

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

Навчально-науковий Інститут Електроенергетики

(інститут)

Електротехнічний

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

Студента Вашенка Єгора Андрійовича

(ПІБ)

академічної групи 141М-19-3

(шифр)

спеціальності 141 – ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА

(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА

(офіційна назва)

на тему _____

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Луценко І.М.			
розділів:	Луценко І.М.			
Технологічний розділ	Луценко І.М.			
Спеціальний розділ				
Економічний розділ	Тимошенко Л.В.			
Рецензент	Топаля М.А.			
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

Дніпро
2020

завідувач кафедри

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Завідувач кафедри

Електроенергетики

(повна назва)

Папайка Ю.А.

(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20 ____ року

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

Студенту Вашенку Є.А. академічної групи 141м-19-3

(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 – ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА
спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА
ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА

(офіційна назва)

на тему Розробка електричної частини сонячної станції з двосторонніми
фотоелектричними модулями

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Вступна частина</i>	Провести огляд ринку біфокальних ФЕМ, їх порівняння з іншими видами фотоелектричних модулів та перспективи використання в Україні	12.10.20 – 01.11.20
<i>Основна частина</i>	Розрахунок основних електричних параметрів СЕС, вибір та розстановка обладнання, проведення розрахунку електричної генерації	02.11.20-29.11.20
<i>Економічний</i>	Виконати техніко-економічні розрахунки доцільності використання обраного виду ФЕМ на СЕС	30.11.20-13.12.20

Завдання видано _____ Луценко І.М.
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.10.2020 р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 17.12.2020

Прийнято до виконання _____ Вашенко Є.А.
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

Реферат

Пояснювальна записка: 100 сторінок, 27 таблиць, 33 рисунки, 43 джерела, 4 додатки.

Ключові слова: фотоелектрична станція, сонячна станція, двосторонні ФЕМ, вибір основного обладнання СЕС, точка підключення, система телемеханіки, система моніторингу, АСКОЕ, розрахунок КЗ.

Мета кваліфікаційної роботи: провести розрахунок електричної частини СЕС з використання двосторонніх ФЕМ та зробити оцінку доцільності використання технології

У вступі приводиться короткий опис актуальності використання технології двосторонніх ФЕМ.

У технологічному розділі розглядаються загальні тренди світової та української сонячної енергетики, основні технології будівництва ФЕМ.

У спеціальному розділі проводиться розрахунок та вибір основного та допоміжного обладнання СЕС, розрахунок режиму короткого замикання та рівня загальорічної генерації електроенергії

У економічному розділі проводиться техніко-економічне обґрунтування доцільності використання двосторонніх ФЕМ при різних режимах роботи у порівнянні з аналогічним одностороннім варіантом.

Результати роботи: за результатами розрахунків підтверджені переваги використання двосторонніх фотоелектричних ФЕМ над класичним варіантом у плані окупності та прибутковості при однаковій номінальній потужності.

Abstract

Explanatory note: 97 pages, 27 tables, 33 figures, 43 sources, 4 appendices.

Keywords: photovoltaic station, solar station, bifacial solar panels, selection of the main equipment of solar plant, connection point, telemechanics system, monitoring system, ASKOE, short circuit calculation.

The purpose of the qualification work: to calculate the electrical part of the solar plant for the use of bifacial solar panels and to assess the feasibility of using the technology

The introduction provides a brief description of the relevance of using the technology of bifacial solar panels.

The technological section considers the general trends of world and Ukrainian solar energy, the main technologies of bifacial solar panels construction.

In a special section, the calculation and selection of the main and auxiliary equipment of the solar plant, the calculation of the short-circuit mode and the level of annual electricity generation

In the economic section the feasibility study is carried out expediency of use of bifacial solar panels at various operating modes in comparison with similar unilateral variant.

The results of the work: according to the results of calculations, the advantages of using bifacial solar panels over the classical variant in terms of payback and profitability at the same nominal power are confirmed.

ЗМІСТ

		Стор.
	Вступ	7
1	Технологічний розділ	
1.1	Сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні і світі	8
1.2	Аналіз сучасних технологій виготовлення фотоелектричних модулів	13
1.3	Перспективні технології застосування ФЕМ з підвищеним ККД	17
1.4	Технічне завдання на проектування ФЕС з двосторонніми ФЕМ	20
1.5	Типова структура мережевих фотоелектричних наземних станцій	21
1.6	Висновки та постановка задач щодо розробки проекту електричної частини ФЕС з двосторонніми ФЕМ	22
2	Спеціальний розділ	
2.1	Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС	24
2.2	Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ	26
2.3	Вибір інверторів, Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів	30
2.4	Розрахунок кількості ФЕМ та максимальної панельної потужності станції.	35
2.5	Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ та виконання розстановки поля ФЕМ	36
2.6	Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму	39
2.7	Вибір параметрів кабельних ліній напругою до 1 кВ	41
2.8	Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів	43

2.9	Вибір точки підключення СЕС та параметрів лінії електропередач напругою вище 1 кВ	44
2.10	Розрахунок струмів КЗ в мережах до та вище 1 кВ	48
2.12	Вибір комутаційного обладнання для видачі потужності в мережу, обладнання КТП, вибір захисного обладнання	51
2.13	Перелік додаткових систем для роботи СЕС	60
2.14	Електропостачання власних потреб	62
2.15	2.17. Розрахунок продуктивності ФЕС	64
3	Економічний розділ	72
3.1	Вступ.	
3.2	Розрахунок капітальних інвестицій	74
3.3	Розрахунок експлуатаційних витрат	78
3.4	Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення	85
3.5	Визначення та аналіз показників економічної ефективності	85
	Висновки за розділами	87

Вступ

Головним трендом сонячної енергетики є постійне зниження питомої вартості потужності ФЕМ. Це зумовлене веденням постійної наукової роботи з удосконалення процесів виробництва фотоелектричних модулів, а також впровадження нових технологій, здатних підвищити одиничну потужність ФЕМ. При цьому у останні роки відвищення питомого ККД ФЕМ значно загальмувалось з причини досягнення плато у відношенні доцільності впровадження нових технологій – вартість виробництва одиниці продукції.

З цієї причини в останній час стрімкий ріст отримала технологія двосторонніх ФЕМ, що за допомогою технологічного рішення генерації електроенергії від розсіяного світла під столом фотомодулів може підвищити рівень загальної генерації СЕС до 30%

У даному дипломному проєкті запропоновано рішення використання двосторонніх ФЕМ при будівництві СЕС встановленою потужністю 0,99 МВт, що включає в себе технічний та економічний розрахунки, а також аналіз доцільності впровадження такої технології

1. Технологічний розділ

1.1 Сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні і світі

У 2020 році відновлювальні джерела енергії показали гарні темпи росту у частці виробництва електроенергії в результаті блокування промислової та інших галузей споживання електроенергії у результаті пандемії коронавірусу. Глобальне виробництво електроенергії в I кварталі 2020 року було на 2,6% нижчим, ніж у I кварталі 2019 року. Загальна частка виробництва сонячної енергетики у порівнянні з іншими джерелами енергії складає 3% [1]

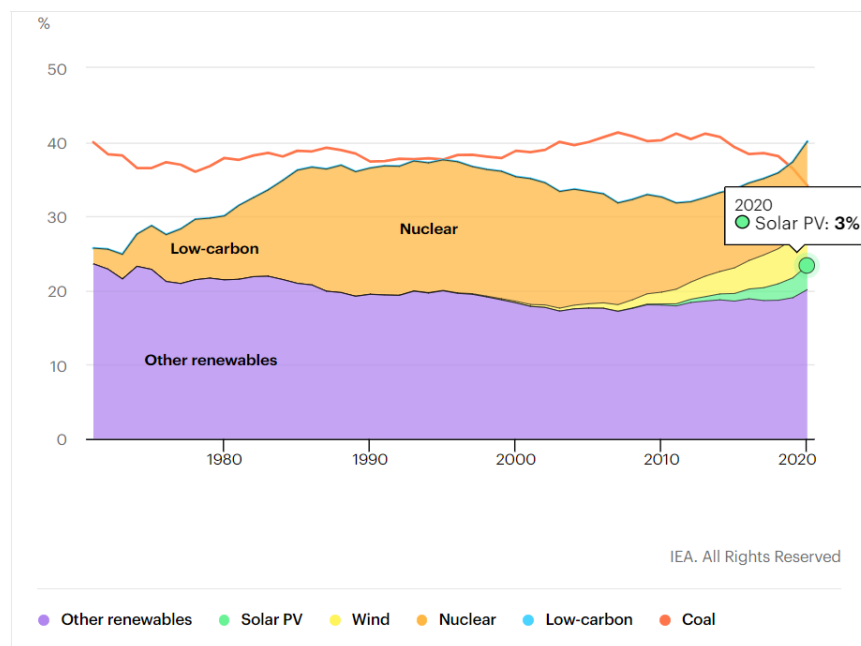


Рис. 1 Порівняння рівня виробництва електроенергії сонячною енергетикою у порівнянні з іншими джерелами

Сектор сонячної енергетики наразі зростає прискореними темпами. Головними рушіями цього процесу є тенденція зниження собівартості фотомодулів у порівнянні з минулими роками. Для прикладу, середня вартість фотоелектричних систем китайського виробництва знизилась на 25% у порівнянні з 2018 роком, або 45 % з 2016 роком. [1]

Протягом довгого часу теплові електростанції, що спалюють вугілля й природний газ, були переважним джерелом надійного та економічного постачання електроенергії. Вископне паливо є дешевим і легко видобувається, але під час горіння створює велику кількість газу CO₂ та інших шкідливих речовин. Наразі не має потреби детально обговорювати наслідки споживання звичайних джерел енергії. У останні роки йде глобальний тренд екологічно

свідомого використання природних ресурсів, що є стимулом до стрімкого збільшення частки відновлюваної енергетики у частці світової генерації та створення нових технологічних рішень для ефективного акумулювання та використання зокрема сонячної електроенергії. Підвищення рівня обізнаності населення щодо зміни клімату та його впливу на довкілля значно скоротило кількість нових вугільних та газових електростанцій. У 2017 році приріст видобутку вугільних електростанцій становив лише 23% у порівнянні з 2010 роком. [2]

Ідеальним рішенням щодо проблеми глобального потепління та дедалі більшого попиту на електроенергію є встановлення «чистіших» джерел видобутку енергії, таких як сонячні та вітряні електростанції. У 2018 році (як і у 2019) загальносвітова потужність СЕС складала понад 100 ГВт на рік. Для порівняння, у 2009 році, лише десятиліття тому, потужність на рік становила лише близько 10 ГВт.[2]

Однак наявні PV-системи розподілені по всьому світу неоднаково. Китай тримає перше місце, за ним йдуть ЄС, США та кілька азіатських країн, таких як Японія та Індія. Згідно з доповіддю Bloomberg NEF, у найближчі роки потужність СЕС буде зростати, але повільнішими темпами. Завдяки урізанню пільгових тарифів, темпи зростання у Китаї знизяться, а ЄС навпаки намагатиметься досягти своїх цілей на 2020 рік.

Видобуток сонячної енергії все ще потребує підтримки урядів, і один з найпопулярніших методів такої підтримки – так званий зелений тариф. Так званий пільговий тариф означає, що оператори мережі платять за енергію, подану назад в мережу. Пільгова політика сприяла стрімкому розвитку сонячної енергетики в Китаї, Німеччині та інших країнах. Однак з 2019 року уряди почали зменшувати свої зелені тарифи. Наприклад, Китай знизив тариф на 25% проти 2018 року, або на 45% у порівнянні з 2016 роком. З 2019 року Німеччина також скоротила пільги для дахових систем між 40 і 750 кВт. Таким чином уряди різних країн реагують на зниження собівартості фотоелектричних систем.[3]

Також спостерігається загальне підвищення цін на електроенергію. Останнім десятиліттям в Європі ціни на електроенергію для домогосподарств не надто зросли, головним чином через збільшення податку.

Щоб задовольнити вимоги світового ринку, провідні виробники PV-модулів щорічно нарощують потужність свого виробництва, і таким чином сприяють зниженню цін. Тенденція розгортання виробництва

продовжуватиметься, оскільки попит на електроенергію зростає, а електростанції на викопному паливі зменшують свої потужності.

Станом на кінець 2020 року, сумарна кількість станцій на території України складала вже більш як 24 тисячі, а загальна потужність усіх СЕС становить 712 МВт, з яких в III кварталі 2020 го було введено 53 МВт (+ 8%).

В проміжку з 2016 року до початку квітня 2020 року, загальна генерація всіх домашніх електростанцій, які підключені до «зеленого тарифу», склала 484 258 МВт. А тільки за перший квартал цього року виробіток становив майже 100 тис. МВт*год.

Лідерство по кількості та сумарній потужності всіх станцій впевнено утримує Дніпропетровська область. Активно «зелена» енергетика продовжує розвиватися і в Тернопільській, Франківській, Київській та Закарпатській областях. Число приватних господарств, які перейшли на сонячну електроенергію, в III кварталі цього року збільшилося майже на 2 тис. Таким чином, на використання сонячної енергетики вирішили вже понад 27,62 тис. домогосподарств, повідомила прес-служба Держенергоефективності.[5]

ДИНАМІКА РОЗВИТКУ СЕСд

2014	-	-	-	21 (0,1 МВт)	21 (0,1 МВт)
2015	19 (0,2 МВт)	54 (0,5 МВт)	38 (0,4 МВт)	112 (1 МВт)	223 (2,1 МВт)
2016	54 (1,2 МВт)	132 (1,7 МВт)	195 (2,8 МВт)	484 (8,8 МВт)	865 (14,5 МВт)
2017	200 (3,4 МВт)	326 (4,8 МВт)	688 (12,2 МВт)	687 (13,9 МВт)	1901 (34,3 МВт)
2018	543 (12 МВт)	1107 (26 МВт)	1371 (32 МВт)	1419 (36 МВт)	4 440 (106 МВт)
2019	1393 (33 МВт)	3045 (86 МВт)	2902 (69 МВт)	7178 (208 МВт)	14 518 (396 МВт)
2020	2171 (65 МВт)				2171 (65 МВт)
Разом 24 139 (618 МВт)					

**Обсяг проданої е/е
по зеленому тарифу**
484 258 МВт*год 2016-2020 (1 кв.)
98 373 МВт*год 2020 (1 кв.)

Лідери (обл.)



Дніпропетровська



Тернопільська



Київська






Інвестовано 495 млн. євро

Рис 2. Динаміка розвитку сонячної енергетики в Україні

РЕЙТИНГ РЕГІОНІВ ПО КІЛЬКОСТІ СЕСД

№	Область	Кількість СЕСД	Чисельність населення	К-ть СЕСД на 1000 осіб
1	Тернопільська	2 239	1 045 879	2,14
2	Херсонська	1424	1 037 640	1,37
3	Івано-Франківська	1802	1 373 252	1,31
4	Кіровоградська	1222	945 549	1,29
5	Закарпатська	1447	1 256 802	1,15
6	Київська	1999	1 767 940	1,13
7	Чернівецька	957	904 374	1,06
8	Дніпропетровська	3 200	3 206 477	1,00
9	Хмельницька	1225	1 264 705	0,97
10	Вінницька	962	1 560 394	0,62
11	Миколаївська	666	1 131 096	0,59
12	Волинська	592	1 035 330	0,57
13	Черкаська	686	1 206 351	0,57
14	Житомирська	641	1 220 193	0,53
15	Сумська	493	1 081 418	0,46
16	Одеська	998	2 380 308	0,42
17	Львівська	939	2 522 021	0,37
18	Рівненська	415	1 157 301	0,36
19	Полтавська	487	1 400 439	0,35
20	Чернігівська	218	1 005 745	0,22
21	Харківська	557	2 675 598	0,21
22	Запорізька	282	1 705 836	0,17
23	Донецька	434	4 165 901	0,10
24	м. Київ	189	2 950 819	0,06
25	Луганська	65	2 151 833	0,03
	Всього	24 139	42 153 201	0,57

ТОП 5 областей за кількістю

	Дніпропетровська	3 200
	Тернопільська	2 239
	Київська	1 999
	Івано-Франківська	1 802
	Закарпатська	1 447

ТОП 5 за загальною потужністю, МВт






	Дніпропетровська	86 МВт
	Тернопільська	62 МВт
	Івано-Франківська	47 МВт
	Київська	42 МВт
	Закарпатська	41 МВт

Рис 3. Статистика сонячної енергетики за регіонами

В останні роки в Україні, після надання державної підтримки, генерація на ВДЕ набула достатньо стрімкого розвитку (рис.). У 2019 році виробіток електричної енергії на ВДЕ в загальній структурі виробництва електричної енергії досягнув 3,6 %, або 5,5 млрд. кВт·год (для прикладу весь експорт електричної енергії до країн Східної Європи з ОЕС України у 2019 році склав величину на рівні 5,8 млрд кВт·год).[2]

Верховна Рада України 21 липня 2020 року ухвалила в цілому урядовий законопроект, що змінює умови державної підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії. Цей закон став результатом компромісу між українським урядом та виробниками "зеленої" енергії, які були готові судитися у міжнародних арбітражах через невиконання Україною своїх зобов'язань щодо розвитку альтернативних джерел енергії.[3]

Закон передбачає зниження "зеленого" тарифу для сонячних електростанцій (СЕС) потужністю понад 1 МВт на 15 відсотків, для вітряних електростанцій (ВЕС) - на 7,5 відсотка. При цьому народні депутати не підтримали подовження на два роки терміну дії "зелених" тарифів і збереження чинних умов роботи для СЕС до 1 МВт, як того прагнули власники сонячних електростанцій в обмін на зниження "зеленого" тарифу. [3]

Крім того, ухвалено обмеження термінів введення в експлуатацію нових СЕС для отримання "зеленого" тарифу шляхом зменшення з 1 серпня 2020 розмірів "зеленого" тарифу для таких об'єктів на 50 відсотків.

Також Рада запровадила з 2022 року повну відповідальність, а у 2021 році - 50 відсотків відповідальності, за небаланс своїх фактичних і прогнозних графіків виробництва електроенергії для всіх виробників електроенергії з об'єктів відновлюваної енергетики. Розмір допустимої похибки прогнозування становить для ВЕС 10 відсотків, для СЕС - 5 відсотків.[3]

Можливий, додатковий зріст будівництва комерційних великої потужності від 1 МВт в Україні, що був загальмований змінами у законодавчій базі галузі, може дати технологія акумулювання електроенергії та створення мережі потужних накопичувальних установок. Такі об'єкти будуть здатні зберігати потужність порядком декількох МВт*год одиничної потужності. Напрямок їх використання є важлива функція балансування енергосистеми у період пікових навантажень. Для потенційних інвесторів саме наведена характеристика установки у купі зі стимулом продажу електроенергії за збільшеним тарифом у години піку потенційно можуть стати цікавими варіантами інвестицій у тандемі генерувально-акумулюючої установки. Та поки що відсутня законодавча база, яка б регулювала цінову політику та розподіл закумульованої електроенергії. Не дивлячись на це вже на 2020 був заключений контракт на будівництво першої установки подібного типу потужністю 1 МВт та ємністю 1,5 МВт*год [10] та існують проекти, готові для будівництва.

Поряд з цим, в контексті задекларованих цілей сталого розвитку та політики енергетичного переходу від існуючої енергосистеми до енергосистеми побудованої на новітніх принципах та технологіях за відмови від використання викопного органічного палива, частка генерації, яка використовує ВДЕ, на рівні 2050 року повинна становити не менше 50 % у виробництві електричної енергії при реалізації сценаріїв, які передбачають підтримку атомної генерації на рівні не менш 14 ГВт, та подальший перехід до 70 % використання ВДЕ для вирішення 37 завдань електрозабезпечення власних споживачів при відмові від подальшого розвитку атомної енергетики в країні.[4]

1.2 Аналіз сучасних технологій виготовлення фотоелектричних модулів

Індустрія кремнієвих фотоелектричних модулів робить постійні зусилля за підвищення ефективності та збільшення потужності модулів (від 250 Вт до 500 Вт зі стандартної ФЕМ за останнє десятиліття), що призводить до зменшення відповідного вкладу вартості фотомодулів у долю оплати за необхідну вартість фотоелектричної системи, де затрати на землю, металоконструкції та ФЕМ складають найбільшу долю вартості. В умовах, коли виробники знаходяться в надзвичайно конкурентному середовищі, завдання повинно бути в тому, щоб прийняти зусилля на підвищення технологічності та собівартості виробництва. На поточний момент можна відзначити 8 основних технологій, при виробництві високоефективних сонячних батарей: [6]

PERC (Passivated Emitter Rear Cell) – За останні два роки PERC стала кращою технологією для багатьох виробників як моно-, так і полікристалічних фотопанелей. PERC розшифровується як «пасивований випромінювач і задня комірка», яка представляє собою більш просунуту архітектуру комірки, що використовує додаткові шари на задній стороні фотоелементу для поглинання більшої кількості світлових фотонів і збільшення «квантової ефективності». Поширеною технологією PERC є локальний Al-BSF або локальне поле задньої поверхні алюмінію (див. Діаграму нижче), але були розроблені кілька інших варіантів, такі як PERT (задній пасивований випромінювач повністю розсіяний) і PERL (пасивований випромінювач і задній локально розсіяний) [6];

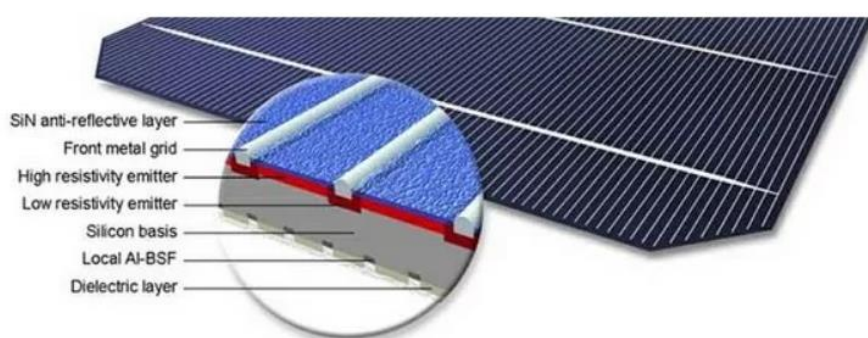


Рис. 4 Структура ФЕМ PERC

Bifacial – двобічна сонячна технологія вже була доступна протягом декількох років, але популярність вона починає набирати тільки зараз, оскільки вартість виробництва монокристалічних елементів високої якості продовжує знижуватися. Двосторонні фотоелементи поглинають світло з обох

сторін панелі і можуть виробляти до 27% більше енергії, ніж традиційні монофазні панелі. Двофазні сонячні панелі зазвичай використовують скляний передній і прозорий задній полімерний лист для герметизації комірок, що дозволяє відбитому світлу проникати з заднього боку панелі. Двофазні модулі також можуть використовувати скляну задню стінку, яка більш надійна і може значно знизити ризик виходу зі строю, оскільки деякі виробники тепер пропонують 30-річну гарантію виробництва на моделях двофазних панелей [7].

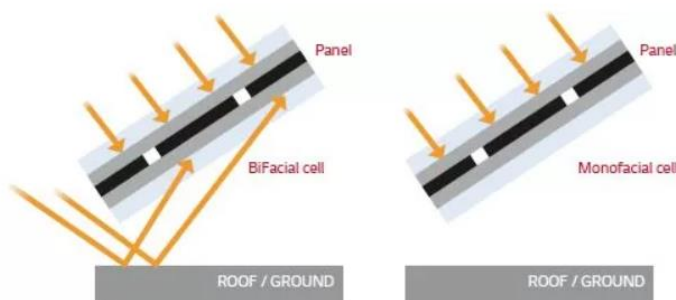


Рис 5. Принцип роботи двосторонніх ФЕМ

Multi Busbar – шинопроводи являють собою тонкі дроти або стрічки, які проходять через кожну комірку і переносять електрони через сонячну панель. Оскільки фотоелементи стають більш ефективними, вони, в свою чергу, генерують більше струму, і за останні роки більшість виробників перейшли з 3 шин на 5 або 6 шин. Деякі виробники, такі як LG energy, REC, Trina і Canadian Solar, зробили ще один крок вперед і розробили багатопровідні системи, що використовують до 12 дуже тонких круглих проводів, а не плоских шин. Компроміс полягає в тому, що збірні шини фактично затінюють частину комірки і тому можуть трохи знизити продуктивність, якщо вони занадто великі, тому їх необхідно ретельно проектувати. З іншого боку, кілька шин забезпечують більш низький опір і більш короткий шлях переміщення електронів, що призводить до більш високої продуктивності. [7];

Split panels – одна з головних інновацій останнього часу. Використання технології осередків half cells, де сонячна панель розділяється на дві незалежні частини і розподільна коробка переміщається в центр модуля. Це ефективно розділяє сонячну панель на 2 менші панелі по 50% ємності, кожна з яких працює паралельно. Це має багато переваг, у тому числі підвищення продуктивності завдяки зниженню резистивних втрат через шини (струмозійомники). Оскільки кожна комірка має половинний розмір, вона

виробляє половину струму при одній і тій же напрузі, що означає, що ширина шини може бути зменшена наполовину, зменшуючи затінення і втрати комірок. Зниження струму також призводить до зниження температури в комірці, що, в свою чергу, зменшує потенціал створення гарячих точок через локального затінення, забруднення або пошкодження комірок. [7]

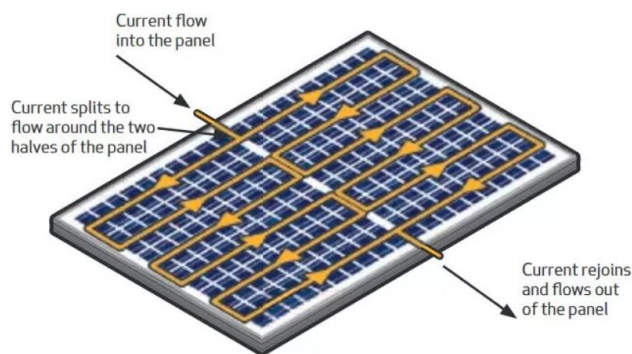


Рис.6 Принцип роботи ФЕМ з половинчатими панелями

Dual Glass – безрамкові модулі, з подвійним склом. Часто подвійні скляні панелі виготовляють без алюмінієвої рами, що дозволяє ФЕМ самоочищатися під час дощу та вітру, підвищуючи тим самим продуктивність фотоелектричної системи. Багато виробників в даний час виробляють три типи захисних покриттів для сонячних панелей: скляні, подвійні або подвійні скляні сонячні панелі, які не слід плутати з біфаціальною технологією. Заднє скло замінює традиційний білий EVA (пластиковий) задній лист і створює сендвіч скло-скло, який вважається дуже надійним, тому що скло дуже стабільно, не реагує і не псується з часом і не страждає від ультрафіолетового випромінювання. Через більш тривалого терміну служби скляних панелей деякі виробники, такі як Trina solar, тепер пропонують 30-річну гарантію продуктивності. Однак без міцності алюмінієвої рами подвійні скляні панелі, хоча і більш довговічні, не такі жорсткі і можуть прогинатися або згинатися, особливо при монтажі. [8]

Shingled Cells – суцільні елементи. Такі ФЕМ виготовляються шляхом лазерного різання нормального повнорозмірного елемента на 5 або 6 смуг і нашарування їх у формі трісок з використанням клею для з'єднання з заднього боку. Невелике перекриття кожної смуги осередків приховує одну шину, яка з'єднує смуги осередків. Ця унікальна конструкція покриває велику площу поверхні панелі, так як вона не вимагає з'єднань на лицьовій стороні, які частково затіняють осередок, таким чином збільшуючи ефективність панелі так само, як осередки IBC, описані нижче. [6]

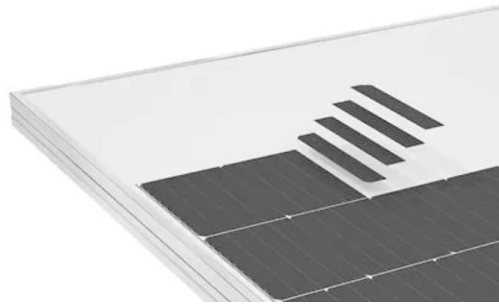


Рис. 7 Будова ФЕМ з Shingled Cells

IBC (Interdigitated Back Contact cells) – чи комірка з задніми контактами має сітку з 30 або більше провідників, вбудованих в задню сторону фотоелементів, на відміну від стандартних фотоелементів, які зазвичай мають від 4 до 6 великих видимих шинних стрічок і провідники на лицьовій стороні комірок. Найбільш очевидна проблема з більш поширеною конструкцією шинопроводів на передній панелі полягає в тому, що вони частково затінюють осередок і відображають деякі світлові фотони, що знижує ефективність, в той час як осередку IBC не страждають від цієї проблеми і як бонус виглядають набагато «чистіше» без видимих збірних шин.. Використання IBC технології дозволяє зміцнити сонячний елемент та знизити ймовірність мікротріщин [7].



Рис. 8 Загальний вигляд IBC ФЕМ

HJT (Heterojunction cells) – гетероструктурні комірки. Сонячні елементи HJT використовують основу з звичайного кристалічного кремнію з додатковими тонкоплівковими шарами аморфного кремнію по обидві сторони від комірки, утворюючи так званий гетероперехід. На відміну від звичайних PN-сполучних осередків, багатошарові гетероперехідні фотоелементи можуть значно підвищити ефективність та під час лабораторних випробувань, досягають ефективності до 26,5% в поєднанні з технологією IBC. [7]

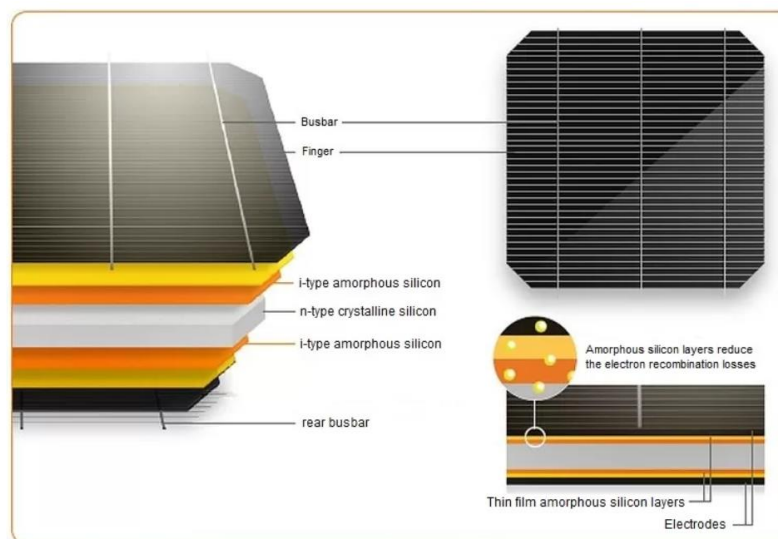


Рис. 9 Структура НІТ комірки

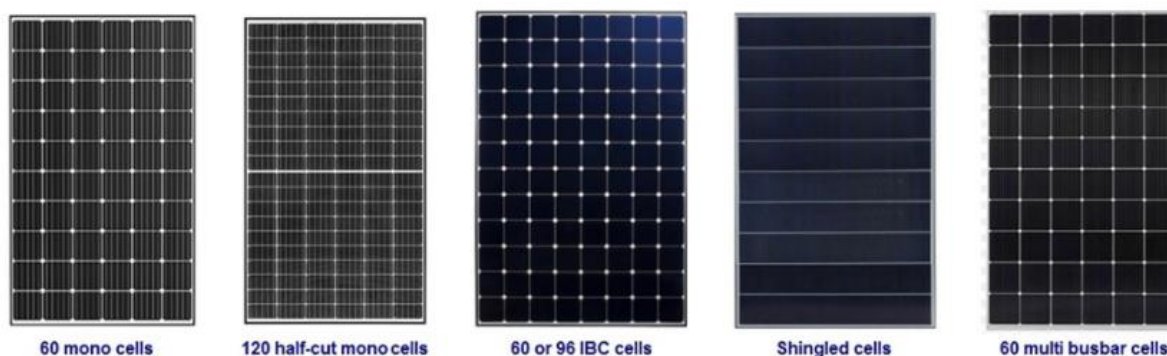


Рис. 10 Порівняння зовнішнього вигляду основних типів ФЕМ

1.3 Перспективні технології застосування ФЕМ з підвищеним ККД

За останні кілька років технології виробництва фотоелектричних модулів досить сильно змінилися. Сьогодні, при виборі ФЕМ клієнт стикається з ринком, наповненим продукцією з різними параметрами та властивостями та ціновим рівнем. Три важливі тенденції мають місце в нових технологіях з виробництва сонячних панелей. Ці тенденції важливо розуміти з точки зору пошуку можливостей щодо реалізації нових проектів у галузі сонячної енергетики, що мають відповідати вимогам зниження витрат на закупівлю комплектуючого обладнання, будівництво та експлуатацію СЕС.

Елементи PERC швидко замінили колись більш популярні ФЕМ з алюмінієвою задньою поверхнею (Al-BSF). Крім того, виробники стали надавати перевагу коміркам половинчатого розміру та новим типам шин та дротів. Детальніше у таблиці:[8]

Тенденції	Ризики	Можливості	Тенденції
Масштабне впровадження архітектури комірок PERC.	Деякі комірки PERC чутливі до деградації від світла та підвищеної температури (LeTID), що може знизити їх продуктивність до 10%. Чутливість до дестабілізації бору та кисню також має місце.	Елементи PERC мають більшу ефективність та зазвичай працюють краще в умовах низької освітленості та високої температури.	Масштабне впровадження архітектури комірок PERC.
Менші розміри комірок та активне використання шин багатолінійного типу.	Деякі нові конструкції осередків більш схильні до мікротріщин. Крім того, внесення складних технологічних змін на виробничих лініях призводить до збільшення кількості дефектів.	Нові конструкції комірок забезпечують вищу ефективність та номінальну потужність ФЕМ, що веде до зниження витрат.	Менші розміри комірок та активне використання шин багатолінійного типу.
Нові конструкції сонячних батарей: тонші рамки; сендвіч скло-скло; двосторонні.	Нові формфактори модулів можуть бути більш схильні до пошкоджень та можуть бути несумісні з чинними монтажними системами. В галузі не вистачає довгострокових польових даних для нових компонентів й конструкцій.	Легші модулі простіше транспортувати й встановлювати. Нові конструкції та матеріали можуть підвищити номінальну потужність.	Нові конструкції сонячних батарей: тонші рамки; сендвіч скло-скло; біфаціальні плівки.

Табл. 1 Тенденції сонячної енергетики

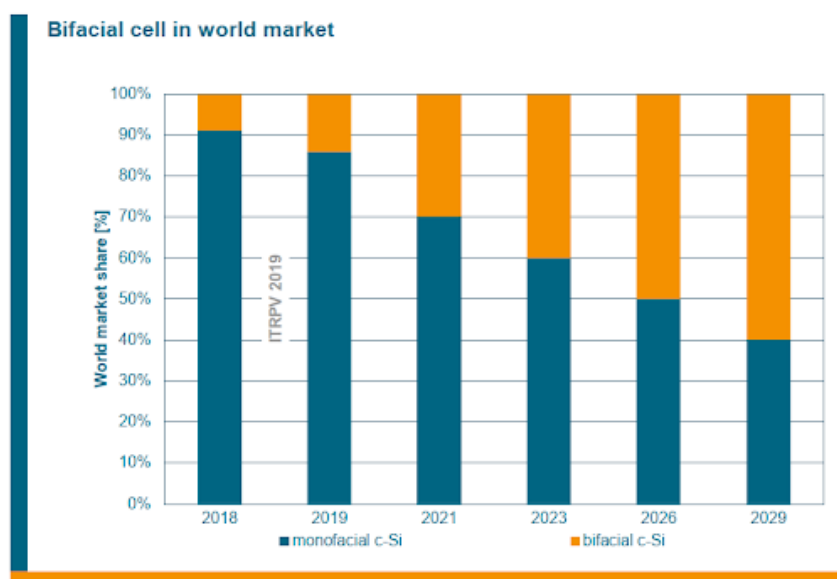


Рис. 11 Оцінка відношення кількості СЕС з двосторонніми панелями у порівнянні з класичними

Наразі використання двосторонніх сонячних панелей має доволі обмежене використання, але сьогодні все більше великих виробників пропонують нові варіанти панелей побудованих за даною технологією. Цей фактор, а також зниження вартості за Ватт встановленої потужності у найближчому майбутньому має створити стрімке збільшення долі СЕС, з використанням двосторонніх ФЕМ. Планується, що виробництво і продаж двосторонніх сонячних модулів будуть рости з високою швидкістю. Проблема з такими модулями полягала в непередбачуваною вихідної потужності, тому що вона залежить від поверхні позаду панелей - світла покрівля, трава, ґравій, черепиця. Важко змодельовати продуктивність. Ці модулі успадкували всі переваги моно-модулів PERC: висока щільність потужності, що забезпечує значну економію коштів на монтажі та володінні, високий вихід енергії з кращими характеристиками при низькій освітленості і більш низьким температурним коефіцієнтом. Крім того, двосторонні модулі PERC також збирають енергію з тильного боку, демонструючи вищий вихід енергії. Подібний типи сонячних панелей найбільш затребувані там, де пріоритетом є економія площі ділянок [8] [9].

Конструктивне рішення, пов'язане з ідеєю подвоїти робочу площу модулів є вкрай вдалим. Однак його розробкою спочатку займалися тільки виробники ФЕМ на основі кремнію. Інших шляхів різко збільшити ККД Mono-Si і Poli-Si практично не існує, оскільки цьому перешкоджає фізичні обмеження для даного типу напівпровідників [11].

Набагато більш привабливі перспективи наступного покоління панелей - тонкоплівкових гібридів на базі рідкоземельних елементів. Завдяки гнучкості ними можна покривати поверхні будь-якої конфігурації, що сьогодні наочно демонструється при оснащенні авто і БПЛА сонячними плівками. Двосторонню поверхню створювати з їх допомогою немає потреби - досить розміщення фотоелементів на механічно вигнутих аркушах з одностороннім покриттям [11].

1.4 Технічне завдання на проектування ФЕС з двосторонніми ФЕМ

Метою роботи є проектування фотоелектричної станції потужність 0,99 МВт, на якій буде реалізовано технологію біфокальних фотоелектричних модулів. Також, з метою аналізу економічної та технологічної доцільності буде проведено аналіз з варіантом аналогічної ФЕС але з використанням традиційних ФЕМ.

Дана дипломна робота є реалізацією реального проекту будівництва сонячної електростанції, що матиме наступні параметри:

Потужність	0,99 МВт
Місце розташування	с.Хащове, Новомосковський район, Дніпроперовська область
Площа ділянки	2 га
Тип ФЕМ	Біфокальні
Тип кріплення	Столи для ФЕМ виконані з металоконструкцій

Таблиця. 2 Вихідні умови проектування

Місце розташування СЕС

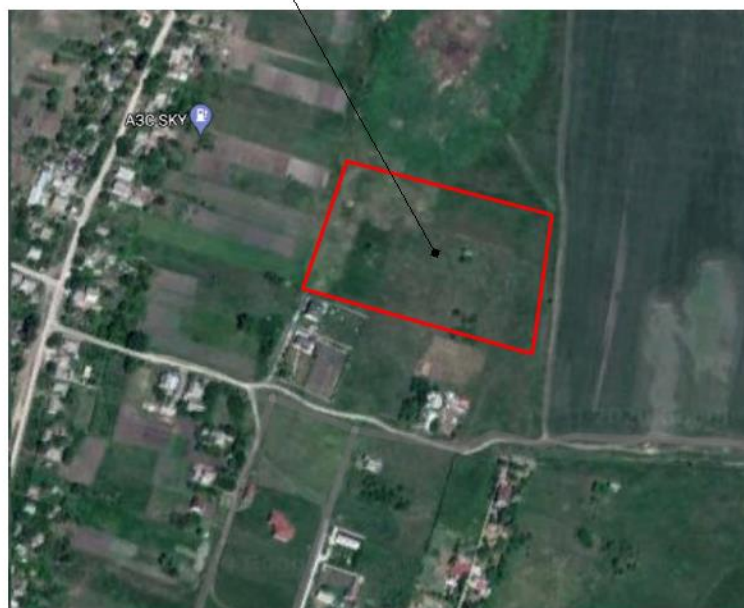


Рис.12 Зйомка місцевості під будівництво СЕС

1.5 Типова структура мережевих фотоелектричних наземних станцій

Комерційні ФЕС, потужністю 1 МВт найчастіше мають наступну структуру:

1. Фотоелектричні панелі, що розташовані паралельними рядами на столах з металоконструкцій.
2. Система постійного струму, що складається з підключених стрінгів сонячних панелей, конекторів та запобіжників постійного струму. Частина системи кріпиться на металоконструкціях, а частина прокладається у траншеях у напрямку до інверторів.
3. Інвертор, що розташовується на металоконструкціях столу
4. Система змінного струму, що прокладається у траншеях до КТП
5. Система заземлення та блискавкозахисту
6. Комплектна трансформаторна підстанція та розподільчий пункт, у склад якої входять:
 - Підвищувальний трансформатор;
 - Релейний захист та автоматика
 - Система моніторингу
 - Система телемеханіки
 - Система АСКОЕ
7. Частиною системи змінного струму та КТП є трансформатор власних потреб, що живить систему власних потреб.
8. Система підключення до мережі
9. Система відеоспостереження
10. Периметральне освітлення
11. Дороги та адміністративно-побутові будівлі
12. Периметральне огороження, ворота та хвіртки

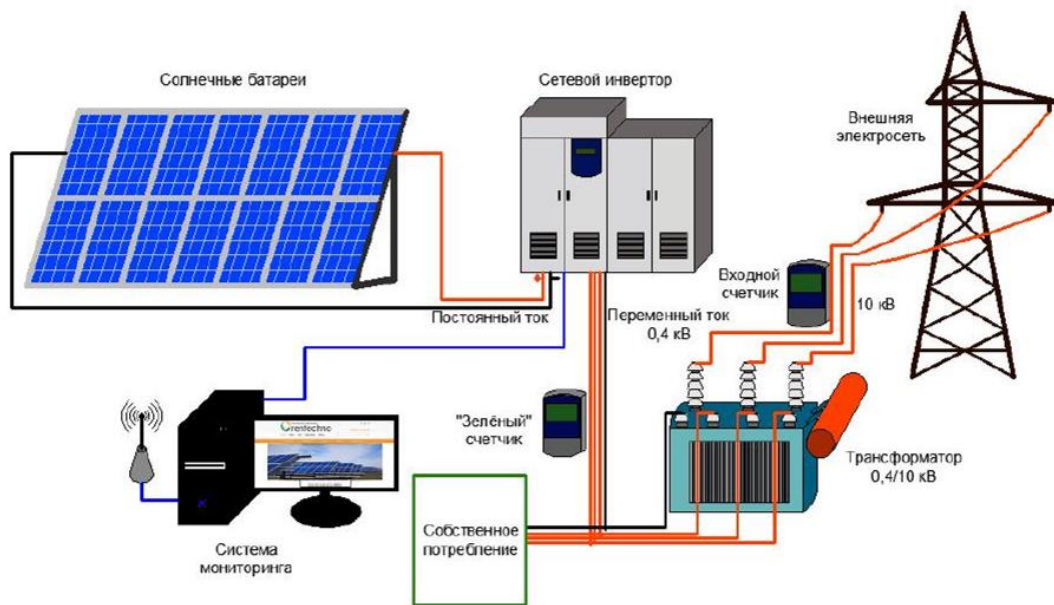


Рис.13 Спрощена принципова схема СЕС

1.6 Висновки та постановка задач щодо розробки проекту електричної частини ФЕС з двосторонніми ФЕМ

На сьогоднішній день найвигіднішим варіантом будівництва СЕС в Україні з точки зору оперативності проведення будівельних робіт та зменшення бюрократичного навантаження під час підключення до мережі є електростанції потужністю 1 МВт

Більша частина збудованих СЕС має класичну структуру фотоелектричних модулів, що зменшує потенціал перетворення сонячної енергії. Реалізація проекту, що використовуватиме двосторонні панелі зможе збільшити потужність на стороні ФЕМ та допоможе збільшити ефективність вироблення електроенергії на одиницю площі. Потенційна ефективність використання двосторонніх панелей залежить від типу відбивання світла, що потрапляє на нижню сторону ФЕМ.

У випадку проектованої СЕС економічно найбільш доцільним буде реалізувати постійний покій трави та не використовувати жодних відбиваючих поверхонь. Це зумовлене економічною доцільністю використання відбиваючих поверхонь, доцільність яких у наших погодних та географічних умовах дуже знижується. Натомість під час генерації у зимові місяці у час, коли верхня частинна ФЕМ буде покрита снігом та не буде очищена, дана технологія у теорії допоможе зберегти мінімальний рівень генерації СЕС за рахунок відбитого сонячного світла.

Для реалізації проекту необхідно буде:

1. Зробити аналіз місцевості для визначення параметрів розташування об'єктів СЕС
2. Розробити оптимальний для обраного типу ФЕМ конструктив столу з вимогами до механічної стійкості
3. Розробити план розташування столів з ФЕМ, інверторів, КТП, кабельних трас та основного обладнання станції
4. Виконати розрахунки основних електричних параметрів СЕС
5. Розробити систему захисту від коротких замикань
6. Зробити розрахунок вироблення електроенергії зпроектованої СЕС та порівняти доцільність його реалізації у порівнянні з потенційним проектом аналогічної потужності, але з використанням традиційних фотоелектричних модулів.
7. Важливим є пошук оптимальної точки приєднання СЕС до мережі, розрахунок впливу відданої електроенергії на мережу

2. Спеціальний розділ

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

Основною вихідною умовою проектування СЕС є використання фотомодулів, що будуються на технології фотоелементів з двостороннім поглинанням світла. При виборі оптимальних параметрів одиничного ФЕМ, треба звертати увагу наступні показники:

- прийнятна питома вартість одного Вт енергії;
- коефіцієнт корисної дії ФЕС;
- надійність роботи та довгий термін експлуатації;
- визнаність виробника на ринку відновлюваної енергетики.

Виходячи з власного досвіду реалізації об'єктів сонячної енергетики, вважаю оптимальним виробником ФЕМ для промислової СЕС є виробник Trina Solar. Даний вибір зумовлений тим, що даний виробник є одним з найбільших у галузі фотоелектричних модулів, має середній та низьких ціновий діапазон продукції, що поєднується з надійністю та довгим термін деградації фотоелементів [12].

У Trina Solar є декілька лінійок двосторонніх ФЕМ. Приймаємо для використання серію DUMAX twin для промислових станцій, моделі якої мають наступні особливості:

1. Довгий термін деградації фотоелементів, що дозволяє експлуатувати фотомодулі з падінням ефективності до 85% за 30 років роботи

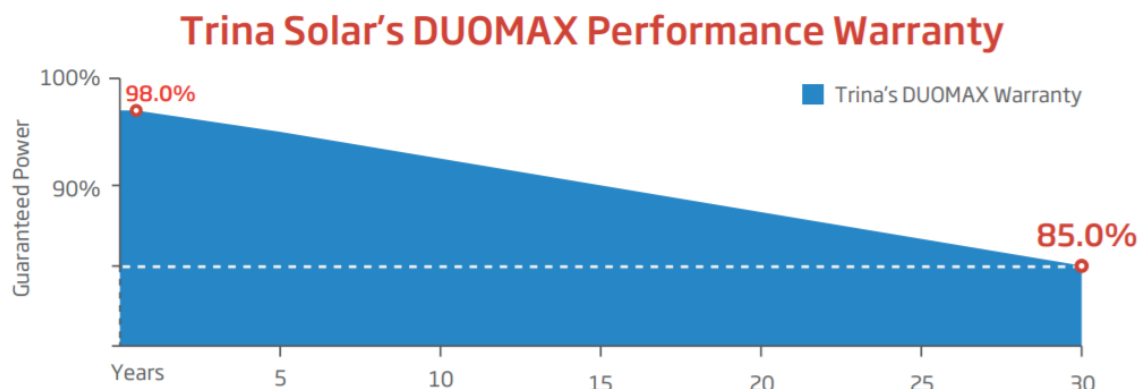


Рис. 14 Графік деградації ФЕМ

2. Теоретична вигідна вартість одного Вт встановленої потужності, що буде точно встановлено за результатами техніко-економічного обґрунтування
3. Високий коефіцієнт корисної дії до 20,6 %, що є одним із найкращих на ринку серед конкурентів у відношенні до ціни та якості [12].

Серед наявних моделей у обраній серії ФЕМ, максимальний ККД залежить від обраної одиничної потужності фотомодуля. Він може змінюватись у значеннях 19,5% - 20,4%. Оберемо фотоелектричний модуль - TSM-DEG15MC.20(II) з одиничною потужністю 410 Вт та до 25% додаткової потужності від задньої сторони панелі.

2.2 Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ

Обраний ФЕМ TSM-DEG17MC.20(II) 410 Вт має наступні номінальні характеристики:

Максимальна потужність, P_{MAX1} (Wp)	410 Вт
Максимальна напруга, U_{MPPT}	42,6 В
Максимальний струм, I_{MPPT}	9,63 А
Напруга розімкненого кола, U_{OC}	50 В
Струм КЗ, I_{SC}	10,25 А
ККД Модуля, η	20 %

Табл. 3 Параметри фронтальної сторони ФЕМ при значенні сонячної радіації 1000 Вт/м^2

Наведені параметри відносяться лише до передньої сторони фотомодуля та не враховують вироблення електроенергії задньою стороною. Для визначення загальної максимальної одиничної потужності ФЕМ необхідно обчислити вироблення електроенергії обома сторонами. Для цього необхідно буде визначити альбедо поверхні. Загальна потужність сонячної панелі може складати:

Максимальна потужність, P_{MAX1} (Wp)	513 Вт
ККД Модуля, η	23 %

Табл. 4 Загальні параметри ФЕМ при ідеальних умовах

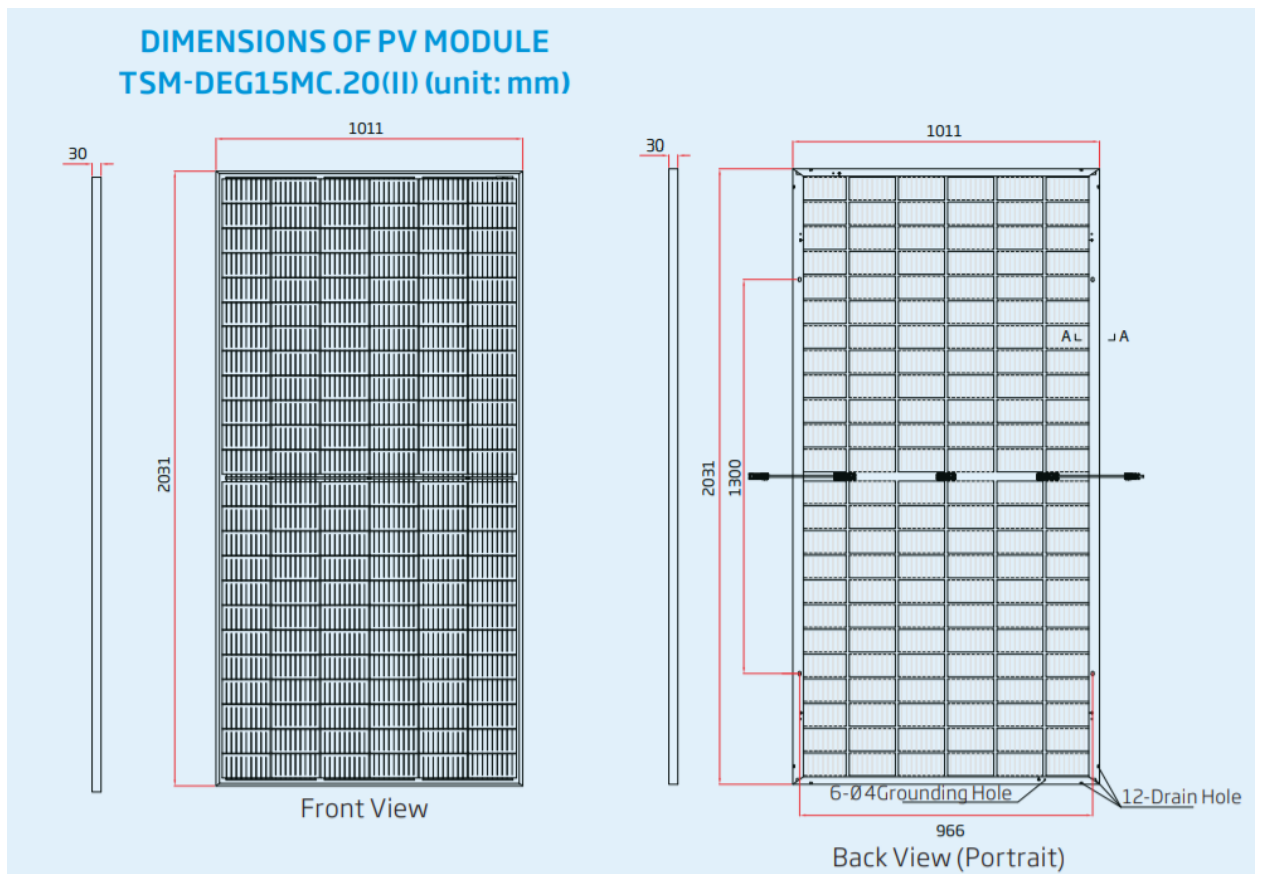


Рис. 15 Габаритні розміри ФЕМ

Довжина	2031 мм
Ширина	1011 мм
Висота	30 мм
Маса	26,3 кг

Табл. 4 Фізичні характеристики ФЕМ

Визначимо ефективне альbedo поверхні R_A [13] за реальними умовами місцевості. На території під проєктування розташовується на степовому ландшафті, з невисокою рослинністю та домінуючою присутністю низького зеленого трав'яного покриву та поодиноких дерев (Рис 16). За джерелом [13] для даного типу поверхні можуть бути застосовані наступні альbedo поверхні:

Відбивач світла	Ефективне альbedo поверхні, R_A
Зелена трава	0,24
Сніг	0,85

Табл. 5 Характеристики відбивання світла для місцевості



а) б)



в)

Рис 16 а,б,в Фото місцевості

Для даного розрахунку приймемо $R_A = 0,25$, оскільки даний варіант враховує те, що на обраній місцевості рослинне покриття низькоросле та зберігається навіть у зимовий період, та не підвержене заростанню високими чагарниками між рядами та під панелями, які можуть суттєво зменшити ефективність роботи нижньої сторони ФЕМ. Наразі всі розрахунки приведемо до постійного коефіцієнту відбиття світла, враховуючи те, що за умов сніжної зими, середній загальнорічний коефіцієнт відбиття буде більшим за прийнятий та, відповідно, і загальнорічний рівень вироблення електроенергії.

Окремо від впливу сніжного покриву, можливим фактором збільшення коефіцієнту корисної дії біфокальної ФЕМ є проведення комплексу сільськогосподарських заходів к культивування у міжряддях столів с ФЕМ посівних квіткових рослин, з білим кольором пелюсток. Дане рішення, завдяки властивості білого кольору до більш ефективного відбиття світлових променів може створити додатковий приріст ефективності СЕС у період цвітіння. Також дане рішення є екологічно найбільш доцільним, у порівнянні, з використанням синтетичних відбиваючих поверхонь, та допомагає частково зберегти

природне різноманіття на відчуженій під забудову території. Розрахунок точного рівня вироблення електроенергії та загального терміну окупності СЕС за даних умов можливий лише під час реальної експлуатації установки з такими параметрами.

Для вибору кількості інверторів та визначення схеми підключення стрінгів, необхідно визначити максимальну очікувану напругу панелі:

$$U_{ФЕМ. max} = U_{OC} + \frac{P_{MAX1} \cdot 0.25 \cdot R_A}{I_{MPPT}} = 50 + \frac{410 \cdot 0.25 \cdot 0.25}{9.63} = 52.66V$$

При цьому, для врахування можливого впливу збільшення коефіцієнту відбиття на рівень напруги, залишимо резерв постійної напруги 5%.

2.3. Вибір інверторів, Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів

Оберемо інвертор. Для потужності у 0,99 МВт оптимальною буде компоновка системи інверторів з одиничною потужністю у 50-100 кВт. Прийmemo, що необхідний інвертор має одиничну потужність 100 кВт.

За досвідом роботи з інверторами, ціною, показниками надійності та оперативністю технічного обслуговування вважаю за необхідне використовувати інвертор від виробника HUAWEI. Проаналізувавши наявні серед модельного ряду пропозиції найбільш оптимальним буде використання інвертора потужністю 100 кВт моделі SUN2000-100KTL-H1.

Тип інвертора	Мережевий
АС номінальна потужність, Вт	100000
АС номінальну напругу, В	800
АС максимальний струм, А	125
АС частота, діапазон, Гц	50-60
ММРТ вхід / стринги	6/12
DC робочий діапазон напруги, В	600-1500
DC максимальна напруга входу, В	1500
ККД інвертора, %	98,8
Вага пристрою, кг	77
Габарити, (ВхШхГ) мм	1075х605х310

Табл 6. Номінальні параметри інвертора 100 кВт

Необхідно врахувати, що при проектуванні СЕС доцільним є завищення потужності масиву фотомодулів по відношенню до інверторної [14]. Враховуючи використання двосторонніх панелей, конфігурування системи виконаємо за номінально. Потужністю передньої сторони ФЕМ, а приріст від додаткової сумарної генерації інвертор зможе прийняти у штатному режимі роботи

Приймаємо, що у системі використовуються 9 інверторів SUN2000-100KTL-H1 і 1 інвертор SUN2000-90KTL-H1. Використання 1 інвертору зумовлене максимальною потужністю $CEC = 0,99 \text{ MBT}$.

Тип інвертора	Мережевий
АС номінальна потужність, Вт	90000
АС номінальну напругу, В	800
АС максимальний струм, А	112,5
АС частота, діапазон, Гц	50-60
ММРТ вхід / стринги	6/12
DC робочий діапазон напруги, В	600-1500
DC максимальна напруга входу, В	1500
ККД інвертора, %	98,8
Вага пристрою, кг	77
Габарити, (ВхШхГ) мм	1075x605x310

Табл 7. Номінальні параметри інвертора 100 кВт

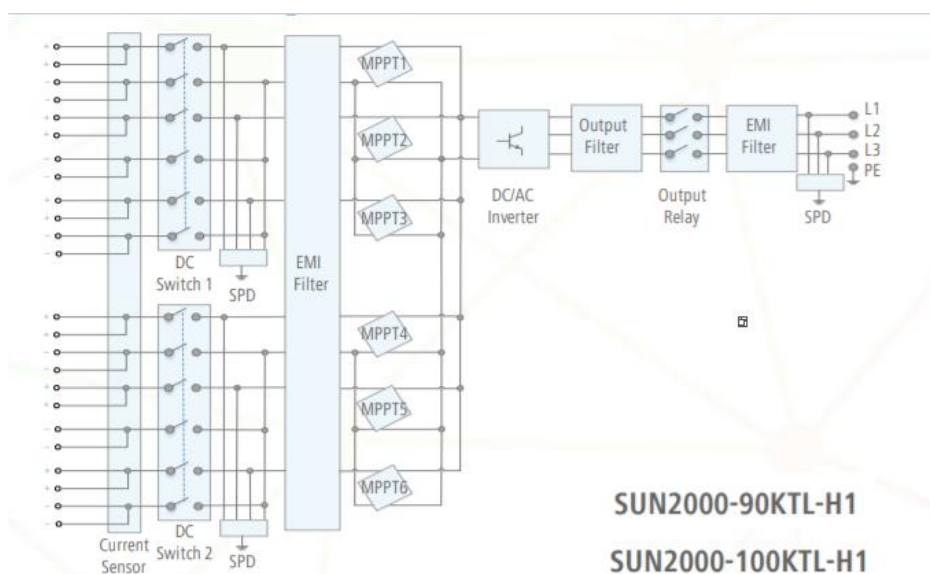


Рис. 17. Схема підключення стрінгів до інвертору

За технічною документацією приладів, до одного інвертора може приєднуватись до 12 стрінгів з максимальною напругою $U_{MPPTmax} = 1500$ В, $I_{MPPTmax} = 22$ А. Розрахуємо кількість ФЕМ у паралельному та послідовному з'єднанні кожного стрінгу за наступною формулою:

$$n_{парал} = 1шт.$$
$$n_{посл} = \frac{U_{MPPTmax}}{U_{MPPT}} = \frac{1500}{52,666} = 28,48шт = 26шт.$$

Кількість ФЕМ у послідовному з'єднанні приймається рівною 26 шт., для створення резерву постійної напруги стрінгу.

При виборі панельної потужності стрінгів, можливо конфігурувати систему з більшою за інверторну панельною потужністю. Це зумовлене наступними факторами:

1. Максимальна номінальна потужність ФЕМ розраховується виробником для ідеальних умов сонячної інсоляції, яка повинна складати 1000 Вт/м^2 (рис.18). При реальній експлуатації досягнення таких робочих характеристик ФЕМ є маловірогідним і їх генерувальна потужність завжди буде меншою за номінальну.
2. Якщо використовується система, що має більшу потужність постійного струму, ніж номінальна інверторна і створюється ситуація, при якій реальний приріст потужності на вході інвертора більший за максимально допустимий. Програмно технічний комплекс інвертора вмикає функцію відсікання потужності, що дозволяє системі відбирати лише ту потужність, яку він здатний прийняти, а зайву не пропускати крізь себе. (рис. 19)
3. Приріст потужності від двосторонніх ФЕМ може збільшити площу кривої вироблення електроенергії (рис. 19), без досягнення відсікання електричної генерації під час перевищення вхідної потужності на інверторі. Це дає можливість збільшити генерацію електроенергії під час зменшеної сонячної інсоляції.

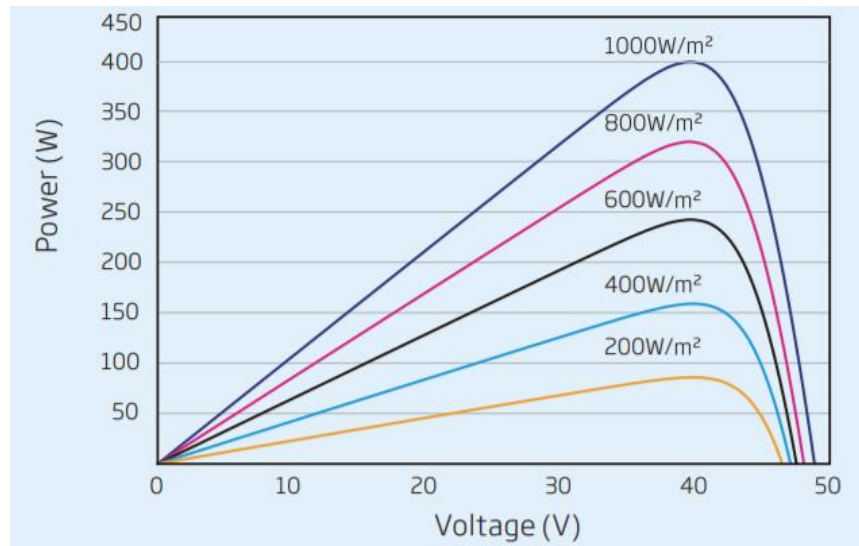


Рис. 18 Залежність потужності ФЕМ від сонячної інсоляції

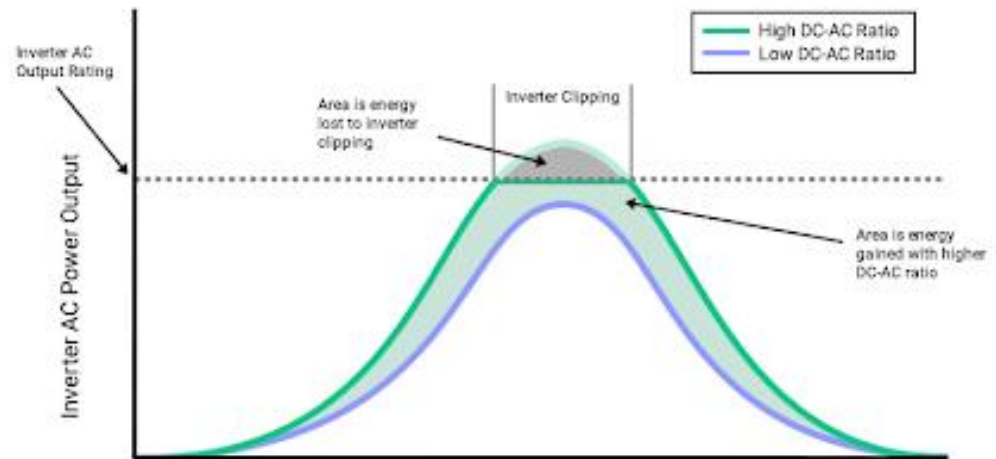


Рис. 19. Відсікання електричної потужності

Маємо наступну конфігурацію стрінгу: послідовне з'єднання одного ряду с 27 ФЕМ. Зобразимо принципову схему приєднання стрінгу:

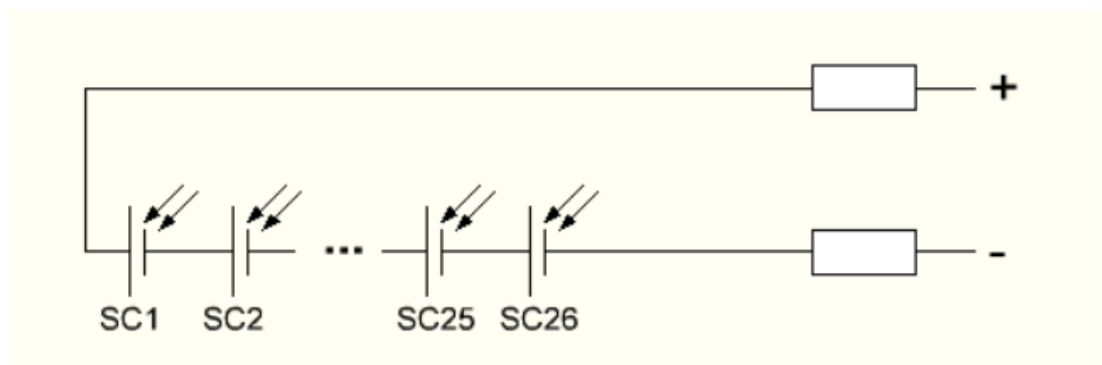


Рис.20 Конфігурація стрінгу.

До кожного інвертору підключатиметься 12 стрінгів. Коефіцієнт перевантаження для інвертора потужність 100 кВт складає 28 %, для інвертора 90 кВт перевантаження складає 34,5 %

2.4 Розрахунок кількості ФЕМ та максимальної панельної потужності станції.

Визначимо кількість ФЕМ за обраною конфігурацією стрінгів:

$$n_{\text{ФЕМ}} = n_{\text{інв.}} \cdot n_{\text{стрінгів}} \cdot 26 = 10 \cdot 12 \cdot 26 \approx 3120 \text{ шт.}$$

Визначимо максимальну сумарну номінальну потужність СЕС:

$$P_{\text{СЕС}} = n_{\text{ФЕМ}} \cdot P_{\text{МАХ1}} = 3120 \cdot 0,41 = 1,279 \text{ МВт}$$

2.5 Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ та виконання розстановки поля ФЕМ

Визначимо вихідні параметри «стола» з металоконструкцій під ФЕМ. Виготовлення і монтаж металоконструкцій столу виконувати згідно з вимогами ДБН В.2.6-163:2014. [15]

Найбільш економним є варіант проектування столу, на якому буде розташовуватись цілий стрінг. Це допоможе економити кабельно-провідникову продукцію та створити однакові умови для генерації послідовно підключених панелей. Приймаємо, що для 1 столу $n_{\text{ФЕМ ст.}} = 26 \text{ шт.}$. За отриманими умовами розробимо конструктив для столу:

«Столи» для ФЕМ проектується з металічного оцинкованого П-подібного профілю. Прийmemo конфігурацію у 2 ряди по 13 панелей. Розрахуємо довжину та ширину масиву ФЕМ:

$$\begin{aligned} a_{\text{масиву}} &= a_{\text{ФЕМ}} n_a = 2031 \cdot 2 = 4062 \text{ мм} \\ b_{\text{масиву}} &= b_{\text{ФЕМ}} n_b = 966 \cdot 13 = 12558 \text{ мм} \end{aligned}$$

Оскільки між кожними двома панелями необхідно закласти місце під улаштування панельних прижимів, прийmemo додаткову довжину 1,2% від загальної довжини масиву. Маємо:

$$\begin{aligned} a_{\text{масиву}} &= a_{\text{ФЕМ}} n_a = 4080 \text{ мм} \\ b_{\text{масиву}} &= b_{\text{ФЕМ}} n_b = 12740 \text{ мм} \end{aligned}$$

Грунтуючись на отриманих параметра масифу ФЕМ, розробимо ескіз столу та визначимо його габаритні показники. Приймаємо стіл, що збирається на забитих сваєбійною установкою. Поверх стійок будуть кріпиться поздовжні прогони столу, на яких решіткою складатимуться поперечні профілі з кроком у ширину ФЕМ. Оскільки у даній роботи немає необхідності розробляти повністю унікальний конструктив столу з урахуванням статичних та динамічних навантажень на металоконструкцій, використаємо технічні рішення, що викривуються на діючих СЕС, що розташовуються у тому ж регіоні. Параметри столу надані у додатку А.

Розрахуємо оптимальний кут нахилу сонячної панелі:

Кут масиву фотомодулей відносно землі для обраного регіону:

$$\text{Кут нахилу панелі} = \text{широта} \cdot 0,76 + 3,1^\circ$$

$$\text{Кут нахилу панелі } (\alpha) = 48,701 \cdot 0,76 + 3,1^\circ = 40,11^\circ \approx 40^\circ$$

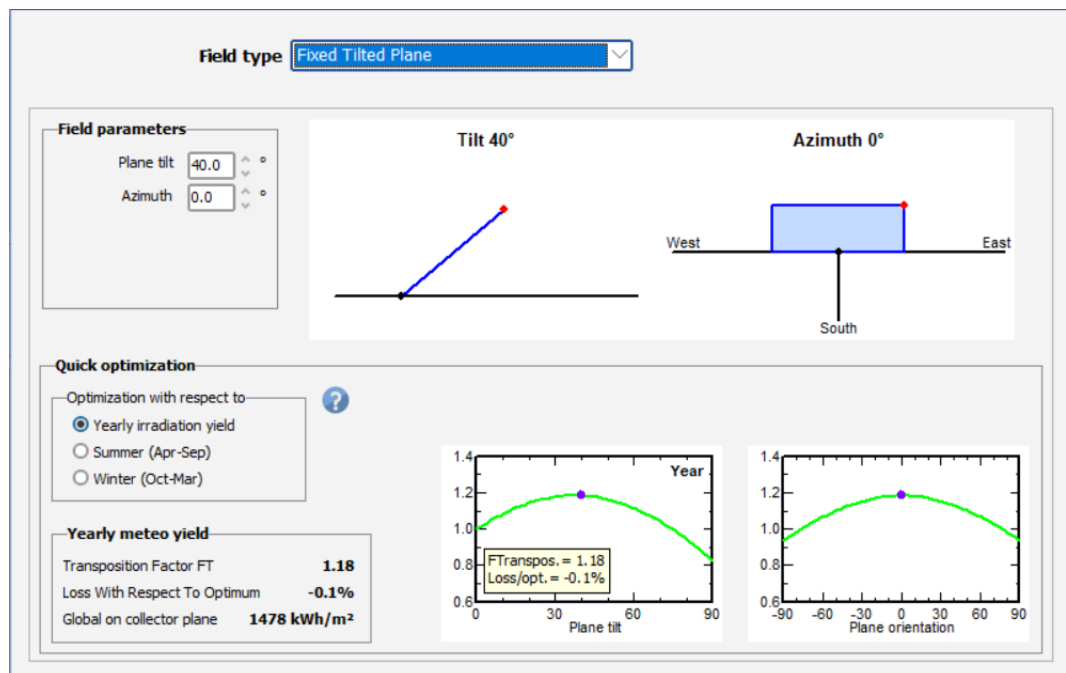


Рис. 21 Орієнтація ФЕМ

Згідно за отриманими габаритами одного столу виконаємо розстановку столів на ділянці. Схема розташування поля ФЕМ зображена у Додатку Б. При проектуванні треба розрахувати місце розташування забору, доріг, наявність адміністративно-побутової будівлі, будівлі КТП.

Для економії матеріалів найбільш вигідним місцем розташування інверторів є стійка столу, до якої з однієї сторони буде кріпитись інвертор. Для приєднання іншої сторони інвертора необхідно встановити додаткову опору (Додаток А)

Місце розташування інверторів на полі ФЕМ необхідно прораховувати для якомога більшого зменшення довжини ліній постійного струму, а відповідно і втрат електроенергії. Також необхідно розраховувати найкоротший шлях прокладки траси кабельної лінії до трансформатор

ної підстанції. Це допоможе зменшити витрати на кабельно-провідникову продукцію змінного струму. В свою чергу таке рішення впливатиме розстановку столів з ФЕМ на полі.

Для уникнення випадків, коли передній ряд сонячних панелей затіняє наступний, розрахуємо мінімальну відстань l , на якій необхідно розміщувати

наступний ряд. Оптимальна відстань між двома рядами сонячних панелей складає $l \geq 1.7d$ [16]. Де d є висотою від краю панелі на столі до рівня землі. Знайдемо d за Додатком А . Звідси слідує, що

$$l = 1,7 \cdot a_{\text{масиву}} \cdot \sin \alpha = 1,7 \cdot 4,03 \cdot \sin 40 = 4,4 \text{ м}$$

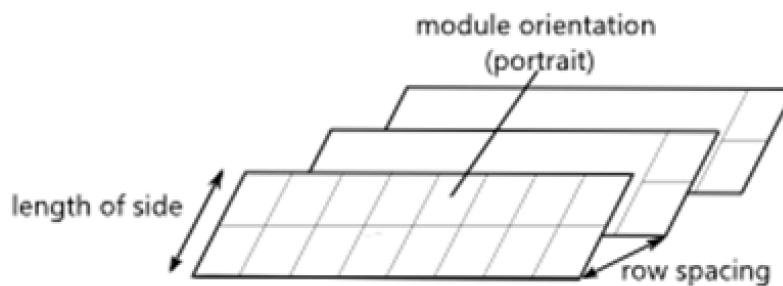


Рис. 22 До визначення відстані між столам

2.6 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму

Вихідні дані:

- Потужність ФЕМ - 410 Вт;
- Струм максимальної потужності - 9,63 А;
- Кількість ФЕМ у стрінгу - 26 шт;
- Максимальна напруга ФЕМ – 52,67 В.

Кабель постійного струму повинен витримувати довготривале навантаження з $U_{MAX} = 1500 \text{ В}$ [17]. Оберемо кабель постійного струму НІКРА SOL 6 мм² [18] з $U_{НОМ} = 1500 \text{ В}$. Для визначення довжини кабельних ліній постійного струму згідно розташуванн. ФЕМ розробимо ескіз мережі та кабельний журнал з позначенням типу прокладання лінії та довжини. Кабельний журнал у Додатку В.

1. Номінальний переріз струмопровідних жил РV кабелів обирається за тривало допустимим струмом (згідно [19] для жили 6 мм² $I_{доп} = 70 \text{ А}$):

$$\begin{aligned} I_{\text{макс}} &< I_{\text{доп}} \\ 9,63 \text{ А} &< 70 \text{ А} \end{aligned}$$

2. Втрати напруги при передачі. Виконаємо розрахунок для найдовшого кабеля від столу А.06.12 – 70 м .

$$\Delta U = \frac{(2 \cdot R \cdot L \cdot I)}{1000},$$

де R - опір постійного струму при $t = 20^\circ \text{C}$ для кабелю 6 мм², Ом/км;

L - довжина кабельної лінії, м;

I - струм, А.

$$\Delta U (6 \text{ мм}^2) = \frac{(2 \cdot 3,39 \cdot 70 \cdot 9,63)}{1000} = 4,57 \text{ В}$$

$$\Delta U \% = (\Delta U / U) \cdot 100\%$$

$$\Delta U \% = 4,57 / (52,67 \cdot 26) \cdot 100\%$$

$$\Delta U \% (6 \text{ мм}^2) = 0,34 \%$$

Обраний номінальний переріз жили 6 мм² забезпечує пропускну здатність PV кабелю на всій довжині траси. PV кабелі до інверторів прийнято перерізом 6 мм².

Висновок: Переріз кабельної лінії 6 мм² постійного струму відповідає умовам за тривалим допустимим струмом та втратами напруги.

Для підключення панелей одна між одною, використовуватиметься спеціальний кабельний подовжувач, на виході до кожного стрінгу приєднуються кабельні конектори та запобіжники постійного струму, що йдуть у комплекті до інверторів та ФЕМ.

2.11 Вибір параметрів кабельних ліній напругою до 1 кВ

Розрахуємо параметри кабельних ліній від інвертора до КТП за максимальними номінальними характеристиками інвертора.

1. Згідно ПУЕ [20] переріз дротів, живлячих кабелів і шинопроводів в мережах з напругою до 1кВ вибираються за нагрівом струмом розрахункового режиму із співвідношення

$$I_{m.инв} \leq I_{доп.} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 ,$$

де $I_{доп.}$ – значення допустимого струму в довготривалому режимі роботи;

k_1 - коефіцієнт що враховує температуру середовища відрізняється від розрахункової [20];

k_2 - коефіцієнт, який враховує питомий опір ґрунту[20] ;

k_3 - коефіцієнт, що враховує зниження струмового навантаження при числі працюючих кабелів в одній траншеї [20].

Приймаємо для живлення інверторів 100 кВт А.01-09 кабель алюмінієвий зі зшитого поліетилену АПвВГ 3х50 прокладений у траншеї, для якого:

$$I_{m.инв} = 125A$$

$$I_{доп} = 157A$$

$$I_{доп.} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 195 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,8 = 125,6A$$

$$125 A < 125,6 - \text{умова виконується.}$$

Перевіримо обраний кабель для живлення інвертору А.10 потужністю 90 кВт:

$$I_{m.инв} = 112,5A$$

$$I_{доп.} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 195 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,8 = 125,6A$$

$$112,5 A < 125,6A - \text{умова виконується.}$$

Струм обраного перерізу кабелю відповідає номінальному струму обладнання.

2. Перевірка кабелю за втратами напруги.

Розрахунок падіння напруги від інверторів до КТП зумовлений необхідністю дотримання в процесі експлуатації електричних мереж зазначеного класу номінальної напруги вимог діючих в Україні стандартів ДСТУ 13109-97 та ДСТУ EN 50160:2014 [21] щодо якості електричної енергії за допустимими відхиленнями напруги та забезпечення економічності функціонування цієї мережі.

Втрати напруги розраховуються на прикладі найвіддаленішої кабельної лінії типу АПВВГ-3 перерізом 3x50 мм² довжиною 129,5 м. Активний опір кабельної лінії з урахуванням температури кабелю :

$$r_o = r_{20^\circ} \cdot (1 + \alpha \cdot (t - 20)) \text{ Ом / км};$$

де α - температурний коефіцієнт для алюмінію (ІСЕ 60228)

r_{20° - значення опору для 1 км кабелю при температурі $t = 20^\circ \text{C}$ за даними

"Южкабель" "Кабелі силові з ізоляцією із зшитого поліетилену. Рекомендації по використанню" [22]

t - температура кабелю

$$r_o = 0,443 \cdot (1 + 0,00403 \cdot (75 - 20)) \text{ Ом / км};$$

$$r_o = 0,541 \text{ Ом / км}.$$

Падіння напруги в кабельній лінії:

$$\Delta U_{\%} = \frac{10^5 \cdot P \cdot L \cdot r_o \cdot \cos \varphi + x_o \cdot \operatorname{tg} \varphi}{U^2 \cdot \cos \varphi};$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{10^5 \cdot 100 \cdot 0,1232 \cdot 0,443 \cdot 0,99 + 0,082 \cdot 0,141}{800^2 \cdot 0,99} = 0,85 \%;$$

Висновок: Розрахункове значення падіння напруги в даній лінії є максимальним та не перевищує гранично допустимого значення 5 %.

Результати розрахунків всієї ділянки приведені в Додатку А.

За схемою поля ФЕМ найбільш оптимальною буде максимальна кількість кабелів у одній траншеї – 5 шт. Це зумовлюватиме розстановку інверторів на полі таким чином, щоб траси їх кабельних ліній не зходились у надто великі скупчення. Дане обмеження викликане взаємним електромагнітним впливом кабельних ліній одна на одну, що викликатиме додаткові втрати. За нормами відстань між кабелями у одній траншеї має складати не менше 100 мм. На СЕС лімітуючим фактором є ширина проходів

між столами ФЕМ, де повинна проїхати будівельна техніка та прокопати достатню за шириною кабельну траншею. Обрана схема розміщення кабельних трас у траншеї наведена у додатку Б

2.12 Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів

При виробництві електроенергії на СЕС реактивна складова у генерації відсутня, а тому можна вважати, що $\cos \varphi \approx 1$. У такому випадку можна вважати, що повна потужність системи дорівнює активній і при виборі трансформатора потужність будемо обирати за сумарною потужністю інверторів, що дорівнює 1000 кВт. Оскільки інвертори та мережа станції має нестандартну напругу, оберемо трансформатор з напругою нижньої сторони обмотки рівною 0,8 кВ та номінальною потужністю 1 МВА. Оберемо трансформатор масляний герметичний виробництва компанії SIEMENS серії TUNORAMA. Даний виробник відрізняється визнаною якістю продукції та досвідом створення трансформаторів під обраний рівень напруги. Модель обраного трансформатора:

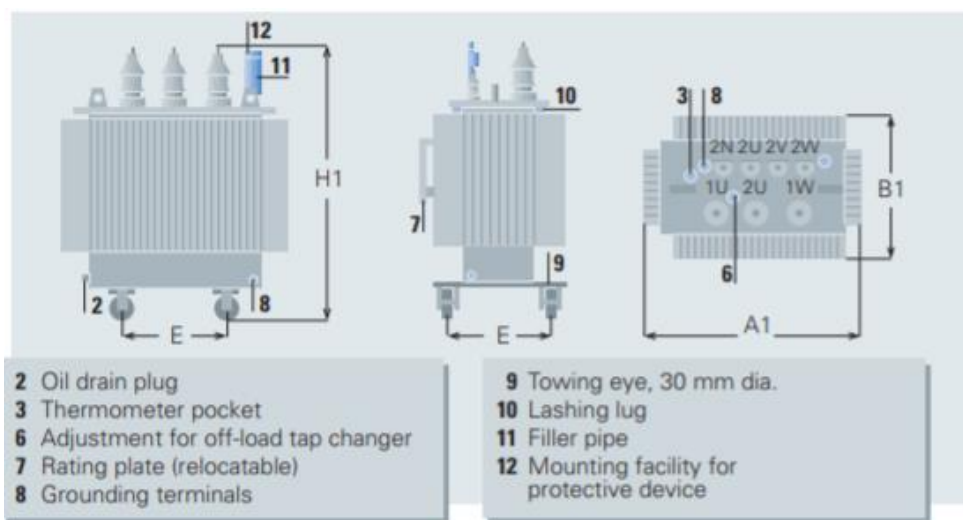


Рис. 23 Загальний вид обраного трансформатора

Рівень потужності (кВА)	Рівні напруги ВН/НН, В	Модель	Втрати в режимі XX, Вт	Втрати в номінальному режимі роботи	Вага, т	Висота, мм	Ширина, мм	Довжина, мм
1000	10/0,8	4JB6044-3BA	1700	10500	2,34	1665	1105	1815

Табл.8 Параметри трансформатора

2.13 Вибір точки підключення СЕС та параметрів лінії електропередач напругою вище 1 кВ

Необхідно знайти найближчу точку приєднання СЕС до загальної електромережі. За обраним рівнем напруги 10 Кв на сайті Держгеокадастру [23] знайдемо найближчу КТП закритого типу. Приймаємо, для подальшої розробки проекту вже для етапу будівництва має бути закладена умова більш ґрунтового дослідження пропускну́ї здатності вузла з можливою реконструкцією установки для можливості прийому потужності СЕС.

Найближчою можливою точкою приєднання до СЕС є КТП 334:



Рис. 24 Схема пролягання траси 10 кВ

Обрана траса для підключення СЕС до КТП пролягає через пасовища та городні території, є 3 перетини з автомобільними шляхами. Найбільш оптимальним варіантом з точки зору технічної реалізації та економічних показників – це рішення прокладання КЛ 10 кВ. Загальна довжина кабельної лінії, з урахуванням 2% запасу складає 760 м.

Виконаємо вибір на перевірку КЛ 10 кВ:

Для прокладання у траншеї оберемо кабель ААБл 3х95 10 кВ. Силовий броньований стрічками кабель - 3 на 70 мм 2, з алюмінієвою жилою, з паперовою просоченою ізоляцією, алюмінієвої оболонкою, зовнішній покрив з бітуму і пражі.

Кабель з паперовою просоченою ізоляцією для мереж 10 кВ перевіряється за наступними показниками:

1. За тривало допустимим струмом навантаження.
2. За допустимим струмом короткого замикання по жилі.
3. За падінням напруги.

№ КЛ	Напруга мережі	Максимальний струм 3-х фазного КЗ на шинах РП-10 кВ	Повний час тривалості короткого замикання	Максимальна розрахункова потужність	Довжина кабельної лінії
	кВ	кА	с	кВт	км
КЛ 10 кВ	10	4,87	1	1000	0,76

Таблиця 9. Вихідні дані КЛ

1. Перевірка кабелю по тривало допустимому струму навантаження.

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_\phi$$

де, I_p - розрахунковий струм в мережі, А;

I_ϕ - згідно з технічними умовами ПАТ "Південкабель" фактично допустимий струм для кабелю ААБл.

$$I_p = \frac{P_T}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} = \frac{1000}{10,5 \cdot 0,99} = 96,2 \text{ А}$$

Розрахуємо фактично допустимий струм для кабелю ААБл з урахуванням умов прокладання кабелю, згідно ПУЕ та СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509:2005 [24] з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Для ділянки кабельної лінії, прокладеної у траншеї, фактично допустимий струм розраховується з урахуванням поправкових коефіцієнтів [20]

$$I_{\phi} = I_n \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 96,2 \cdot 1,05 \cdot 0,9 \cdot 0,85 = 77,27 \text{ A}$$

За допустимим тривалим струмом навантаження кабельної лінії перетин обраного кабелю з алюмінієвими жилами задовольняє вимогам з урахуванням умов фактичного прокладання кабелю.

2. Перевірочний розрахунок падіння напруги.

Розрахунок втрати напруги від КТП-10 кВ до точки приєднання зумовлений необхідністю дотримання в процесі експлуатації електричних мереж зазначеного класу номінальної напруги вимог діючих в Україні стандартів ДСТУ 13109-97 та ДСТУ EN 50160:2014 [25] щодо якості електричної енергії за допустимими відхиленнями напруги та забезпечення економічності функціонування цієї мережі.

Граничне падіння напруги в нормальному режимі не повинне перевищувати 5%.

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l}{U_H} = \frac{(999 \cdot 0,326 + 1 \cdot 0,083) \cdot 0,76}{10,5} = 24,3 \text{ В}$$

де r_0 - питомий активний опір, Ом/км;

x_0 - питомий реактивний опір, Ом/км.

З розрахунків наведених у таблиці видно, що падіння напруги в кабельній лінії не перевищує 5%.

3. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі .

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{K3}^{(3)} < I_{K3.жс}$$

$$I_{K3.жс} = \frac{I_{K3.m}}{\sqrt{t_n}} =$$

$$7,25 < 7,66$$

де $I_{K3}^{(3)}$ - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання, кА;

$I_{K3.жс}$ - максимально допустимий струм короткого замикання жили кабелю, кА ;

t_n - повний час тривалості короткого замикання, с ;

$I_{K3.m}$ - допустимий струм КЗ тривалістю 1 с для вибраного перерізу жил, кА .

Обраний кабель у заданих умовах забезпечує протікання струмів КЗ тривалістю 1 с.

2.14 Розрахунок струмів КЗ в мережах до та вище 1 кВ

Розрахунок струму короткого замикання виконаємо для найбільш віддаленого Інвертора – А.06. Складемо принципову та заступну схеми СЕС для режиму короткого замикання:

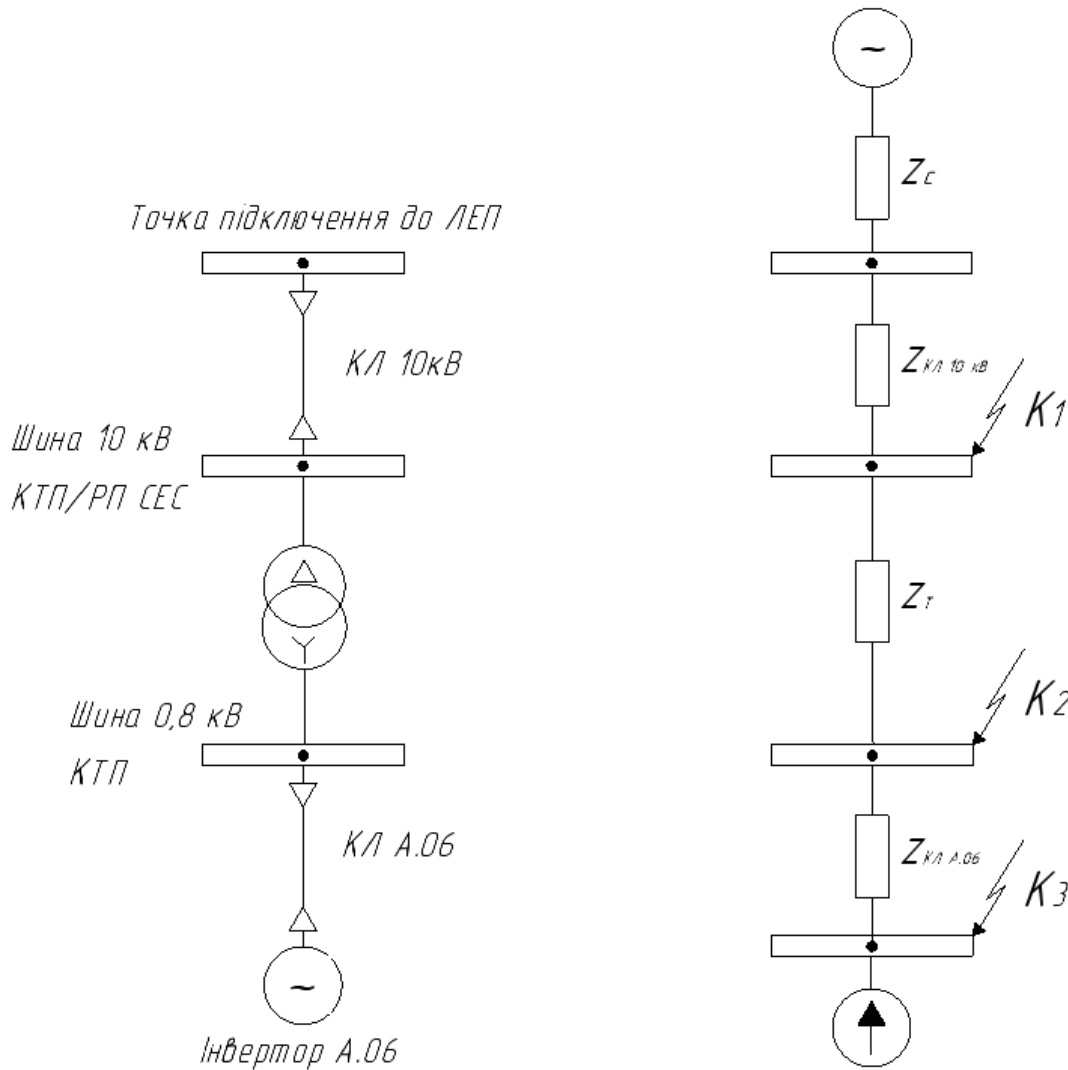


Рис. 25 Пояснююча схема та схема заміщення для режиму КЗ

Розрахунок режиму КЗ будемо проводити у іменованих одиницях:

Вихідні дані для розрахунку:

1. Розрахункова напруга – 10,5 кВ;
2. Потужність СЕС – 1 МВт;
3. Точка підключення до мережі – відпайка до ЛЕП 10 кВ

Система до якої підключається КЛ СЕС живиться від ПС “Зооветтехнікум”, що має ток КЗ $I_{КЗ} = 10,3 \text{ кА}$.

- опір системи у максимальному режимі:

$$z_c = x_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,3} = 580 \text{ Ом}$$

- опір КЛ 10 кВ:

$$r_{кл.н} = r_{кл.н} l \frac{U_{cp.н}^2}{U_{cp.в}^2} = 0,326 \cdot 0,76 \frac{10,5^2}{10,5^2} = 248 \text{ мОм}$$

$$x_{кл.н} = x_{кл.н} l \frac{U_{cp.н}^2}{U_{cp.в}^2} = 0,083 \cdot 0,76 \frac{10,5^2}{10,5^2} = 63,1 \text{ мОм}$$

- опір силового трансформатора 10/0,8 кВ:

$$z_T \approx x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_{н.Т.}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10,5}{1} = 4,97 \text{ Ом}$$

- опір КЛ 0,8 кВ А.06:

$$r_{кл.н} = r_{кл.н} l \frac{U_{cp.н}^2}{U_{cp.в}^2} = 0,443 \cdot 0,1075 \frac{0,8^2}{10,5^2} = 0,4 \text{ мОм}$$

$$x_{кл.н} = x_{кл.н} l \frac{U_{cp.н}^2}{U_{cp.в}^2} = 0,082 \cdot 0,1075 \frac{0,8^2}{10,5^2} = 0,053 \text{ мОм}$$

Визначимо результуючі опори до точок КЗ:

$$z_{K31} = z_c + \sqrt{r_{кл10кВ}^2 + x_{кл10кВ}^2} = 580 + \sqrt{248^2 + 63,1^2} = 835,9 \text{ мОм}$$

$$z_{K32} = z_{K31} + z_T = 835,9 + 4970 = 5805 \text{ мОм} = 5,805 \text{ Ом}$$

$$z_{K32} = z_{K31} + \sqrt{r_{КЛ.А.06}^2 + x_{КЛ.А.06}^2} = 5805 + \sqrt{0,4^2 + 0,053^2} = 5,806 \text{ Ом}$$

Розрахуємо токи КЗ у точці К1:

– ток трифазного КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{U_{cp.н}}{\sqrt{3} z_{K31}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,836} = 7,25 \text{ кА}$$

– ток двофазного КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 7,25 = 6,25 \text{ кА}$$

– ток однофазного КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{U_{cp.\phi}}{z_n^{(1)} + z_m^{(1)} / 3} = \frac{10,5}{0,729 + 9} = 1,08 \text{ кА}$$

де $z_n^{(1)}$ – повний опір петлі фаза–нуль лінії, мОм; $z_m^{(1)}$ – повний опір понижуючого трансформатора струму замикання на корпус, мОм [26].

– ударний ток КЗ, при $K_y = 1$:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} K_y I_{K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 7,25 = 10,25 \text{ А}$$

– потужність трифазного КЗ:

$$S_{K1}^{(3)} = \sqrt{3} U_{cp.n} I_{K1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,25 = 131,85 \text{ кВА}$$

Розрахунок токів КЗ у інших точках виконуємо аналогічно. Результати занесені у таблицю 10.

Точка КЗ	$I^{(3)}$, кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	K_y	$i_y^{(3)}$, кА	$S_{K1}^{(3)}$, кВА
К1	7,25	4,22	1,08	1	10,25	131,85
К2	1,04	0,9	1,17	1	1,47	18,91
К3	1,04	0,91	1,05	1	1,47	18,91

Табл. 10 Значення струмів КЗ

2.15 Вибір комутаційного обладнання для видачі потужності в мережу, обладнання КТП, вибір захисного обладнання

Сторона електричної схеми СЕС за інверторами складається з наступних ступеней:

1. Розподільчий пристрій 0,8 кВ;
2. КТП 10/ 0,8 кВ;

Оскільки рішення з компоновки електричного устаткування для СЕС 1 МВт має типовий характер, розглянемо частини електричної схеми та виконаємо розрахунок складового обладнання для проекту.

КТП 10/0,8 кВ

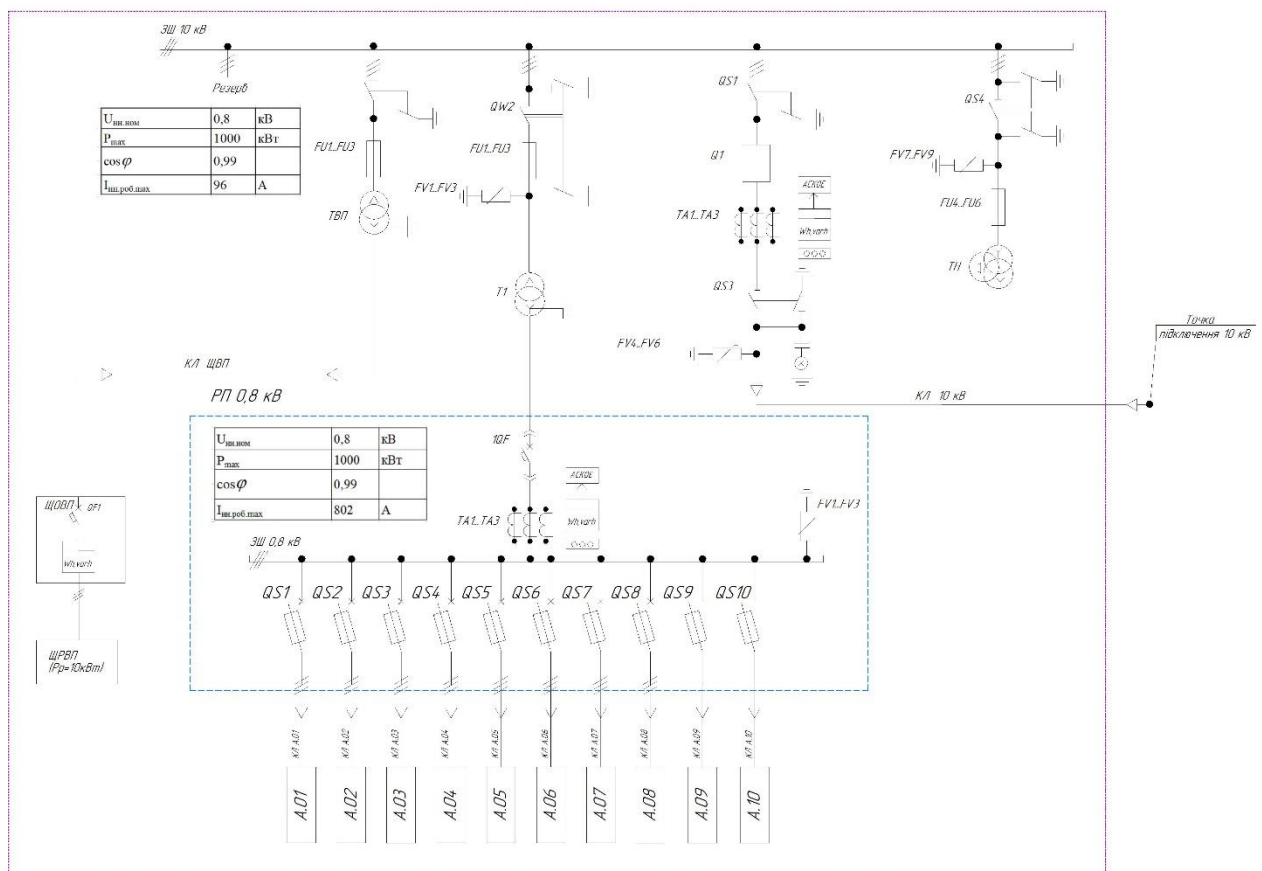


Рис. 26 Однолінійна схема СЕС з розташування основного обладнання

Згідно за отриманою однолінійною схемою наведемо перелік обладнання, яке необхідно розрахувати:

Позначення	Найменування	Кіл., шт
Відсік РП-0,8 кВ		
QS1... QS10	Роз'єднувач триполюсний внутрішньої установки	10
TA1... TA3	Трансформатор струму для АСКОВЕ	2
1QF	Автоматичний вимикач	1
FV1... FV3	Обмежувач перенапруг 0,8 кВ	3
Відсік РП-10 кВ		
QF1	Автоматичний вимикач ЩОВП	1
FV1... FV3	Обмежувач перенапруг 10 кВ	3
FU1... FU3	Запобіжник 10 кВ	1
QW2	Роз'єднувач триполюсний 10 кВ	1
QS3	Роз'єднувач триполюсний 10 кВ	1
Q1	Вимикач вакуумний	1
TA1... TA3	Трансформатор струму для АСКОВЕ	3
QS3л	Роз'єднувач триполюсний 10 кВ перед лінією 10 кВ	1
FV4... FV6	Обмежувач перенапруг 0,8 кВ	3
QS4	Роз'єднувач триполюсний 10 кВ	1
FV7... FV9	Обмежувач перенапруг 0,8 кВ	3
FU4... FU6	Запобіжник 10 кВ	3
ТН	Трансформатор напруги	1

Табл.8 Перелік необхідного обладнання

За наведеним переліком обладнання виконаємо його вибір за типами:

1. Вибір роз'єднувачів триполюсних внутрішньої установки QS1... QS10 (шина 10 кВ)

Оскільки буде використовуватись КТП, то кабельні лінії від інверторів заходять до будівлі підстанції та приєднуються до планкових роз'єднувачів-запобіжників з ізолюючої функцією ETI KVL-00 3р М8-М8 про застосовуються для розподілу електроенергії, а також для захисту від коротких замикань і перевантажень в трифазних ланцюгах змінного струму. Вони призначені для монтажу безпосередньо на горизонтальних або вертикальних системах збірних шин в якості трифазних вертикальних апаратів [27].

Оберемо роз'єднувач запобіжник ETI KVL-00 3р М8-М8 та перевіримо його за наступними умовами:

- номінальна напруга:

$$U_{H.KЛ} = U_{QS_n} = 10 \text{ кВ}$$

- номінальний струм:

$$I_{H.KЛ1-9} = 125 \text{ А}$$

$$I_{H.KЛ10} = 112,5 \text{ А}$$

$$I_{H.QS1-10} = 160 \text{ А}$$

$$I_{H.QS1-10} \geq I_{H.KЛ1-9,10}$$

Умова виконується

2. Вибір автоматичного вимикача 1QF

Вибір автоматичних вимикачів здійснюється за наступними умовами:

$$U_n \geq U_{уст};$$

$$I_n \geq I_{н.0,8};$$

де I_n , $I_{нр}$ – відповідно номінальний струм автоматичного вимикача і номінальний струм розчіплювача, А;

$$I_{н.0,8} = 9 \cdot I_{H.KЛ1-9} + I_{H.KЛ10} = 1237,5$$

Оберемо автоматичний вимикач ETI 1250/3 LE 3р:

Технічні характеристики:	
Номінальний струм, кА	1,25
Імпульсна напруга ізоляції $U_{имп}$, кВ	8
Номінальна напруга ізоляції, кВ	0,8
Відключаюча здатність I_{cu} , кА	25÷125

Виконаємо перевірку:

$$800 \geq 800;$$

$$1250 I_n \geq 1237,5;$$

Умова виконується

3. Вибір роз'єднувача триполюсного 10 кВ QW2

$$\text{Номінальна напруга } U_{QW2} \geq U_n;$$

$$\text{Номінальний струм } I_{QW2} \geq I_n;$$

$$\text{Струм термічної стійкості } I_{QW2.терм} \geq I_{КЗ}^{(3)}$$

Оберемо вимикач навантаження ВНАП 10/630 та перевіримо його відповідність вимогам:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

$$400 \text{ А} \geq 95,3 \text{ А};$$

$$51 \text{ кА} \geq 7,25 \text{ кА}$$

Умова виконується

4. Вибір вакуумного вимикача Q1 по виконаємо за довготривалим струмом у нормальному режимі роботи $I_{н.мах} = 95,3 \text{ А}$

$$I_{н.мах} \leq I_{Q1}$$

де I_{Q1} - номінальний струм вимикача.

Оберемо вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-12,5/630

$$95,3 \text{ А} \leq 320 \text{ А}$$

Обраний вакуумний вимикач перевіримо за виключаючою здатністю на можливість відключення симетричного струму:

$$I_{КЗ}^{(3)} \leq I_{відкл.ном}$$

де $I_{відкл.ном}$ - номінальний струм відключення вимикача, кА

$$7,25 \leq 21$$

Умова виконується

Розрахунок релейного захисту

1. Розрахунок уставок спрацювання захисту

Дані для розрахунку:

– розрахунковий максимальний струм навантаження $I_{н.мах} = 95,3 \text{ А}$

– розрахункова напруга $U = 10,5 \text{ кВ}$;

- коефіцієнт трансформації релейної обмотки трансформаторів струму 150 / 5.
- трифазний струм короткого замикання в максимальному режимі на шинах 0,8 кВ КТП СЕС, приведений до 10 кВ $I_{K3\max}^{(3)} = 1,04 \text{ кА}$ кз max

Уставки розраховуються в первинних величинах

I ст. МСЗ (струмова відсічка)

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{K3\max}^{(3)},$$

де $k_{від} = 1,4$ – коефіцієнт відстройки захисту;

$$I_{c.з.} = 1,4 \cdot 1,04 = 1,456 \text{ кА}$$

Приймаємо струм спрацьовування 1050 А.

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_y}{k_{cx}} = \frac{1 \cdot 1500}{150 / 5} = 50 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТП СЕС в min режимі:

$$k_q = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3\min}^{(3)}}{I_{c.з.}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1500}{1500} = 2,43 < 1,5$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується. Витримку часу спрацьовування першого ступеню захисту МСЗ для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній мінімально можливому значенню 0 с.

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацьовування захисту:

$$I_y = \frac{k_n \cdot I_{нав.}}{k_n} = \frac{1,2 \cdot 95,3}{0,95} = 120,4 \text{ А}$$

де $k_n = 1,2$ – коефіцієнт надійності;

$k_n = 0,95$ – коефіцієнт повернення.

Приймаємо струм спрацьовування 125 А.

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_y}{k_{cx}} = \frac{1 \cdot 125}{150/5} = 4,2 A$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТП СЕС в min режимі:

$$k_q = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.min}^{(3)}}{I_{c.з.}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1500}{125} = 10,4 < 1,5$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується. Витримку часу спрацьовування захисту приймаємо – 0,2 с.

III ст. МСЗ (захист від перевантажень)

Дана ступінь захисту вводиться в роботу, для контролю величини генерованої потужності, та для обмеження можливості генерації понад дозволеної величини потужності.

За умови відстроювання від максимального допустимого струму СЕС:

$$I_{спрац} = k_{відстр} \cdot I_{c.з} = 1,05 \cdot 95,3 = 100,1 A$$

Приймаємо струм спрацьовування рівний 100 А.

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_y}{k_{cx}} = \frac{1 \cdot 100}{150/5} = 3,34 A$$

Витримку часу спрацьовування захисту приймаємо – 15 с.

Час спрацьовування III ст. слід уточнити при проведенні пусканалагоджувальних робіт.

Захист мінімальної напруги

Уставку рекомендується приймати:

$$U_{<} = 0,9 \cdot U_{ном} = 0,9 \cdot 10000 = 9000 B$$

Витримку часу спрацьовування захисту приймаємо – 10 с. Захист працює на світлову сигналізацію.

Захист максимальної напруги

$$U_{<} = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 10000 = 11000 \text{ В}$$

Витримку часу спрацьовування захисту приймаємо – 2 с.

Система телемеханіки

Для віддаленого управління вимикачами 10 кВ та моніторингу елементів РП-10 кВ проектом передбачається створення автоматизованої системи диспетчерського управління.

У функціональний склад системи входить:

- шафа з апаратурою АСДУ (контроллер RTU ABB);
- система гарантованого живлення з власною АБ (час роботи не менше 2 годин);
- роутер GPRS/LTE з вбудованим GPS приймачем;
- роутер провідний;
- керований промисловий комутатор;
- мікропроцесорний термінал РЗА «МРЗС-0,5Л» ;
- мікропроцесорний перетворювач та аналізатор якості електроенергії SATEC.

Система забезпечує функції телевимірювань, телесигналізації і телекерування РП-10 кВ:

- збір та обробка поточної інформації від обладнання РП-10 кВ, із застосуванням

програмно-технічних засобів (ПТЗ), що не вимагають проведення метрологічної атестації;

- контроль поточного стану основного устаткування і параметрів режиму;
- контроль справності кіл блокування комутаційних апаратів;
- відображення поточного стану обладнання РП-10 кВ та параметрів режиму;

- діагностика стану мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики;
- дистанційне керування КА;
- багаторівневу ідентифікацію;
- реєстрацію та архівування подій і параметрів, необхідних для оперативного та ретроспективного аналізу роботи обладнання, персоналу та засобів автоматизації.

Живлення системи телемеханіки та зв'язку виконується напругою 220 В змінного струму від щита власних потреб. В шафі телемеханіки передбачено встановлення джерела безперебійного живлення (ДБЖ) на час не менше двох годин від власних акумуляторних батарей. Схемне рішення забезпечує гарячу заміну АКБ без потреби наступного калібрування.

Устаткування ТМ автоматично вимірює, контролює і видає до РЕМ наступні

параметри ТВ (телевимірювання): навантаження (по фазах), потужності активної, реактивної (реверсивної), напруги (фазної та лінійної), струму, частоти мережі, коефіцієнтів спотворення синусоїдальності напруги (THD-U) і струму (THD-I), коеф. гармонійних втрат струму (K-factor), коефіцієнт гармонійних спотворень струму (TDD-I). Всі сигнали передаються з міткою часу, яка формується контролером RTU.

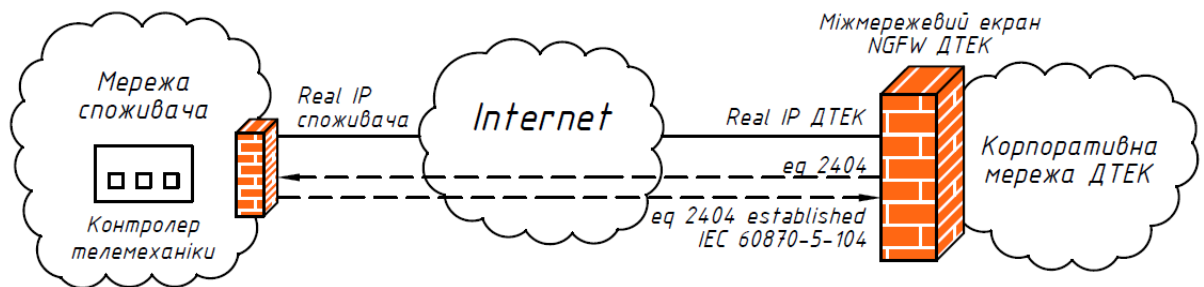


Рис. 27 Схема підключення зовнішнього споживача для передачі даних телемеханіки

Система АСКОЕ

На стороні 10,5 кВ облік електроенергії виконується лічильником ISKRA MT880-T1A32R46S43 що монтують в щиті обліку ЗПК . На стороні 800 В облік електроенергії виконується в кожній КТП лічильником ISKRA MT880-T1A32R46S43, що монтуються в щиті обліку РУНН PowerLine-3200. На стороні 480 В облік електроенергії виконується лічильником ACTARIS SL7000, що

монтуються в щиті обліку на силовому трансформаторі в РП - 10 кВ . Лічильники об'єднуються в загальну систему АСКОВ СЕС (передбачено окремим проектом).

Блискавкозахист та заземлення

Для мереж 10/0,8 кВ генерації проектом передбачено систему заземлення типу IT. Для мереж 0,4 кВ власних потреб ФЕС передбачено систему заземлення типу TN-C-S.

Для запобігання ураження електричним струмом проектом передбачено приєднання до захисного заземлення:

- корпусів інверторів;
- обладнання КТП 10/0,8 кВ;
- металоконструкцій під ФЕМ;
- ЗПК.

При цьому для запобігання перетікання аварійних струмів з КТП до контуру заземлення інверторів та металоконструкцій ФЕМ, вони поміщаються у власний контур заземлення

Заземлюючий пристрій інверторів та металоконструкцій виконується сталевим оцинкованим кругом діаметром 10 мм. Контур заземлення проходить кабельних траншеях 0,8 кВ на глибині 650 мм.

Контур заземлення КТП 10/0,8 кВ виконується сталевією половою 40х4, заземлюючі спуски – сталевією половою 30х4. До контуру заземлення КТП 10/0,8 кВ.

\

2.16 Перелік додаткових систем для роботи СЕС

Система відеоспостереження

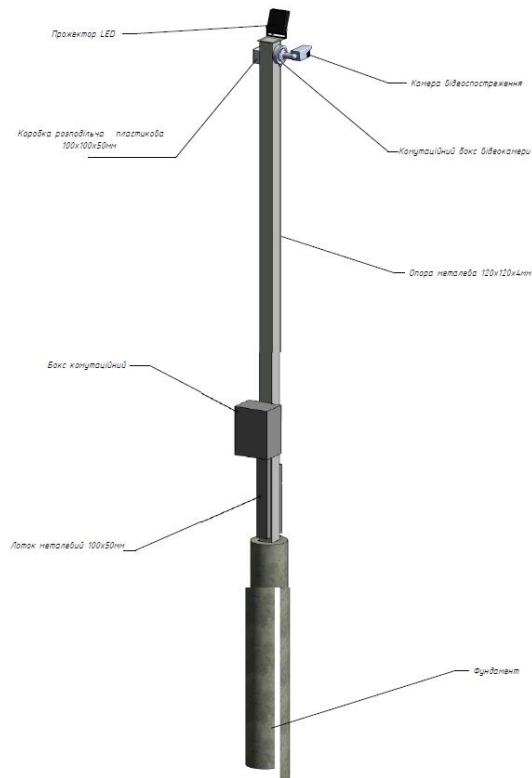


Рис. 27 Розташування обладнання ПО та ВС на опорі

Об'єкт охорони знаходиться безпосередньо на території населеного пункту на території приватного сектору. Таке розташування підвищує вимоги до якості охорони СЕС. Для ефективного ведення моніторингу території електростанції та недопущення проникнення на територію небажаних осіб необхідно впровадити систему периметрального відеоспостереження. Відеокамери розташовуються по периметру огороження території СЕС на стовбах таким чином, щоб повністю покрити відеооглядом всю довжину периметру. Охоронець має знаходитись у АПК на автоматизованому місці відеоспостереження та цілодобового вести спостереження.

Периметральне освітлення

Для покращення ефективності спостереження за територією об'єкту приймаємо використання прожекторів світлодіодних 20Вт [28] у парі з камерами відеоспостереження.

Схема розташування відеокамер та прожекторів зображена у додатку В, однолінійна схема живлення наведена у додатку С

Автоматична пожежна сигналізація

Система пожежної сигналізації призначена для збору, обробки, передачі, відображення та реєстрації повідомлень про стан шлейфів пожежної сигналізації, управління пристроями оповіщення людей про пожежу та інженерними системами об'єкта.

Контроль стану пожежної сигналізації здійснюється за допомогою приймально-контрольних приладів, що встановлюється в Виробничому корпусі №1 в побутовому приміщенні, для обслуговуючого персоналу.

У приміщеннях будівлі об'єкта передбачена автоматична пожежна сигналізація, що забезпечує під час пожежі:

- передачу повідомлення "Пожежа" на ПЦС пожежної охорони;
- передачу сигналів в систему оповіщення про пожежу.

Для подачі сигналів про виникнення пожежі, в залежності від призначення і категорії приміщень, які

потребують оснащення системою пожежної сигналізації передбачаються:

- димові пожежні сповіщувачі;
- ручні пожежні сповіщувачі .

Проектом передбачено управління в автоматичному режимі наступними інженерними системами об'єкта - управління системою оповіщення про пожежу, управління евакуацією людей.

Видача керуючих сигналів відбувається за допомогою релейних модулів 1, які шляхом розмикання / замикання контактів реле видають сигнали на апаратуру управління відповідною інженерною системою. Режим роботи контакту релейного модуля визначається відповідно до алгоритму роботи системи і документацією на апаратуру управління.

2.17 Електропостачання власних потреб

Оскільки обмотка НН трансформатора СЕС працює на напрузі 0,8 кВ, то електропостачання систем власних потреб необхідно влаштовувати через понижуючий трансформатор 10/0,4 кВ, що має під'єднуватись до шини ВН КТП СЕС. Схема живлення системи власних потреб наведена у додатку С.

Розрахуємо потужність трансформатора власних потреб та щита власних потреб за рівнем електроспоживання та резервуванням потужності. Для цього, наведемо таблицю з основними споживачами електроенергії на СЕС. Рівень електроспоживання обладнання оберемо за специфікацією обладнання для встановлення на СЕС встановленою потужністю $\approx 1 \text{ MВт}$, що пропонується компанією ТОВ “ЕДС-ІНЖИНІРИНГ”:

№ п.п.	Найменування споживачів електроенергії	Кількість споживачів	Потужність одного, кВт	Потужність загальна	Час роботи год/добу	Сезонна робота, день/рік	Електроспоживання кВт*год/рік
1	Бокс комутаційний	2	0,2	0,4	24	365	3504
2	Прожектор освітлення	30	0,070	2,1	10	365	7665
3	Живлення ЦУ та С	1	0,046	0,046	24	365	402,96
4	Обладнання АСКОВЕ	1	0,1	0,1	24	365	876
5	Система телемеханіки	1	0,3	3	24	365	2628
6	Освітлення та обігрів комірок ЦВП	1	0,1	0,1	10	120	120
7	Обігрів та вентиляція КТП	1	1,6	1,6	10	200	3200
8	Обігрів АПК	1,5	1	2	24	120	4320
9	Кондиціонування АПК	1	0,7	0,7	8	63	352,8
10	Розеточні групи АПК (№1.2)	2	1	2	12	365	8760
11	Розеточна мережа АПК (холод., мікрохв)	1	2	2	8	365	5840
12	Шафа комутаційна	1	1	1	24	365	8760
13	Електроосвітлення АПК	1	0,09	0,09	8	365	262,8
14	Живлення АПС	1	0,05	0,05	24	365	438
				15,186			47130

Табл. 11 Перелік електроспоживачів ТВП

За отриманим значеннями максимальної встановленої потужності оберемо трансформатор власних потреб ТМГ-16 кВА /10/ 0,4 кВ. Дана

установка здатна забезпечити одночасну роботу всіх систем СЕС та забезпечує резервування потужності 0,8 кВА на можливе додаткове підключення електроприймачів.

Номінальна потужність, кВА	16
Номінальна напруга ВН/НН, кВ	10/0,4
Схема і група з'єднання обмоток	Y/Y _n -0
Втрати ХХ, Вт	70
Втрати КЗ, Вт	440
Струм холостого ходу, %	2,8
Напруга короткого замикання, %	4,5

Табл. 12 Технічні характеристики ТМГ-16 кВА /10/ 0,4 кВ

Для встановленої потужності оберемо ЩВП, з номінальним рівнем напруги збірної шини щита $I_{ТВП} = 40$ А. Однолінійна схема підключення щита власних потреб наведена у додатку С

Загальнорічний рівень власного електроспоживання має бути врахований при розрахунку кількості електроенергії, о була віддана до загальної електромережі.

2.18. Розрахунок продуктивності ФЕС

У даному розділі для отримання точних даних виробки електроенергії ФЕМ буде використане програмне середовище PVsyst [29], у якому за допомогою бази даних погоди та сонячної інсоляції на одиницю площі можна змодельовати роботу електростанції на протязі року.

Темою дослідження є вивчення можливості додаткової генерації СЕС за допомогою використання біфокальних ФЕМ. На проєктованій ділянці головним показником, що буде впливати на продуктивність нижньої сторони фотомодуля – це альbedo сонячного світла. Розглянемо три можливих сценарії, що можуть змінити генерації СЕС:

1. Варіант роботи СЕС, коли частину року з квітня по жовтень підложкою, що відбиває світло є зелена трава, а з листопада по квітень підложкою є суха трава.

Значення коефіцієнтів відбиття для наведеної конфігурації:

Jan.	0.440	May	0.240	Sep.	0.240
Feb.	0.440	June	0.240	Oct.	0.240
Mar.	0.440	July	0.240	Nov.	0.440
Apr.	0.240	Aug.	0.240	Dec.	0.440

✓ Set all as year

Рис.28 Щомісячне альbedo №1

Задамо параметри стрінгів та інверторів у програму:

Global system summary	
Nb. of modules	3120
Module area	6406 m²
Nb. of inverters	10
Nominal PV Power	1279 kWp
Maximum PV Power	1214 kWDC
Nominal AC Power	1000 kWAC
Pnom ratio	1.279

Рис. 28 Вихідні параметри моделювання

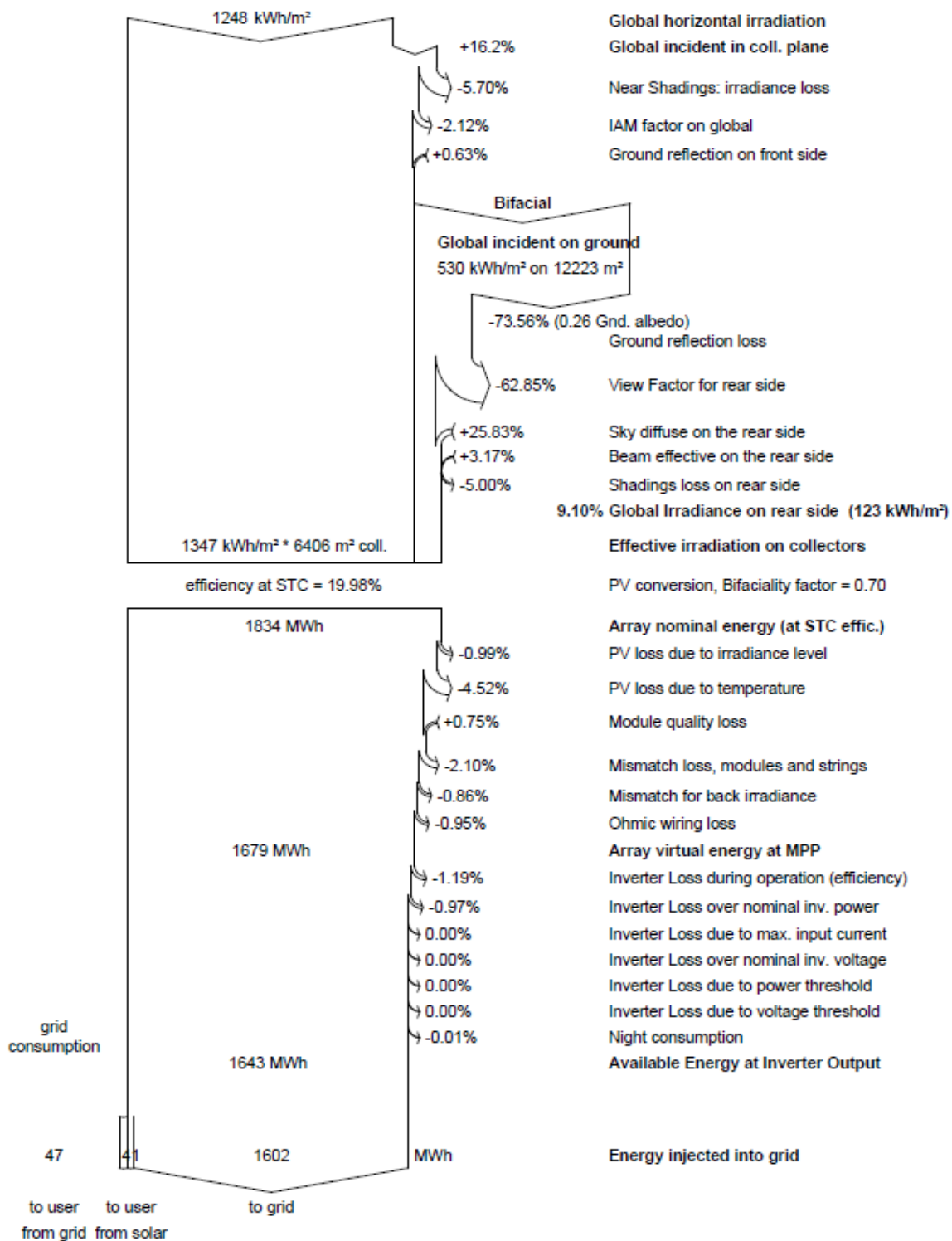


Рис. 30. Діаграма втрат електричної енергії №1

Місяць	Пряма сонячна інсоляція, кВт/м ²	Розсіяна сонячна інсоляція, кВт/м ²	Середня температура, °C	Загальна ефективна сонячна інсоляція, кВт/м ²	Потужність, що віддається до мережі, МВт*год
Січень	27,5	20,08	-3.16	43.5	45.4
Лютий	44.8	26.34	-2.75	68.7	80.7
Березень	86.9	44.60	2,84	112.5	135.4
Квітень	127.3	67.54	10,13	140.7	163.5
Травень	189.7	76.62	16.38	186.8	213.7
Червень	181.3	83.17	19.33	167.9	192.0
Липень	182.2	82.80	22.91	173.3	194.0
Серпень	167.2	60.57	22.29	181.3	200.3
Вересень	114.5	53.39	15.77	141.3	159.8
Жовтень	72.1	37.22	9,64	108.1	122.6
Листопад	33.1	22.21	3,2	53.6	56.1
Грудень	21,5	13.13	-1.82	41.3	38.6
Рік	1248.0	587.68	9,64	1354,8	1602.2

Табл. 13 Дані моделювання №1

За отриманою діаграмою втрат системи реальний приріст потужності сонячної радіації, що потрапляє на ФЕМ від роботи нижньої сторони ФЕМ складає 9,1% для обраного режиму роботи .

- Варіант роботи СЕС з максимально можливим приростом потужності. Умовою досягнення є культивування білих квіткових рослин, що допоможе у період їх цвітіння збільшити коефіцієнт відбиття [30]. Також допускаємо, що у зимовий період, як мінімум, один календарний місяць зберігається снігове покриття, що дає значний приріст до генерації:

Monthly ground albedo values

Jan.	<input type="text" value="0.850"/>	May	<input type="text" value="0.300"/>	Sep.	<input type="text" value="0.300"/>
Feb.	<input type="text" value="0.440"/>	June	<input type="text" value="0.300"/>	Oct.	<input type="text" value="0.240"/>
Mar.	<input type="text" value="0.440"/>	July	<input type="text" value="0.300"/>	Nov.	<input type="text" value="0.440"/>
Apr.	<input type="text" value="0.300"/>	Aug.	<input type="text" value="0.300"/>	Dec.	<input type="text" value="0.440"/>

☒ Set all as year

Рис.31 Щомісячне альbedo №2

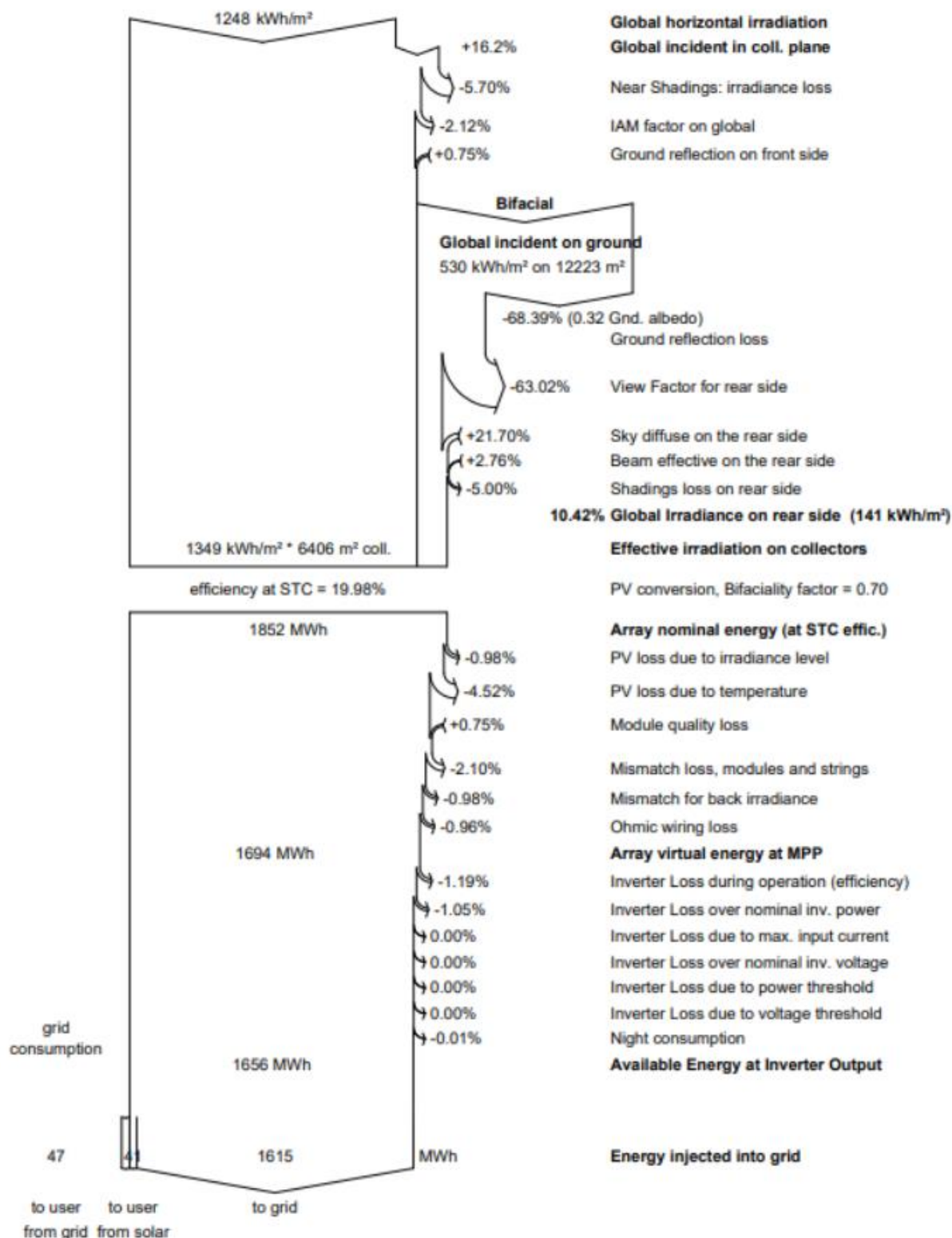


Рис. 32. Діаграма втрат електричної енергії №2

За отриманою діаграммою втрат системи реальний приріст потужності сонячної радіації, що потрапляє на ФЕМ від роботи нижньої сторони ФЕМ складає 10,42 % для обраного режиму роботи .

Місяць	Пряма сонячна інсоляція, кВт/м ²	Розсіяна сонячна інсоляція, кВт/м ²	Середня температура, °C	Загальна ефективна сонячна інсоляція, кВт/м ²	Потужність, що віддається до мережі, МВт*год
Січень	27,5	20,08	-3.16	43.5	47.8
Лютий	44.8	26.34	-2.75	68.7	80.7
Березень	86.9	44.60	2,84	112.5	135.4
Квітень	127.3	67.54	10,13	140.7	163.5
Травень	189.7	76.62	16.38	186.8	216.1
Червень	181.3	83.17	19.33	167.9	194.5
Липень	182.2	82.80	22.91	173.3	196.6
Серпень	167.2	60.57	22.29	181.3	202.2
Вересень	114.5	53.39	15.77	141.3	161.2
Жовтень	72.1	37.22	9,64	108.1	122.6
Листопад	33.1	22.21	3,2	53.6	56.1
Грудень	21,5	13.13	-1.82	41.3	38.6
Рік	1248.0	587.68	9,64	1354,8	1615.4

Табл. 14 Дані моделювання №2

- Варіант роботи СЕС, що не враховує генерацію від нижньої сторони ФЕМ. Дана конфігурація системи допоможе порівняти рівень генерації СЕС зі звичайними панелями з розрахованими варіантами вище, коли використовуються біфокальні ФЕМ:

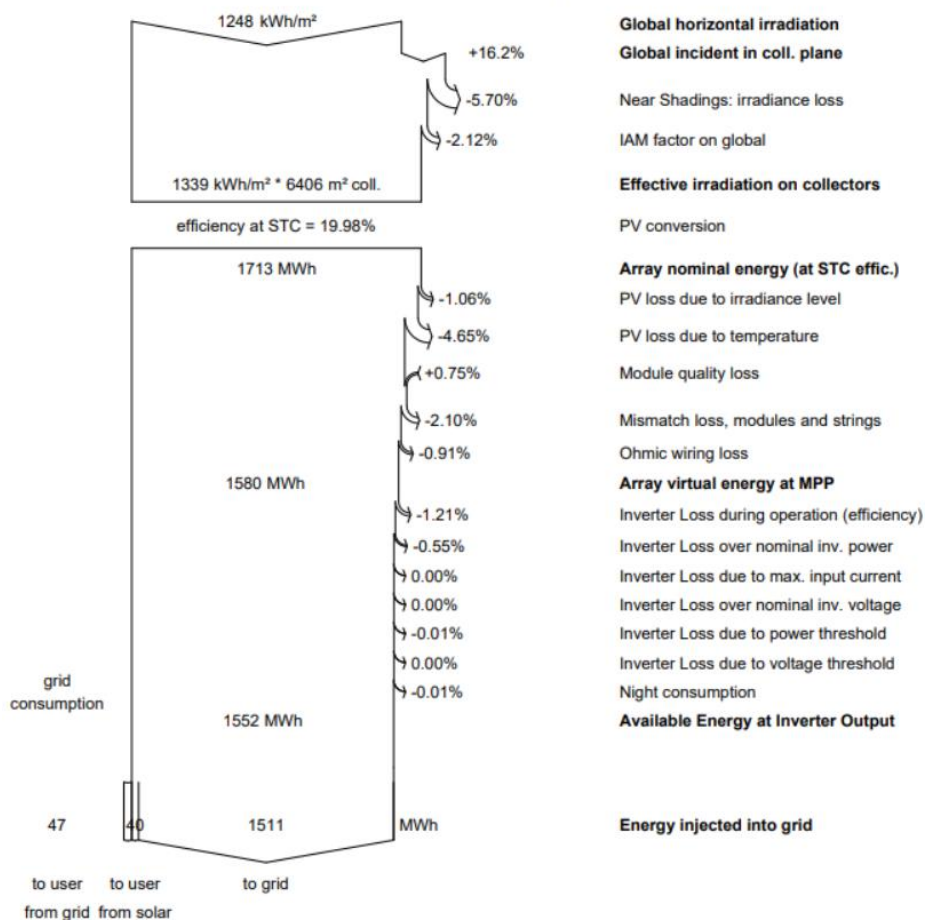


Рис. 33. Діаграма втрат електричної енергії №3

Місяць	Пряма сонячна інсоляція, кВт/м ²	Розсіяна сонячна інсоляція, кВт/м ²	Середня температура, °C	Загальна ефективна сонячна інсоляція, кВт/м ²	Потужність, що віддається до мережі, МВт*год
Січень	27,5	20,08	-3.16	43.5	42.0
Лютий	44.8	26.34	-2.75	68.7	76.6
Березень	86.9	44.60	2,84	112.5	126.9
Квітень	127.3	67.54	10,13	140.7	154.6
Травень	189.7	76.62	16.38	186.8	200.9
Червень	181.3	83.17	19.33	167.9	178.1
Липень	182.2	82.80	22.91	173.3	180.8
Серпень	167.2	60.57	22.29	181.3	190.6
Вересень	114.5	53.39	15.77	141.3	152.8
Жовтень	72.1	37.22	9,64	108.1	118.8
Листопад	33.1	22.21	3,2	53.6	52.6

Грудень	21,5	13.13	-1.82	41.3	36.5
Рік	1248.0	587.68	9,64	1354,8	1511.2

Табл. 15 Дані моделювання №3

За даними складемо порівняльну таблицю для кожного з варіантів розрахунку:

Варіант, №	Загальнорічний рівень генерації, МВт*год	Приріст генерації, %
1	1511,2	-
2	1602,2	6
3	1615,4	6,8

Таблиця 16

Отримані значення реального приросту генерації для біфокальних панелей необхідно проаналізувати з точки зору фінансової та технічної доцільності впровадження такої технології на СЕС.

У технічному плані двосторонні панелі дають наступні переваги у використанні:

- Зменшення на 6-6,9 % площі землі, що необхідна для набору однієї і тієї ж самої потужності, у порівнянні з класичними ФЕМ
- Збільшення загальнорічного рівня генерації

Економічні показники установки та аналіз виконаємо у наступному розділі.

3. Економічний розділ

3.1 Вступ.

Станом на сьогоднішній день головним чинником розвитку сонячної енергетики в Україні є Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії альтернативних джерел енергії», прийнятого ВРУ 21 липня 2020. Цей закон вніс зміни до тарифів, що діяли у попередні роки та створив нові умови на ринку:

	Чинне законодавство	Відповідно до Закону, прийнятого ВРУ 21 липня 2020 року
Зниження «зеленого» тарифу Введення в експлуатацію: з 1 січня 2020	СЕС (2020): EUR 112.5 за МВт·год СЕС (2021): EUR 109 за МВт·год	СЕС (≥ 1 МВт але < 75 МВт): з 1 січня 2020 до 31 жовтня 2020: мінус 2.5% з 1 листопада 2020 до 31 березня 2021: мінус 30% з 1 квітня 2021: мінус 60% СЕС (> 75 МВт): з 1 січня 2020 до 31 жовтня 2020: мінус 2.5% з 1 листопада 2020: мінус 60% СЕС (< 1 МВт): мінус 2.5% ВЕС: мінус 2.5%

Табл. 17 Зміни у тарифах на генерацію електроенергії СЕС (з ПДВ)

Внесені зміни до законодавчої бази допоможуть скоротити дефіцит державного фінансування галузі відновлюваної енергетики. У останні роки значними темпами зросло будівництво СЕС великої потужності. Такі генеруючі установки давали інвесторам змогу окупити вкладення у термін 4-5 років, що є дуже гарним показником у порівнянні з іншими видами капіталовкладень.

За новими тарифами найкращим потенціалом прибутковості та окупності у відношенні до капіталовкладень є будівництво СЕС потужністю до 0,99 МВт. Тарифи для таких генеруючих установок зазнали незначних змін у порівнянні з минулим законодавством (табл. 17).

Впровадження об'єктів відновлюваної енергетики такого рівня потужності відповідає загальносвітовим трендам у використанні зеленої енергії. Розподілена генерація у енергосистемі допоможе зменшити втрати на передачу електроенергії до споживачів, що знаходяться у зоні будівництва об'єкту та розвантажити електромережу та покращити якість електроенергії у

сільській місцевості, де розташовується об'єкт. Головною умовою будівництва такої СЕС є можливість прийняти генерувальну потужність у точці приєднання до електромережі.

До проектування був прийнятий варіант СЕС з використанням біфокальних ФЕМ. Дана технологія за результатами дослідження здатна підвищити на 6-6,8% рівень сумарної генерації. Метою дослідження є порівняння прибутковості та терміну окупності сонячної електростанції з встановленою інверторно. потужністю у 0,99 МВт за трьома варіантами:

1. Будівництво СЕС $P_{СЕС} = 0,99 \text{ МВт}$ з використанням біфокальних ФЕМ за умов мінімальних значень продуктивності нижньої сторони панелі.
2. Будівництво СЕС $P_{СЕС} = 0,99 \text{ МВт}$ з використанням біфокальних ФЕМ за умов максимальних значень продуктивності нижньої сторони панелі.
3. Будівництво СЕС $P_{СЕС} = 0,99 \text{ МВт}$ з використанням односторонніх ФЕМ аналогічної встановленої потужності та того ж виробника. Даний варіант має зміну від 1 та 2 варіантів лише у вартості ФЕМ.

3.1 Проект розробки електричної частини сонячної станції з двосторонніми фотоелектричними модулями

3.1 Розрахунок капітальних інвестицій

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

Капітальні витрати по реалізації проектного технічного рішення можуть включати:

- витрати на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання, тощо;
- витрати, пов'язані з проведенням монтажно-налагоджувальних робіт, також відноситься до капітальних;
- інші капіталовкладення.

$$K_{np} = K_{ob} \left(\sum_{i=1}^K C_i \right) + Z_{mzc} + Z_m + Z_n + Z_{np},$$

де $K_{ob}(\sum)$ - сумарна вартість придбання електрообладнання;

K – кількість необхідних комплектуючих елементів;

Z_{mzc} - транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_{m,n}$ - витрати на монтажно-налагоджувальні роботи;

Z_{np} - інші одноразові вкладення коштів.

Визначимо сумарну вартість придбання обладнання. Оскільки умови проекту не передбачають створення повних специфікацій обладнання та матеріалів, то розрахуємо вартість основного силового обладнання СЕС. Металопродукція, будівельні матеріали та комплекси додаткового обладнання для комплектації СЕС мають ціну, зформовану за комерційною пропозицією ТОВ “ЕДС-Інжиніринг” для типових проектів сонячних електростанцій встановленою потужністю $\approx 1\text{МВт}$. Дана ціна зформована з урахуванням

вартості доставки обладнання.

Тип обладнання	Одиниці вимірювання	Кількість	Ціна за одиницю, грн	Сума, грн з ПДВ
ФЕМ TSM-DEG15MC.20(II)	шт.	3120	3 430	6 747 048
Інвертор SUN2000-100KTL-H1	шт.	9	165 978	165 978
Інвертор SUN2000-90KTL-H1	шт.	1	149 000	149 000
Кабель PV HIKRA SOL 6 мм2	м.п.	3100	28	86 800
Кабель АПВВГ 3х50	м.п.	700	121	84 700
ААБл 3х95	м.п.	760	270	205 200
Запобіжник ETI KVL-00 3р М8-М8	шт.	10	854,25	8 542,5
ETI 1250/3 LE 3р	шт.	1	50 549	50 549
Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-12,5/630	шт.	1	68 000	68 000
Вимикач навантаження ВНАП 10/630	шт.	1	3920	3920
Металоконструкції столів, метиз, кріплення панелей	комплекс.	1	1 900 000	1 900 000
Огорожа майданчика	комплекс.	1	420 000	420 000
Система заземлення та блискозахисту	комплекс.	1	18 000	18 000
Кабельні муфти, МС конектора	комплекс.	1	746 000	746 000
КТП, КТП-РП, трансформатор Siemens 4JB6044-3ВА	комплекс.	1	1 300 000	1 300 000
Модульна будівля оператора-охорона	комплекс.	1	170 000	170 000
Система моніторингу та телемеханіки	комплекс.	1	243 00	243 00
Система відеонагляду	комплекс.	1	140 000	140 000
Система АСКОЕ	комплекс.	1	68 000	68 000
Система автом. пож. Сигналізації	комплекс.	1	17 000	17 000
			$K_{об}(\sum)$	11 977 037,5

Таблиця 18 Зведення капітальних витрат

Додамо перелік посилань на постачальників обладнання:

Тип обладнання	Постачальник
ФЕМ TSM-DEG15MC.20(II)	інтернет-магазин jingsun.en.made-in-china.com [31]
Інвертор SUN2000-100KTL-H1	інтернет-магазин brain.com.ua/ [32]
Інвертор SUN2000-90KTL-H1	
Кабель PV HIKRA SOL 6 мм2	інтернет-магазин risen.com.ua [33]
Кабель АПВВГ 3х50	інтернет-магазин shop.voltenergo.com.ua/ [34]

Таблиця 19 Посилання на ціни

Тип обладнання	Постачальник
ААБл 3х95	ПАТ «ЗАВОД ЮЖКАБЕЛЬ» yuzhcable.com.ua [35]
Запобіжник ETI KVL-00 3р М8-М8	інтернет-магазин shop.voltenergo.com.ua/ [34]
ETI 1250/3 LE 3р	інтернет-магазин shop.voltenergo.com.ua/
Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-12,5/630	інтернет-магазин zep.stroika.biz.ua/ [36]
Вимикач навантаження ВНАП 10/630	інтернет-магазин shop.voltenergo.com.ua/
Металоконструкції столів, метиз, кріплення панелей	ТОВ «ЕДС-Інжиніринг», м. Дніпро [37]
Огорожа майданчика	
Система заземлення та блискавкозахисту	
Кабельні муфти, МС конектора	
КТП, КТП-РП, трансформатор Siemens 4JB6044-3ВА	
Модульна будівля оператора-охорона	
Система моніторингу та телемеханіки	
Система відеонагляду	
Система АСКОЕ	
Система автом. пож. Сигналізації	

Продовження таблиці 19

Усі ціни наведені станом на 12.12.2020 р. Для кабельного обладнання та трансформаторів ціни надаються лише за запитом до виробника.

Розрахуємо вартість транспортно-заготівельних та складських затрат $Z_{тзс}$ на матеріали за умовами поставки та прайсом компанії перевізника з урахуваннями габаритів та міста відправки зі складу компанії-продавця. Зведемо дані вартості доставки у таблицю 20. Вартість доставки від ТОВ «ЕДС-Інжиніринг» у таблиці на наведена, оскільки включена у основну вартість обладнання.

Тип обладнання	Місто відправки	Компанія перевізник	Вартість доставки, грн з ПДВ
ФЕМ TSM-DEG15MC.20(II)	КНР	“Meest China” [39]	4 300 000
Інвертор SUN2000-100KTL-H1	м.Київ	“Нова Пошта” [40]	Безкоштовна доставка при сумі замовлення від 1500 грн
Інвертор SUN2000-90KTL-H1	м.Київ	“Нова Пошта”	1150
Кабель PV HIKRA SOL 6 мм2	м.Харків	“Нова Пошта”	1050
Кабель АПВВГ 3х50	м. Одеса	“Нова Пошта”	2924
ААБл 3х95	м. Одеса	“Нова Пошта”	11500
Запобіжник ETI KVL-00 3р М8-М8	м.Київ	“Нова Пошта”	186
ETI 1250/3 LE 3р	м.Київ	“Нова Пошта”	Безкоштовна доставка
Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-12,5/630	м.Київ	“Нова Пошта”	4779
Вимикач навантаження ВНАП 10/630	м.Київ	“Нова Пошта”	Безкоштовна доставка
		<i>З_{тзс}</i>	4 321 589

Таблиця 20 Вартість доставки електрообладнання

Вартість монтажних-налагоджувальних робіт розрахована згідно комерційної пропозиції ТОВ “ЕДС-Інжиніринг” та включає у себе весь комплекс робіт з будівництва, монтажу та наладки обладнання СЕС:

Найменування робіт	Ціна, грн з ПДВ
Підготовчі роботи	48 000
Улаштування огорожі периметра	171 000
Монтаж металевих конструкцій столів	750 000
Монтаж сонячних панелей	223 000
Улаштування DC ліній, матеріал	455 500
Улаштування AC ліній та сонячного кабелю, матеріал	100 000
Улаштування заземлення та блискозахисту, матеріал	11 000
Улаштування системи периметрального освітлення, матеріал	80 000
Улаштування системи моніторинга	22 000
Улаштування системи відеонагляда	18 800
Монтаж інверторів, смартлогерів	22 000
Улаштування фундаментів, матеріал	135 000
Монтаж КТП, КТП-РП	12 000
Монтаж модульної будівлі	10 000

Улаштування системи автоматичної пожежної сигналізації	10 000
--	--------

Таблиця 21. Вартість монтажно-налагоджувальних робіт

Улаштування системи каналізації	97 000
Улаштування внутрішніх доріг станції	181 000
Улаштування дренажної системи	101 000
Улаштування системи автоматичної комерційного обліку	45 000
Благоустрій майданчика	131 000
Пусконаладжувальні роботи, лабораторні іспити	99 500
Охорона, житло, доставка робітників, будмістечко, тимчасове електропостачання, доставка матеріалу, перевезення панелей та металу в монтаж, командировочні	545 000
Зовнішнє підключення	198 000
$\Sigma_{м,н}$	3 465 800

Продовження таблиці 21

Розрахуємо капітальні інвестиції для розглянутого варіанту СЕС

$$K_{np} = 19\,764\,426,5 \text{ грн}$$

Оскільки третій порівняльний варіант СЕС передбачає лише заміну моделі ФЕМ, розрахуємо капіталовкладення з урахуванням вартості фотомодулів:

Тип обладнання	Одиниці вимірювання	Кількість	Ціна за одиницю з урахуванням вартості доставки, грн	Сума, грн з ПДВ	Різниця у вартості ФЕМ $\Delta C_{ФЕМ}$, грн
ФЕМ TSM-DEG15MC.20(II)	шт.	3120	3540,4	11 046 048	344 448
ФЕМ TSM-DEG15	шт.	3120	3430	10 701 600	

$$K_{np3} = K_{np1,2} - \Delta C_{ФЕМ} = 19\,764\,426,5 - 344\,448 = 19\,419\,978,5 \text{ грн}$$

3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати – це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), що виражені у грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат по електротехнічному устаткуванню та енергомережам відносяться:

1. Амортизаційні відрахування (C_a).
2. Заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_z).
3. Єдиний соціальний внесок (C_c).
4. Витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_{np}).
5. Вартість спожитої електроенергії (C_e).
6. Інші витрати (C_{in}).

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

$$C = C_a + C_z + C_c + C_{np} + C_e + C_{in}, \text{ грн.}$$

3.2.2 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Відповідно до [41] електрообладнання відноситься до 4-ої групи основних фондів, мінімально допустимий строк корисного використання становить 5 років, однак для комутаційного обладнання, що має високу надійність приймаємо строк корисного використання - 15 років, кабельно-провідникова відносяться до 3-ої групи (передавальні пристрої) та мають строк корисного використання мінімум у 10 років.

Сонячні панелі з полікристалічного кремнію вирізняються низькими темпами деградації потужності, що робить їх довговічними та надійними пристроями,. Прийmemo мінімально допустимий термін корисного використання без суттєвого зниження виробки електроенергії у 30 років .

Згідно з системи кріплення сонячних панелей відносяться до групи 3 (споруди та конструкції) та мають термін мінімального корисного використання – 10 років.

Мережевий інвертор побудований на напівпровідниках, а тому має довгий гарантійний термін і термін корисного використання – 15 років ;

Комутаційне обладнання, обладнання КТП, системи моніторингу, АСКОЕ, телемеханіки, периметрального освітлення та відеоспостереження за умовами експлуатації не повинні замінятись до зміни інверторів та обладнання ФЕМ. Тому приймаємо термін їх експлуатації – 15 років.

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_n}{\Phi_n \cdot T_n} \cdot 100\% = \frac{1}{T_n} \cdot 100\%,$$

Розрахуємо норму амортизації за умовою мінімального строку використання усього обладнання у 15 років. Це обумовлене практикою роботи СЕС. За умови прискіпливого проектування об'єкту та проведення комплексу *якісних* робіт з присутнім кваліфікованим наглядовим та інженерним технічним персоналом об'єкт має високу ступінь надійності та тривалості єдиноразового використання технічних приладів.

Розрахуємо норму амортизації для обладнання СЕС:

– сонячні панелі

$$H_a = \frac{2100}{2100 \cdot 30} \cdot 100\% = 0,033 \cdot 100\% = 3,33 \, \%.$$

– інше обладнання

$$H_a = \frac{562,5}{562,5 \cdot 15} \cdot 100\% = 0,067 \cdot 100\% = 6,67 \, \%;$$

Найменування	Капітальні інвестиції, грн.	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис грн
<u>Проектний варіант</u>			
ФЕМ TSM-DEG15MC.20(II)	6 747 048	3,33	222 653
Інвертор SUN2000-100KTL-H1	165 978	6,67	11 121
Інвертор SUN2000-90KTL-H1	149 000		9 983
Кабель PV HIKRA SOL 6 мм2	86 800		5 816
Кабель АПВВГ 3х50	84 700		5 675
ААБл 3х95	205 200		13 748
Запобіжник ETI KVL-00 3р М8-М8	8 542,5		572
ETI 1250/3 LE 3р	50 549		3 387
Вакуумний вимикач ВВ/TEL-10-12,5/630	68 000		4 556
Вимикач навантаження ВНАП 10/630	3920		263

Металоконструкції столів, метиз, кріплення панелей	1 900 000		127 300
Огорожа майданчика	420 000		28 140
Система заземлення та блискозахисту	18 000		1 206
DC/AC кабелі, муфти, МС конектора	746 000		49 982
КТП, КТП-РП, трансформатор Siemens 4JB6044-3BA	1 300 000		87 100
Модульна будівля оператора-охорона	170 000		11 390
Система моніторингу та телемеханіки	243 00		1 628
Система відеонагляду	140 000		9 380
Система АСКОЕ	68 000		4 556
Система автом. пож. Сигналізації	17 000		1 139
		C_a	559 594

Таблиця 22 Розрахунок амортизаційних відрахувань

3.2.3 Розрахунок річного фонду заробітної плати

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

Сонячна електростанція може працювати у повністю автономному режимі, але потребує у планового обслуговування. Оскільки на сьогодні існують пакетні пропозиції з обслуговування СЕС від приватних компаній, приймемо, що у штатному складі обслуговуючого персоналу СЕС профільні спеціалісти-електрики відповідних груп не передбачаються. Умови штатного обслуговування СЕС описані у розділі про технічне обслуговування та ремонт СЕС.

Для забезпечення роботи електростанції в умовах місцезнаходження безпосередньо у приватному секторі необхідно закласти штат охорони. Лише постійна фізична присутність персоналу на об'єкті, цілодобовий моніторинг відеоспостереження та обходи території здатні перешкодити викраденню

електричного обладнання. Найоптимальнішим варіантом роботи для охорони, який забезпечить її коженденну присутність є режим роботи у одну 24-годинну зміну та вихідний у три доби для кожного охоронця. Такий режим роботи дозволить утримувати на СЕС персонал, який має достатньо часу на відпочинок від роботи у зміні та час на власні потреби. Заробітна плата служби охорони має формуватись за місячним посадовим окладом і приймається рівною 8 000 грн/міс (згідно пропозиціям працевлаштування на аналогічну посаду у Новомосковському районі станом на 10.12.2020 [42])

№ п/п	Найменування професії робітників	Явочний штат у зміну, осіб	Списковий склад з урахуванням змінності роботи, осіб	Місячна зарплатня, грн	Основна зарплата, тис.грн./рік
1.	Охоронець	4	1	8 000	384 000
	ВСЬОГО				384 000

Таблиця 23 Розрахунок річного фонду основної заробітної плати охорони

Також для роботи СЕС необхідний обслуговуючий персонал для сезонних робіт на СЕС. У весінньо-осінній період це роботи зі скошування трави на території, очистка ФЕМ від пилу та бруду. Під час зимового періоду ФЕМ потребують постійної очистки поверхні після кожного снігопаду. Оскільки така робота є не постійної, тому працівник найматиметься на погодинну оплату. Враховуючи тип роботи приймаємо погодинну ставку працівника рівною 70 грн/год . Згідно за планом покосу трави на ділянці та середньою кількістю сніжних днів у році складемо графік роботи для працівника:

Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Разом
Кількість робочих днів/місяць	11	10	5	7	10	10	10	10	10	7	5	11	106
Тривалість робочого дня, год	8	8	8	10	10	10	10	10	10	10	8	8	
Основна зарплата, тис.грн./рік	6160	5600	2800	4900	7000	7000	7000	7000	7000	4900	2800	6160	68320

Таблиця 24 Розрахунок річного фонду основної заробітної плати робітника СЕС

За цими даними визначимо заробітню плату обслуговуючого персоналу C_3 :

$$C_3 = C_{31} + C_{32} = 384000 + 68320 = 452320 \text{ грн}$$

3.2.4 Витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж

Оскільки СЕС є типовим проектом, для її експлуатації та поточного ремонту найбільш оптимальним варіантом є заключення контракту на постійне планове обслуговування та гарантійний ремонт обладнання з приватною сервісною компанією. Згідно прайсу компанії ТОВ “ЕДС-Інжиніринг” річне обслуговування СЕС 1МВт $C_{пр} = 60\,000$ грн.

3.2.5 Розрахунок вартості витрат електроенергії

Вартість електроенергії, споживаної об'єктом проектування протягом року, визначається виходячи з його встановленої потужності, річного фонду робочого часу об'єкта проектування та витрат електроенергії за формулою:

$$C_e = W_p \cdot C_e = 18794 \cdot 5,5 = 103367 \text{ грн},$$

W_p – кількість спожитої за рік електроенергії, кВт • год станом на 14.12.2020 р.(частина електроенергії, що не забезпечується власною генерацією) ;

C_e – тариф на електроенергію станом на конкретну дату, грн. / кВт • год;

3.2.6 Розрахунок єдиного соціального внеску

Єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування (скор. ЄСВ) — консолідований страховий внесок в Україні, збір якого здійснюється в системі загальнообов'язкового державного страхування

в обов'язковому порядку та на регулярній основі. ЄСВ сплачується незалежно від суми нарахованої заробітної плати. [43]. Розрахуємо щомісячний розмір

Розрахуємо річну суму ЄСВ для працівників СЕС:

Розмір ЄСВ													
Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Разом, грн
Для працівника СЕС, грн	1355,2	1232	1100	1100	1540	1540	1540	1540	1540	1078	1100	1355,2	15030,4
Для служби охорони, грн	7920	7920	7920	7920	7920	7920	7920	7920	7920	7920	7920	7920	95040
												C_c	110070,4

Таблиця 25 Розмір ЄСВ

3.2.7. Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати на охорону праці, на спецодяг тощо. Відповідно до практики ці витрати визначаються в розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{\text{інш}} = 4\% C_z = 4\% \cdot 452320 = 18092,8 \text{ грн.}$$

За отриманими даними річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$C = 559594 + 452320 + 60000 + 103367 + 110070,4 + 18092,8 = 1303444,2 \text{ грн.}$$

3.2.8 Визначення доходу від продажу електроенергії

Розрахунок проводиться згідно тарифів з табл. 14

	Кількість виробленої електроенергії, МВт • год	Вартість 1 МВт • год, грн	Вартість електроенергії, грн
СЕС (Вар. 1)	1615,4	3584,39	5790223,6
СЕС (Вар. 2)	1602,2	3584,39	5742909,7
СЕС (Вар. 3)	1511,2	3584,39	5416730,2

Таблиця 26 Виробничі доходи за 1 рік роботи підприємства

3.3. Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення $E_{кр}$ складає різниця в прибутковості у порівнянні з СЕС з використання класичних ФЕМ. Оскільки у проекті розглянуто 2 Варіанта роботи електростанції розрахуємо річну економію для кожного з варіантів:

$$E_{кр1} = B_{Вар.1} - B_{Вар.3} = 5790223,6 - 5416730 = 373496,6 \text{ грн}$$

$$E_{кр2} = B_{Вар.2} - B_{Вар.3} = 5742909,7 - 5416730 = 326179,7 \text{ грн}$$

де $B_{Вар1-3}$ – вартість згенерованої електроенергії для кожного x варіантів.

Повної річної економії здійснюється за формулою:

$$E_{кп1} = E_{кр1} \pm \Delta C = 373\,496,6 \text{ грн}$$

$$E_{кп1} = E_{кр1} \pm \Delta C = 326\,179,7 \text{ грн}$$

де $\Delta C=0$ грн – економія (перевитрата) на експлуатаційних витратах.

3.4. Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Оцінка економічної ефективності розглянутих в дипломному проекті технічних і організаційних рішень здійснюється на основі визначення та аналізу наступних показників:

а) розрахункового коефіцієнта ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p ;

б) терміну окупності капітальних витрат T_p .

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p показує, скільки гривень додаткового прибутку (економії) приносить одна гривня капітальних витрат:

$$E_{кп1} = \frac{E_{кп1}}{K_{np1}} = \frac{373\,496,6}{19\,764\,426,5} = 0,0189 \text{ грн}$$

$$E_{кп2} = \frac{E_{кп2}}{K_{np2}} = \frac{326\,179,7}{19\,764\,426,5} = 0,0165 \text{ грн}$$

де K_{np} - капітальні витрати за варіантом, що викликали економію, тис. грн.

Оскільки, головною умовою проектування СЕС з біфокальними ФЕМ є той факт, що вартість такого обладнання вище за класичні фотопанелі головних критерієм доцільності впровадження об'єкту є підвищення рівня прибутковості електростанції, а відповідно й терміну окупності. Для порівняння кожного з варіантів розрахуємо термін окупності СЕС за формулою:

$$T_p = \frac{K_{np}}{B_{BAP} - C}$$

Термін окупності капітальних витрат, що розрахований за наведеною формулою показує, за скільки років окупається СЕС з урахуванням експлуатаційних витрат.

$$T_{p1} = \frac{19\,764\,426,5}{5790223,6 - 1303444,2} = 4,4 \text{ роки}$$

$$T_{p2} = \frac{19\,764\,426,5}{5742909,7 - 1303444,2} = 4,45 \text{ роки}$$

$$T_{p3} = \frac{19\,419\,978,5}{5416730,2 - 1303444,2} = 4,72 \text{ роки}$$

Найменування показників	Одиниці виміру	Варіант 1 (максимальна генерація)	Варіант 2 (мінімальна генерація)	Варіант 3 (СЕС зодносторонніми ФЕМ)
Капітальні витрати	грн	19 764 426,5	19 764 426,5	19 419978,5
Експлуатаційні витрати	грн	1303444,2	1303444,2	1303444,2
Вартість згенерованої електроенергії	грн	5790223,606	5742909,7	5416730,2
Питома вартість 1 Вт встановленої потужності	грн	19,76	19,76	19,42
Розрахунковий термін окупності капітальних вкладень	років	4,4	4,45	4,72

Таблиця 27 Порівняльна оцінка техніко-економічних показників

Висновки за розділом

Згідно за отриманими термінами окупності СЕС з біфокльними ФЕМ можна зробити висновок, що їх використання зумовлене кращими техніко-економічними показниками у порівнянні з класичними СЕС. Двосторонні ФЕМ на сьогоднішній день мають вартість лише на 3,2% більшу за односторонні. При цьому при розрахованих реальних умовах приріст генерації, а відповідно й прибутковості СЕС при мінімальних та максимальних умовах склав 6 та 6,8% відповідно. Це обумовлює повну перевагу обраних ФЕМ перед іншими варіантами.

Загальні висновки

У кваліфікаційній роботі був проведений розрахунок СЕС з використанням двосторонніх фотоелектричних модулів.

Були розраховані технічні параметри СЕС та обране основне електротехнічне обладнання. Проведений вибір кабельно-провідникової продукції, обладнання релейного захисту, моніторингу, телемеханіки та системи АСКОВЕ . У програмному середовищі Pvsyst за результатами проведених розрахунків було виконане моделювання роботи електростанції з біфокальними ФЕМ у максимальному та мінімальному режимі приросту додаткової потужності, також був змодельований порівняльний варіант генерації СЕС з використання односторонніх ФЕМ. Отриманий додатковий приріст потужності склав від 6 до 6,8%.

У економічному розділі були підаровані капітальні витрати, витрати на експлуатацію, а також прибутковість кожного прийнятого варіанту електростанції. За отриманими розрахунками капітальні витрати для СЕС з двосторонніми ФЕМ зростають на 3,1%. При цьому термін окупності для режимів мінімальної та максимальної генерації електроенергії скорочується по відношенню до класичного варіанту на 0,32 та 0,27 років відповідно.

Таким чином можна зробити висновки, що використання ФЕМ з двосторонніми панелями на сучасних сонячних електростанціях є більш вигідним варіантом вкладення коштів у відновлювану енергетику. Це підтверджує як технічний, так і економічний розділи кваліфікаційної роботи.

Додаток А. Кабельний журнал СЕС

Мережі постійного струму

Напрямок кабелю		Марка, переріз	Тип прокладання	Довжина з урахуванням запасу 2 %, м
Стіл А.01.1	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	47,1
Стіл А.01.2	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	42,0
Стіл А.01.3	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	28,4
Стіл А.01.4	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	14,9
Стіл А.01.5	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	33,7
Стіл А.01.6	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	20,2
Стіл А.01.7	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	6,6
Стіл А.01.8	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	29,0
Стіл А.01.9	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	15,4
Стіл А.01.10	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	1,9
Стіл А.01.11	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	23,6
Стіл А.01.12	Інвертор А.01	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	10,1
Стіл А.02.1	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	28,7
Стіл А.02.2	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	15,3
Стіл А.02.3	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	6,3
Стіл А.02.4	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	19,8
Стіл А.02.5	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	33,3
Стіл А.02.6	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	2,2
Стіл А.02.7	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	15,7
Стіл А.02.8	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	29,3
Стіл А.02.9	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	42,8
Стіл А.02.10	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	10,0
Стіл А.02.11	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	23,5
Стіл А.02.12	Інвертор А.02	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	37,0
Стіл А.03.1	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	42,0
Стіл А.03.2	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	28,5
Стіл А.03.3	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	14,9
Стіл А.03.4	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	33,8
Стіл А.03.5	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм ²	Лоток кабельний	20,3

Напрямок кабелю	Марка, переріз	Тип прокладання	Довжина з урахуванням запасу 2 %, м	Довжина з урахуванням запасу 2 %, м
Стіл А.03.6	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	6,7
Стіл А.03.7	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	29,0
Стіл А.03.8	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	15,4
Стіл А.03.9	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	1,9
Стіл А.03.10	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	37,2
Стіл А.03.11	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	23,6
Стіл А.03.12	Інвертор А.03	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	10,1
Стіл А.04.1	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	5,6
Стіл А.04.2	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	19,1
Стіл А.04.3	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	32,7
Стіл А.04.4	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	1,9
Стіл А.04.5	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	15,1
Стіл А.04.6	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	29,0
Стіл А.04.7	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	42,5
Стіл А.04.8	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	14,5
Стіл А.04.9	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	14,5
Стіл А.04.10	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	28,0
Стіл А.04.11	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	41,5
Стіл А.04.12	Інвертор А.04	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	55,1
Стіл А.05.1	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	5,5
Стіл А.05.2	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	19,2
Стіл А.05.3	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	32,8
Стіл А.05.4	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	46,3
Стіл А.05.5	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	1,9
Стіл А.05.6	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	15,5
Стіл А.05.7	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	29,0
Стіл А.05.8	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	42,5
Стіл А.05.9	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	56,1
Стіл А.05.10	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	69,6
Стіл А.05.11	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	23,9
Стіл А.05.12	Інвертор А.05	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	37,5
Стіл А.06.1	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	5,6

Напрямок кабелю	Марка, переріз	Тип прокладання	Довжина з урахуванням запасу 2 %, м	Довжина з урахуванням запасу 2 %, м
Стіл А.06.2	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	19,1
Стіл А.06.3	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	32,7
Стіл А.06.4	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	46,2
Стіл А.06.5	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	59,7
Стіл А.06.6	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	2,2
Стіл А.06.7	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	2,2
Стіл А.06.8	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	15,9
Стіл А.06.9	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	29,4
Стіл А.06.10	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	43,0
Стіл А.06.11	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	56,5
Стіл А.06.12	Інвертор А.06	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	70,0
Стіл А.07.1	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	1,9
Стіл А.07.2	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	32,1
Стіл А.07.3	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	16,0
Стіл А.07.4	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	5,3
Стіл А.07.5	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	42,5
Стіл А.07.6	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	29,0
Стіл А.07.7	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	15,5
Стіл А.07.8	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	1,9
Стіл А.07.9	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	50,1
Стіл А.07.10	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	36,6
Стіл А.07.11	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	23,0
Стіл А.07.12	Інвертор А.07	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	9,5
Стіл А.08.1	Інвертор А.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	5,4
Стіл А.08.2	Інвертор А.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	19,3
Стіл А.08.3	Інвертор А.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	32,8
Стіл А.08.4	Інвертор А.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	48,7
Стіл А.08.5	Інвертор А.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	1,9
Стіл А.08.6	Інвертор А.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	15,2
Стіл А.08.7	Інвертор А.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	29,0
Стіл А.08.8	Інвертор А.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	42,5
Стіл А.08.9	Інвертор А.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	9,5

Напрямок кабелю	Марка, переріз	Тип прокладання	Довжина з урахуванням запасу 2 %, м	Довжина з урахуванням запасу 2 %, м
Стіл A.08.10	Інвертор A.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	23,0
Стіл A.08.11	Інвертор A.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	36,4
Стіл A.08.12	Інвертор A.08	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	50,1
Стіл A.09.1	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	50,9
Стіл A.09.2	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	37,1
Стіл A.09.3	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	19,1
Стіл A.09.4	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	5,4
Стіл A.09.5	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	42,2
Стіл A.09.6	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	28,4
Стіл A.09.7	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	15,2
Стіл A.09.8	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	1,8
Стіл A.09.9	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	49,8
Стіл A.09.10	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	36,3
Стіл A.09.11	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	22,9
Стіл A.09.12	Інвертор A.09	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	9,4
Стіл A.10.1	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	5,3
Стіл A.10.2	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	18,8
Стіл A.10.3	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	32,3
Стіл A.10.4	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	45,9
Стіл A.10.5	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	1,9
Стіл A.10.6	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	15,4
Стіл A.10.7	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	29,0
Стіл A.10.8	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	42,5
Стіл A.10.9	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	9,5
Стіл A.10.10	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	23,0
Стіл A.10.11	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	36,6
Стіл A.10.12	Інвертор A.10	Провід PV 6 мм²	Лоток кабельний	50,1

Мережі 0,8 кВ

Напрямок кабелю		Марка, переріз	Довжина з урахуванням запасу 2 %, м		
			Тип прокладання		Загальна
			Траншея	На конструкціях	
Інвертор А.01	КТП 0,8/10 кВ	АПВВГ 3х50	65	2,5	67,5
Інвертор А.02	КТП 0,8/10 кВ	АПВВГ 3х50	57,75	2,5	60,25
Інвертор А.03	КТП 0,8/10 кВ	АПВВГ 3х50	33,05	2,5	35,55
Інвертор А.04	КТП 0,8/10 кВ	АПВВГ 3х50	33,1	2,5	35,6
Інвертор А.05	КТП 0,8/10 кВ	АПВВГ 3х50	85,4	2,5	87,9
Інвертор А.06	КТП 0,8/10 кВ	АПВВГ 3х50	123,15	2,5	125,65
Інвертор А.07	КТП 0,8/10 кВ	АПВВГ 3х50	69,8	2,5	72,3
Інвертор А.08	КТП 0,8/10 кВ	АПВВГ 3х50	72,25	2,5	74,75
Інвертор А.09	КТП 0,8/10 кВ	АПВВГ 3х50	64,25	2,5	66,75
Інвертор А.10	КТП 0,8/10 кВ	АПВВГ 3х50	66,75	2,5	69,25

Мережі 10 кВ

Напрямок кабелю		Марка, переріз	Довжина з урахуванням запасу 2 %, м		
			Тип прокладання		Загальна
			Траншея	На конструкціях	
КТП 0,8/10 кВ	КТП-334 10 кВ	АПВВГ 3х95	739,5	5,5	760

Список використаної літератури

1. « Global Energy Review» [Електронний ресурс] Спосіб доступу: URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020/electricity>
2. «Основні тенденції у галузі сонячної енергетики у 2020 році » [Електронний ресурс] Спосіб доступу: URL: <https://solarity.com.ua/blog/pv-trends-2020/>
3. «Знижений тариф: на що чекати "зеленій" енергетиці в Україні » [Електронний ресурс] Спосіб доступу: URL: <https://www.dw.com/uk/znyzhenyi-taryf-na-shcho-chekaty-zelenii-enerhetytsi-v-ukraini/a-54257326>
4. «Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей – 2019» НЕК «УКРЕНЕРГО» Спосіб доступу: URL:
4.1 <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2019.pdf>
5. Інформаційна стаття [Електронний ресурс] Спосіб доступу: URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3124214-z-2015-roku-ukrainci-investuvali-v-sonacni-paneli-blizko-19-milardiv.html>
6. Інформаційна стаття [Електронний ресурс] Спосіб доступу: URL: <https://greentechtrade.com.ua/ru/uchenye-yzobrely-nykalnye-dvustoronnye-solnechnye-paneley/>
7. «Нові технології у виробництві фотоелектричних модулів » [Електронний ресурс] Спосіб доступу: URL: <https://avenston.com/articles/modules-production-technologies/>
8. Інформаційна стаття [Електронний ресурс] Спосіб доступу: URL: <https://www.sosvetom.ru/articles/dvustoronnie-solnechnye-batarei/>
9. «Новейшие технологии солнечных панелей 2019» [Електронний ресурс] Спосіб доступу: URL: <https://ecosun.tech/paneli/novejshie-tehnologii-solnechnyh-panelej-2019/>
10. «Новіе технологии в производстве солнечных батарей » [Електронний ресурс] Спосіб доступу: URL: <https://mywatt.ru/poleznaya-informaciya/novye-tehnologii-v-proizvodstve-solnechnyh-batarej>

11. (Електр. Ресурс) / Режим доступу:
URL:<https://www.solarpowerworldonline.com/2018/04/what-are-bifacial-solar-modules/>
12. (Електр. Ресурс) / Режим доступу:
URL:https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EU_TSM_DEG15MC.20%28II%29_FF_datasheet_A_2019_Web.pdf
13. (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:
<http://kbu.org.ua/assets/app/documents/dbn2/>
https://www.researchgate.net/profile/Rebecca_Saive/publication/320295066_The_Influence_of_Spectral_Albedo_on_Bifacial_Solar_Cells_A_Theoretical_and_Experimental_Study/links/59e65a3b0f7e9b13aca3c414/The-Influence-of-Spectral-Albedo-on-Bifacial-Solar-Cells-A-Theoretical-and-Experimental-Study.pdf
14. (Електр. Ресурс) / Режим доступу:
URL:https://utem.org.ua/materials/show/solnechnye_elektrostantsii_7_prichin_dlya_zavysheniya_moschnosti_pv_massiva
15. (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:
<https://www.stroimdom.com.ua/articles/montazh-solnechnyh-batarey-5317.html>
16. (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:
<https://axiomplus.com.ua/news/raschet-i-vybor-secheniya-provoda/>
17. (Електр. Ресурс) / Режим доступу:
URL:<https://waltak.com.ua/shop/accessories/kabel-accessories/kabel-hikra-sol-6-mm2-500m-black/>
18. (Електр. Ресурс) / Режим доступу:
URL:<https://www.avtomats.com.ua/3796-podbor-secheniya-kabelya.html>
19. (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:
<https://www.avtomats.com.ua/3796-podbor-secheniya-kabelya.html>
20. Правила улаштування електроустановок (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:<https://art-energetyka.com.ua/Правила-улаштування-електроустановок.pdf>

21. ДСТУ (Електр. Ресурс) / Режим доступу:
URL:<https://www.en.lg.ua/images/stories/2019/standart-yakosti.pdf>
22. [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-izolyacziy-iz-silanolnoshitogo-polietilena-\(1kv\)/apvvg/kabel-apvvg-3x70.html](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-izolyacziy-iz-silanolnoshitogo-polietilena-(1kv)/apvvg/kabel-apvvg-3x70.html)
23. (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL: <https://land.gov.ua/>
24. СОУ-Н МПЕ (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:
http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page.html?id_doc=63843
25. ДСТУ (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:
<https://metrology.com.ua/ntd/skachat-iso-iec-ohsas/iso/dstu-en-50160-2014/>
26. Науково-навчальне видання / Л:Епанешников М.М.
Електротехническое освещение. Учеб.пособие для студентов высш. учеб. заведений. Изд. 4-е, перераб. М., "Энергия", 1973.
27. (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:<http://www.eti.ua/product-search-2?view=search&levelid=257&start=60>
28. <http://www.eti.ua/product-search-2?view=search&levelid=257&start=60>
29. Сайт програми "PVsyst" (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:
<https://www.pvsyst.com/>
30. (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:<http://www.spec-kniga.ru/rasteniyevodstvo/pogoda-i-pole/pogodnye-factory-urozhaya-svet.html>
- 31.Компанія-постачальник ФЕМ (Електр. Ресурс) / Режим доступу:
URL: jingsun.en.made-in-china.com
32. Компанія-постачальник ФЕМ (Електр. Ресурс) / Режим доступу:
URL:brain.com.ua/
33. Компанія-постачальник сонячного кабелю (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:risen.com.ua
34. Компанія-постачальник силового кабелю (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL: shop.voltenergo.com.ua
35. Компанія-постачальник ФЕМ (Електр. Ресурс) / Режим доступу:
URL:yuzhcable.com.ua

36. Компанія-постачальник ФЕМ (Електр. Ресурс) / Режим доступу:
[URL:zep.stroika.biz.ua/](http://zep.stroika.biz.ua/)
37. Компанія-постачальник ТОВ “ЕДС-Інжиніринг ФЕМ (Електр.
Ресурс) / Режим доступу: URL: <https://eds-ltd.com.ua/ru/>
39. Компанія-перевізник ФЕМ Компанія-постачальник ФЕМ (Електр.
Ресурс) / Режим доступу: URL:<https://meest.cn/>
40. Компанія-перевізник (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:
<https://novaposhta.ua/>
41. (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL:
<https://buhgalter911.com/spravochniki/osnovnie-fondi/nalogovyi-uchet/gruppy-osnovnyh-sredstv.html>
42. Сайт вакансій (Електр. Ресурс) / Режим доступу:
URL:<https://www.work.ua/ru/jobs-novomoskovsk>
43. (Електр. Ресурс) / Режим доступу: URL: Постанова від від 8 травня
2019 року N 386. Про оплату праці працівників на основі Єдиної
тарифної сітки розрядів і коефіцієнтів з оплати праці працівників

ДОДАТОК 1

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1	A4		Пояснювальна записка	100	
2			Графічні матеріали		
3			Презентація		

