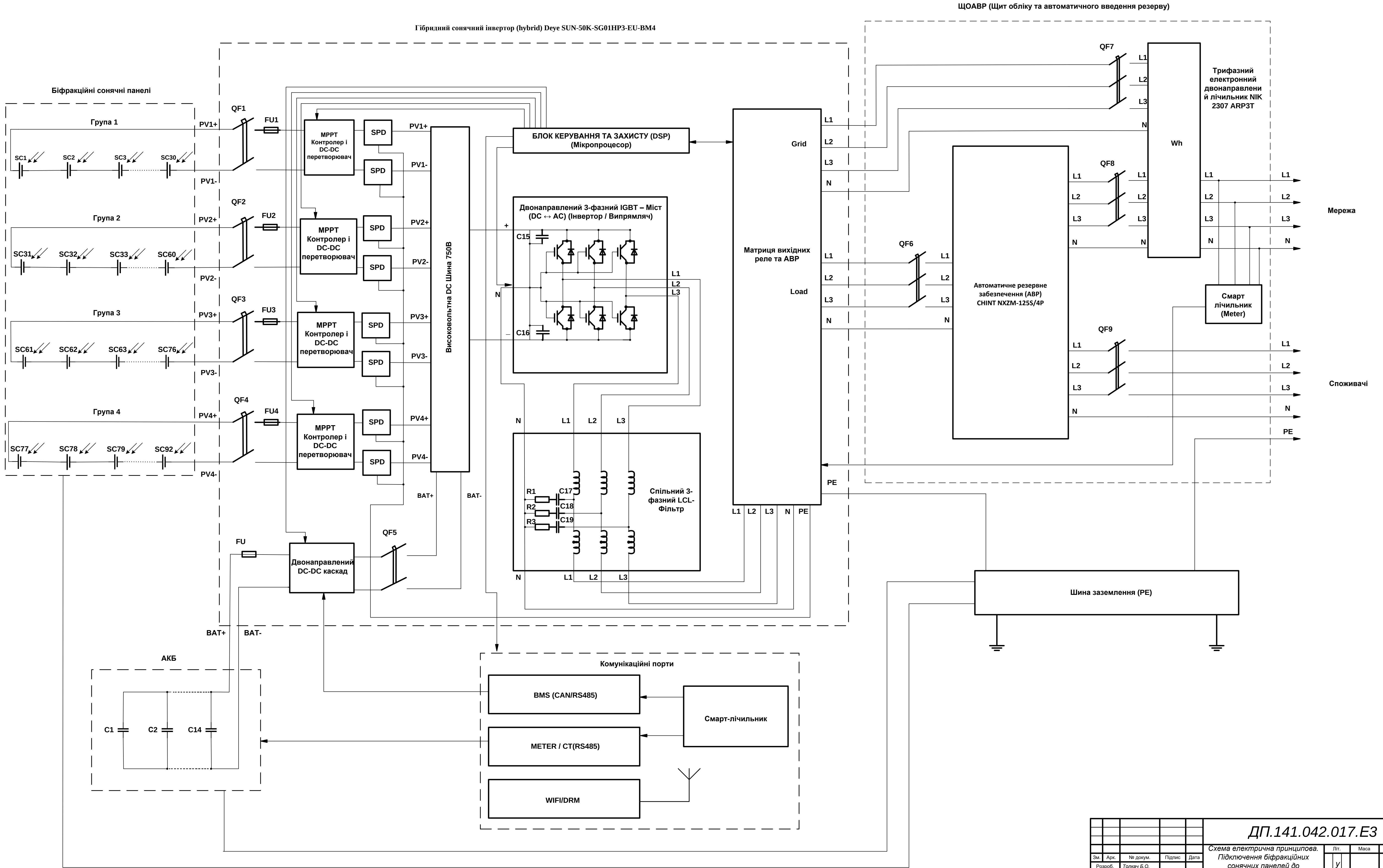


БЛОК АКУМУЛЯТОРНИХ БАТАРЕЙ



					ДП.141.042.017.Е1		
Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата	Схема електрична структурна. Енергоефективна сонячна електростанція для приватного домогосподарства реалізована на базі біфракційних сонячних панелей		
Розроб.	Толкач Б.О.						
Перевір.	Антличук Б.О.						
Т.контр.							
Н.контр.	Антличук Б.О.				ЖАТФК, ар. Е-42		
Затверд.	Лаврищев О.О.						

Літ.	Маса	Масштаб
У		
Аркуш 1		Аркушів 2



						ДП.141.042.017.E3		
Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		Схема електрична принципова. Підключення біфракційних сонячних панелей до контролера заряду/розряду та інвертора		
Розроб.	Топчак Б.О.							
Перевір.	Антличук Б.О.							
Т.контр.								
Н.контр.	Антличук Б.О.					ЖАТФК, гр. Е-42		
Затверд.	Лаврицьке О.О.							

Літ.	Маса	Масштаб
У		
Аркуш 2		Аркушів 2