

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра відновлюваних джерел енергії**

«На правах рукопису»  
УДК \_\_\_\_\_

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Степан КУДРЯ

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**Магістерська дисертація**

**на здобуття ступеня магістра**

**за освітньо-професійною програмою «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

**на тему: «Аналіз причин недовідпуску електроенергії на фотоелектричних станціях України»**

Виконала:

студентка VI курсу, групи ЕД-91мп  
Бабенко Ольга Олексіївна

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Науковий керівник:

Проф., д-р фіз.-мат. наук  
Гаєвський Олександр Юлійович

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Рецензент:

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студентка \_\_\_\_\_

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**  
**Факультет електроенерготехніки та автоматики**  
**Кафедра відновлюваних джерел енергії**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Степан КУДРЯ

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на магістерську дисертацію студентці**  
**Бабенко Ользі Олексіївні**

1. Тема дисертації «Аналіз причин недовідпуску електроенергії на фотоелектричних станціях України»,  
науковий керівник дисертації проф., д-р фіз.-мат. наук Гаєвський Олександр Юлійович,  
затверджені наказом по університету від «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р. № \_\_\_\_\_
2. Термін подання студентом дисертації \_\_\_\_\_
3. Об'єкт дослідження: промислові мережеві фотоелектричні станції та причини недовідпуску електроенергії на них
4. Вихідні дані: річна статистика відключень, обмежень, відмов та зупинок обладнання фотоелектричної станції
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: збір, обробка та інтерпретація причин відмов обладнання на фотоелектричних станціях; розрахунок втрат, спричинених простоями ФЕС та її елементів; розробка рішення щодо зменшення економічних втрат в наслідок недовідпуску електроенергії в мережу.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу
7. Орієнтовний перелік публікацій: Бабенко О.О. Аналіз причин недовідпуску електроенергії на прикладі мережевих промислових фотоелектричних станцій. // Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів

«Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2020. (Прийнято до публікації)

8. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Збір первинних статистичних даних	01.11.2019-01.11.2020	
2	Класифікація та кластеризація причин простою обладнання	15.06.2020-15.11.2020	
3	Обробка статистичних даних	25.09.2020-15.12.2020	
4	Розрахунок втрат від простою обладнання	01.11.2019-02.11.2020	
5	Аналіз розрахунків	10.10.2020-15.12.2020	
6	Розробка рішення	05.11.2020-17.12.2020	
7	Висновки	25.11.2020-20.12.2020	
8	Написання магістерської дисертації	15.10.2020-20.12.2020	

Студент

\_\_\_\_\_

(підпис)

Ольга БАБЕНКО

Науковий керівник

\_\_\_\_\_

(підпис)

Олександр ГАЄВСЬКИЙ

## РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація включає в себе пояснювальну записку та графічну частину. Пояснювальна записка представлена на 86 сторінках формату А4, в яку входять 12 таблиць, 16 рисунків та 38 джерел використаної літератури.

В магістерській дисертації розглянуто причини недовідпуску електроенергії на мережевих фотоелектричних станціях. Проведено аналіз вищезазначених даних.

**Мета магістерської дисертації.** Метою дисертації є аналіз несправностей на фотоелектричних станціях, підключених до Об'єднаної енергосистеми України, в умовах помірного континентального клімату та розрахунок енергетичних та економічних втрат.

**Окремими задачам поставленої теми** є обробка статистичних даних для визначення найслабших складових елементів силової частини електростанцій та способи їх поліпшення, визначення зв'язку між тривалістю ремонту обладнання та часом його роботи в нормальному режимі.

**Об'єктом дослідження** є процес перетворення енергії сонячного випромінювання фотоелектричними перетворювачами у електричну енергію та подальше її приведення до вимог ОЕС України.

**Предметом дослідження** є причини недовідпуску електроенергії на фотоелектричних станціях.

**Наукова новизна.** Отримано подальший розвиток методу визначення показників надійності фотоелектричних станцій, з допомогою якого встановлено залежність між термінами ремонту елементів станції та часом їх нормальної роботи, що дозволить підібрати частоту технічних оглядів відповідно до потреб обладнання кожної окремої ФЕС.

**Публікації за тематикою досліджень:** Бабенко О.О. Аналіз причин недовідпуску електроенергії на прикладі мережевих промислових фотоелектричних станцій. // Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і

студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2020.  
(Прийнято до публікації)

## ABSTRACT

**The master's dissertation** includes an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is presented on 86 pages of A4 format, which includes 12 tables, 16 figures and 38 sources of references.

**In the master's dissertation** the reasons of undersupply of the electric power at network photovoltaic stations are considered. The analysis of the above data is carried out.

**The purpose of the master's dissertation.** The purpose of the dissertation is the analysis of faults at photovoltaic power plants connected to the United Power System of Ukraine in a temperate continental climate and the calculation of energy and economic losses.

**Some of the tasks of this topic** are the processing of statistical data to determine the weakest components of the power part of power plants and ways to improve them, to determine the relationship between the duration of equipment repairs and the time of its operation in normal mode.

**The object of the study** is the process of converting solar radiation energy by photoelectric converters into electricity and its subsequent reduction to the requirements of the UES of Ukraine.

**The subject of the study** is the reasons for the shortage of electricity at photovoltaic plants.

**Scientific novelty.** Further development of the method of determining the reliability of photovoltaic stations, which established the relationship between the repair time of the elements of the station and the time of their normal operation, which will select the frequency of technical inspections in accordance with the equipment needs of each individual FES.

**Publications on research topics:** Babenko OO Analysis of the reasons for undersupply of electricity on the example of network industrial photovoltaic stations. // International scientific and technical journal of young scientists, graduate students and

students "Modern problems of electrical engineering and automation". - 2020. (Accepted for publication)

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....</b>	<b>10</b>
<b>ВСТУП.....</b>	<b>11</b>
<b>1 АНАЛІЗ ГАЛУЗІ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ..</b>	<b>12</b>
1.1 Світовий потенціал галузі сонячної енергетики.....	12
1.2 Потенціал сонячної енергетики в Україні.....	13
1.3 Сучасний стан сонячної енергетики в Україні.....	14
1.4 Вплив пандемії SARs-CoV-2019 на галузь відновлюваної енергетики 17	
1.5 Стан аукціонних ринків відновлюваної енергетики у світі.....	22
Висновки до Розділу 1 .....	23
<b>2 АНАЛІЗ ПРИЧИН НЕДОВІДПУСКУ НА МЕРЕЖЕВИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЯХ.....</b>	<b>24</b>
2.1 Світовий досвід аналізу причин відмов обладнання на мережених ФЕС 24	
2.2 Методологія оцінки втрат електроенергії внаслідок відмов обладнання на ФЕС	31
2.3 Надійність та придатність ФЕС.....	37
2.4 Вихідні данні .....	38
2.5 Розрахунки та отримані результати .....	40
2.5.1 Кількість відключень та коефіцієнти відмов .....	40
2.5.2 Середній час між відключеннями, час ремонту та надійність фотоелектричної установки.....	47
2.5.3 Втрати внаслідок відмов обладнання .....	52

Висновки до розділу 2 .....	59
<b>3 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ .....</b>	<b>60</b>
3.1 Використання.....	60
3.1.1 Опис ідеї проекту.....	60
3.1.2 Технологічний аудит ідеї проекту .....	61
3.1.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту .....	62
<b>4 ОХОРОНА ПРАЦІ ПРИ ОБСЛУГОВУВАННІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ .....</b>	<b>66</b>
4.1 Загальні вимоги безпеки.....	66
4.2 Вимоги безпеки перед початком роботи .....	67
4.3 Техніка безпеки при установці і роботі з сонячними батареями .....	69
4.4 Техніка безпеки при установці і роботі з перетворювачами напруги(інверторами) .....	71
4.5 Забезпечення пожежної безпеки електрообладнання .....	73
4.6 Організація робочого місця оператора .....	76
4.7 Мікрокліматичні умови робочого приміщення .....	79
4.8 Розрахунок освітлення.....	82
Висновки до розділу 4 .....	83
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>84</b>
<b>СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ .....</b>	<b>85</b>

## **ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ**

ФЕМ – фотоелектричні модулі

ФЕП – фотоелектричні перетворювачі

ФЕС – фотоелектрична станція

СЕС – сонячна електростанція

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВЕС – вітроелектростанція

ОЕС – Об'єднана енергетична система

КЗ – коротке замикання

IRENA – Національна асоціація відновлюваної енергетики

CARG – загальний річний темп приросту

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

PVQAT – Міжнародна робоча група з забезпечення якості фотоелектричної безпеки

EVA – етиленвенілацетат

PID – деградація, пов'язана з різницею потенціалів між активною поглинальною поверхнею фотоелектричного модуля та його рамою

## ВСТУП

Україна має значний потенціал відновлюваної енергетики, який може бути використаний, щоб покращити торговий баланс, створити робочі місця та стимулювати економічну діяльність за часів, коли країна має подолати важливі економічні виклики, такі як збільшення залежності від імпорту енергоносіїв та необхідність терміново оновити застарілі основні виробничі фонди в енергетиці. Розвиток відновлюваної енергетики також буде важливим внеском у досягнення встановлених політичних цілей - скорочення залежності від імпорту природного газу та диверсифікації джерел енергопостачання. І таке енергопостачання також краще забезпечуватиме енергетичну безпеку.

Переважно, динаміка зростання встановленої потужності з ВДЕ пов'язана з постійним вдосконаленням фотоелектричних модулів (ФЕМ) та збільшенням їх ефективності, із посиленням виробничих потужностей та економією при виробництві великих об'ємів продукції. Це призвело до зменшення витрат на виготовлення ФЕМ, а також до зменшення їх собівартості, що зробило галузь сонячної енергетики більш доступною широкому загалу.

Однак, разом із тим збільшення встановленої потужності ФЕС та побудова промислових мережевих станцій гостро постала проблема збоїв роботи обладнання та пов'язаними втратами енергії, і, як наслідок, появи економічних втрат. Саме тому постійно проводяться дослідження та виникають ініціативи, такі як Міжнародна робоча група з забезпечення якості фотоелектричної безпеки (прим. авт. – International Photovoltaic Quality Assurance Task Force (PVQAT)). Вона була створена 2011 року з метою виявлення причин втрат електроенергії, діагностування несправностей на ФЕС, знаходження способів їх уникнення, а також організації і обміну результатами тестувань в різних кліматичних поясах та з використанням різної конфігурації станцій.

# 1 АНАЛІЗ ГАЛУЗІ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ

## 1.1 Світовий потенціал галузі сонячної енергетики

Розгортання відновлюваних джерел енергії швидко зростає в останні роки, досягнувши рекордних рівнів і випереджаючи щорічне додавання звичайної потужності в багатьох регіонах. Серед усіх відновлюваних технологій сонячні фотоелектричні установки вже багато років домінують у галузі відновлюваних джерел енергії. Станом на кінець 2019 року загальна потужність встановленої та підключеної до мережі сонячної фотоелектричної енергії досягла 580 ГВт (рисунок 1.1), що становить 17% річного приросту порівняно з 2018 роком (483 ГВт) та складний річний темп приросту (CAGR) майже 42% з 2004 року (IRENA, 2020с).

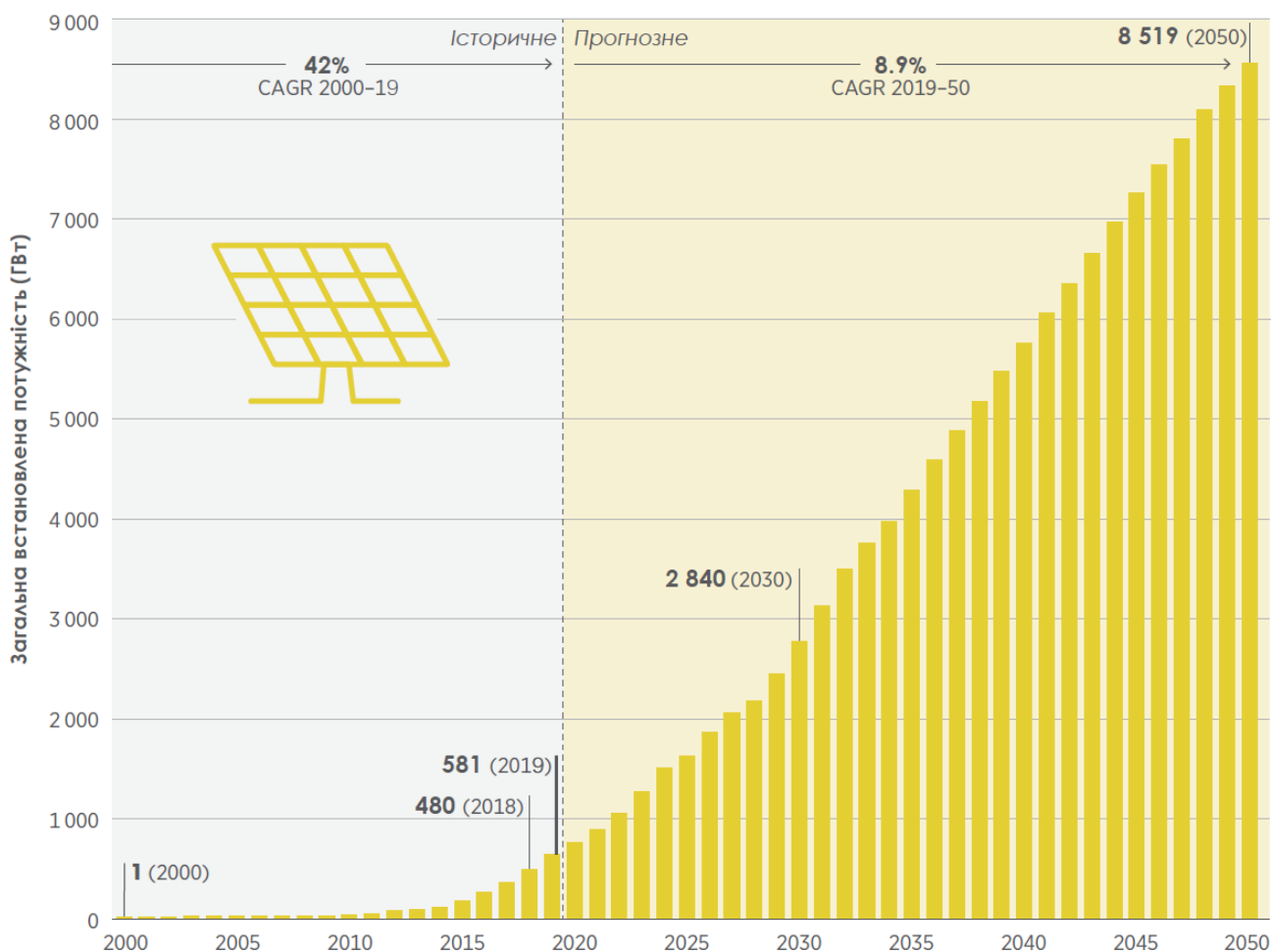


Рисунок 1.1 – Світова встановлена потужність сонячних електростанцій за даними IRENA, 2020

Враховуючи широку доступність ресурсів, значний ринковий потенціал та конкурентоспроможність, очікується, що сонячна фотоелектрична енергія продовжуватиме сприяти загальному зростанню відновлюваних джерел у кількох регіонах протягом наступного десятиліття.

З сьогоднішніх рівнів, аналіз REmap IRENA показує, що сонячні фотоелектричні установки можуть зрости майже в шість разів протягом наступних десяти років, досягнувши сукупної потужності в 2840 ГВт у всьому світі до 2030 року і піднявшись до 8 519 ГВт до 2050 року. Це означає загальну встановлену потужність у 2050 році майже у вісімнадцять разів вищий, ніж у 2018 році (рисунок 2). На загальносвітовому рівні близько 60% загальної сонячної фотоелектричної потужності в 2050 році становитимуть масштабні промислові мережеві ФЕС, а решта 40% розподілятиметься на даху будівель. Хоча в 2050 р. все першість все ще належатиме проектам промислових СЕС, аналіз REmap передбачає більш швидкий ріст приватних сонячних фотоелектричних установок, зумовлений політикою та допоміжними заходами, а також залученням споживачів до трансформації чистої енергії.

## **1.2 Потенціал сонячної енергетики в Україні**

Україна має значний потенціал відновлюваної енергетики, який може бути використаний, щоб покращити торговий баланс, створити робочі місця та стимулювати економічну діяльність за часів, коли країна має подолати важливі економічні виклики, такі як збільшення залежності від імпорту енергоносіїв та необхідність терміново оновити застарілі основні виробничі фонди в енергетиці. Розвиток відновлюваної енергетики також буде важливим внеском у досягнення встановлених політичних цілей - скорочення залежності від імпорту природного газу та диверсифікації джерел енергопостачання. І таке енергопостачання також краще забезпечуватиме енергетичну безпеку.

Річна середня кількість сумарної сонячної радіації, що надходить на територію України коливається від 1070 кВт·год/м<sup>2</sup> на півночі до 1400 кВт·год/м<sup>2</sup> на півдні.

Технічно досяжний потенціал встановленої потужності ФЕС складає 71 ГВт або 38,2 ТВт·год/рік. Карту надходження загальної сонячної радіації на територію України зображено на рисунку 1.2. За прогнозом IRENA від 2014 року, прогнозна генерація ФЕС складе 8,4 ТВт·год у 2030 році.

Трансформація сонячної енергії у електроенергію в Україні має відбуватися здебільшого за допомогою сонячних фотоелектричних установок. Сировина та промисловий та інтелектуальний потенціал для їхнього виробництва в країні є і дозволяє задовольнити вітчизняний попит, також будуть можливості розпочати експорт (КабМін, 2014, Держенергоефективності, 2015).

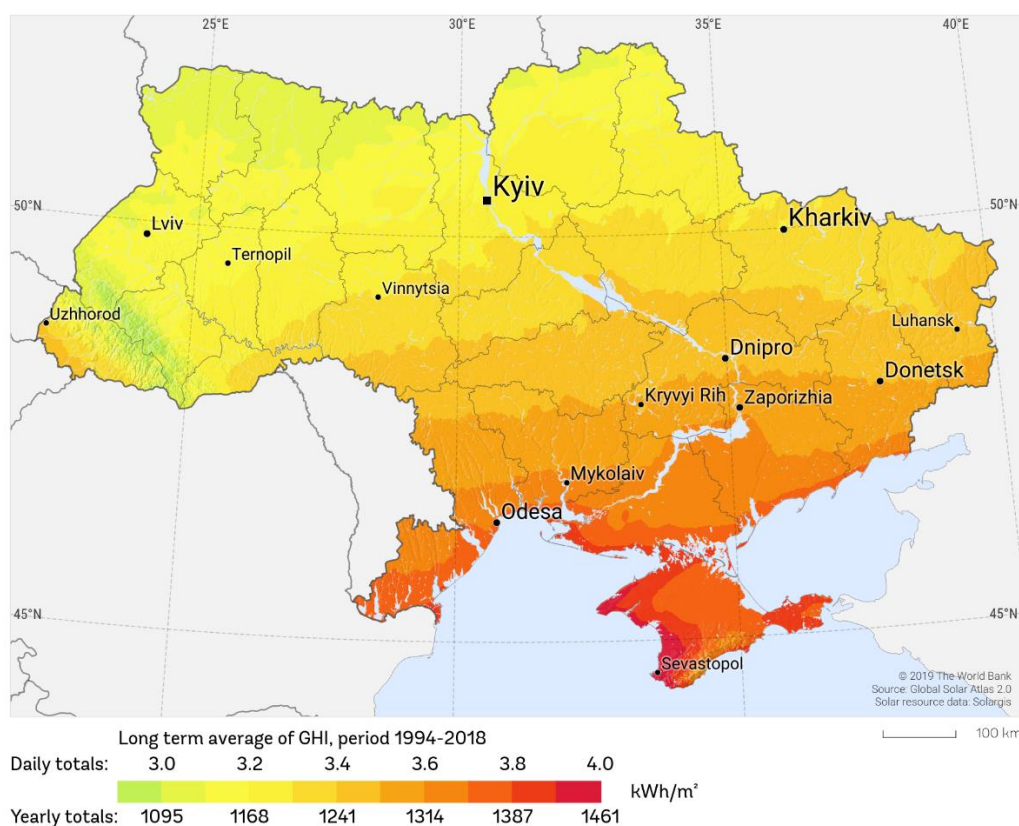


Рисунок 1.2 – Карта розподілу сонячної радіації по території України (SolarGis)

### 1.3 Сучасний стан сонячної енергетики в Україні

Генерування 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, у тому числі і в Україні.

Станом на 01.11.2020 року в Україні налічується понад 650 фотоелектричних мережевих наземних станцій, встановлена потужність яких складає 5 750 МВт або 9,31% від загальної встановленої потужності Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС). До прикладу, 01.11.2018 року потужність ФЕС в ОЕС України була на рівні 1184 МВт або 2,39% [1].

На рисунку 1.3 показано динаміку розвитку ВДЕ, у тому числі і сонячної енергетики.

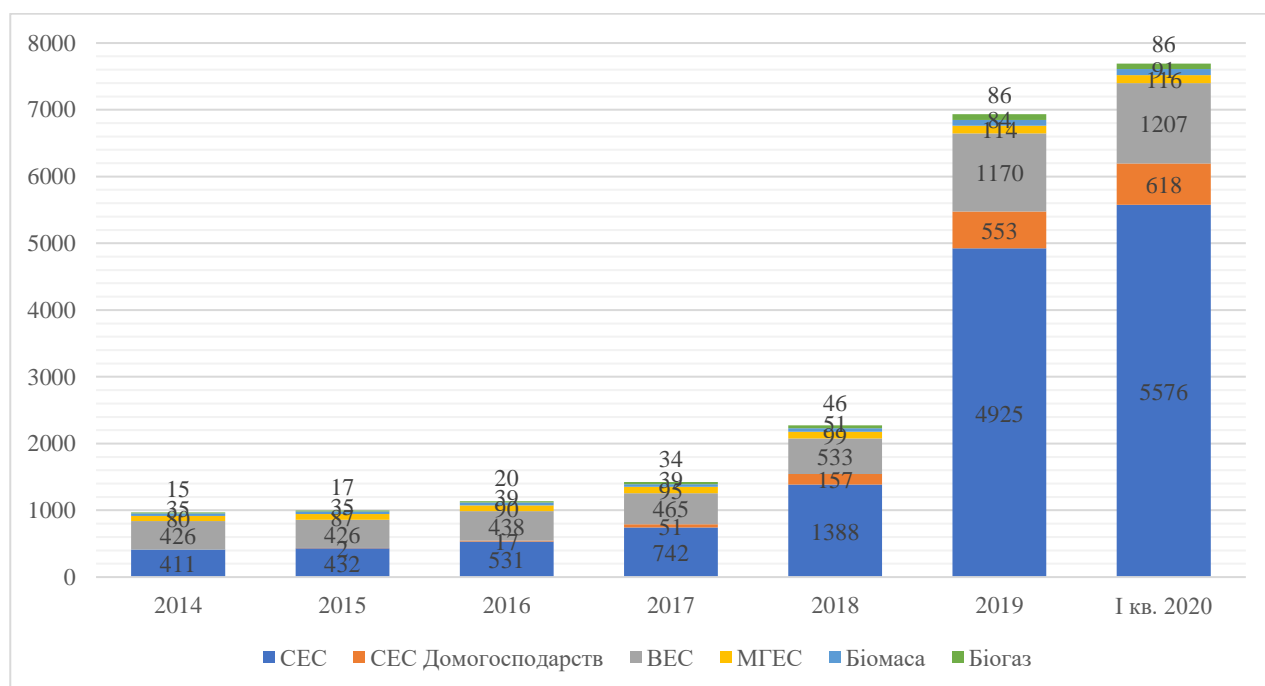


Рисунок 1.3 – Діаграма розвитку секторів енергетики з 2014 року

До трійки найбільших ФЕС України належать:

1. Покровська, потужність 240 МВт (друга за потужністю станція у Європі)
2. Нікопольська, потужність 200 МВт
3. Яворів-1, потужність 72 МВт

Таке стрімке зростання галузі пов'язане в першу чергу із стимуляцією виробників «чистої» енергії завищеними тарифами купівлі виробленої електроенергії ДП «Гарантований покупець». Згідно до Закону про альтернативні джерела енергії, обсяг згенерованої електроенергії у 100% обсязі купується мережею, однак мінливість сонячної радіації протягом дня та девіації згенерованої електроенергії призводять некоректної роботи мережі, якщо частка ФЕС перевищує допустиму пропускну здатність ОЕС. Тому 01.07.2019 року було введено в роботу балансуєчий ринок електроенергії. До того ж, це дозволило б демонополізувати енергетичну галузь від впливу держави, запровадивши єдиного оптового покупця і продавця електроенергії ДП «Енергоринок».

Існує умовно чотири сегменти ринку, де оптом продається електроенергія:

- Перший – за двосторонніми договорами, коли виробник або трейдер домовляється зі споживачем і продає йому електроенергію за визначеною сторонами ціною протягом певного часу.
- Другий – «ринок на добу наперед», коли продається електроенергія, яку планують спожити на наступний день. З одного боку, на ринок виходять виробники та трейдери з цінами, за якими готові продати, з іншого – споживачі з цінами, за якими готові купити. Коли ціна та обсяг збігаються, автоматично фіксуються угоди купівлі-продажу.
- Третій – «внутрішньодобовий ринок». Якщо споживачу з якихось причин знадобились додаткові об'єми електроенергії «сьогодні на сьогодні», то він може їх придбати за ціною, як правило, вищою, ніж якби він купив вчора – на «ринку на добу наперед».
- Четвертий – «балансуєчий ринок», за який відповідає держкомпанія «НЕК «Укренерго». На цьому ринку купуються та продаються об'єми електроенергії, які вийшли за межі щоденного прогнозованого виробництва або споживання. Тобто, якщо споживач купив на попередніх ринках не повний обсяг необхідної електроенергії, то він автоматично

докупує електроенергію на «балансуючому ринку». Або якщо виробник випустив більше енергії, ніж продав на попередніх ринках, то продає цей надлишок на «балансуючому ринку». Це робиться, аби не сталося розбалансування ринку, тобто колапс, що може призвести до трагічних наслідків.

Організацію купівлі-продажу електроенергії на «ринку на добу наперед» та «внутрішньодобовому ринку» займається держпідприємство «Оператор ринку», який є по своїй суті торговою біржею. Реалізувати електроенергію сюди приходять і ДП «Гарантований покупець», і інші недержавні трейдери, а також самі виробники.

Важливим аспектом РДН та ВДР є подача прогнозованих показів електроенергії, що буде згенерована ФЕС та виплата небалансів у разі відхилення від цього прогнозу на більш ніж  $\pm 5\%$ . Ставка небалансу розраховується 1 раз на годину та є різницею цін на РДН на ВДР, однак частка відшкодування вартості небалансу до 01.01.2022 року складає 50%. З 01.01.2021 року НКРЕКП внесе зміни до Правил ринку електроенергії та методика розрахунку небалансів буде змінена.

#### **1.4 Вплив пандемії SARs-CoV-2019 на галузь відновлюваної енергетики**

Частки ВДЕ у виробництві електроенергії досягли рекордних рівнів під час шокowego попиту протягом Covid-19, що дало змогу зазирнути у майбутнє ринків енергії з високим вмістом відновлюваних джерел.

Обмеження руху, локдауни та уповільнення економіки, що були спричинені кризою Covid-19, значно зменшили попит на електроенергію у всьому світі. У квітні 2020 року відносно квітня 2019 року споживання електроенергії впало на 5% у США, на 12% у Німеччині, 18% в Іспанії та 23% в Індії. Як результат, частки вітру та сонячної фотоелектричної енергії зросли внаслідок їх низьких змінних витрат, правил пріоритетності передачі та довгострокових контрактів - здебільшого завдяки політиці підтримки, такі як FiT, FiP, CfD та корпоративні PPA, а також постійної потужності розгортання.

Поєднання неочікуваного попиту, збільшення розповсюдження ВДЕ та низьких цін на паливо знизило оптові ціни на електроенергію в Європі та США. У Німеччині, Італії, Каліфорнії, Іспанії та Великобританії середні ціни оптового ринку з лютого по квітень знизились на 30-50%.

До попиту протягом Covid-19 історичні дані показують, що оптові ціни на електроенергію знижувались у часи високого розповсюдження ВДЕ, коли потрібен був менший штатний звичайний генератор. У Німеччині, Каліфорнії, Техасі та Іспанії ціни на електроенергію вже впали через більші частки різноманітних ВДЕ в електроенергії за останні п'ять років. Детальні графіки попиту та цін на ВДЕ наведено на рисунку 1.4.

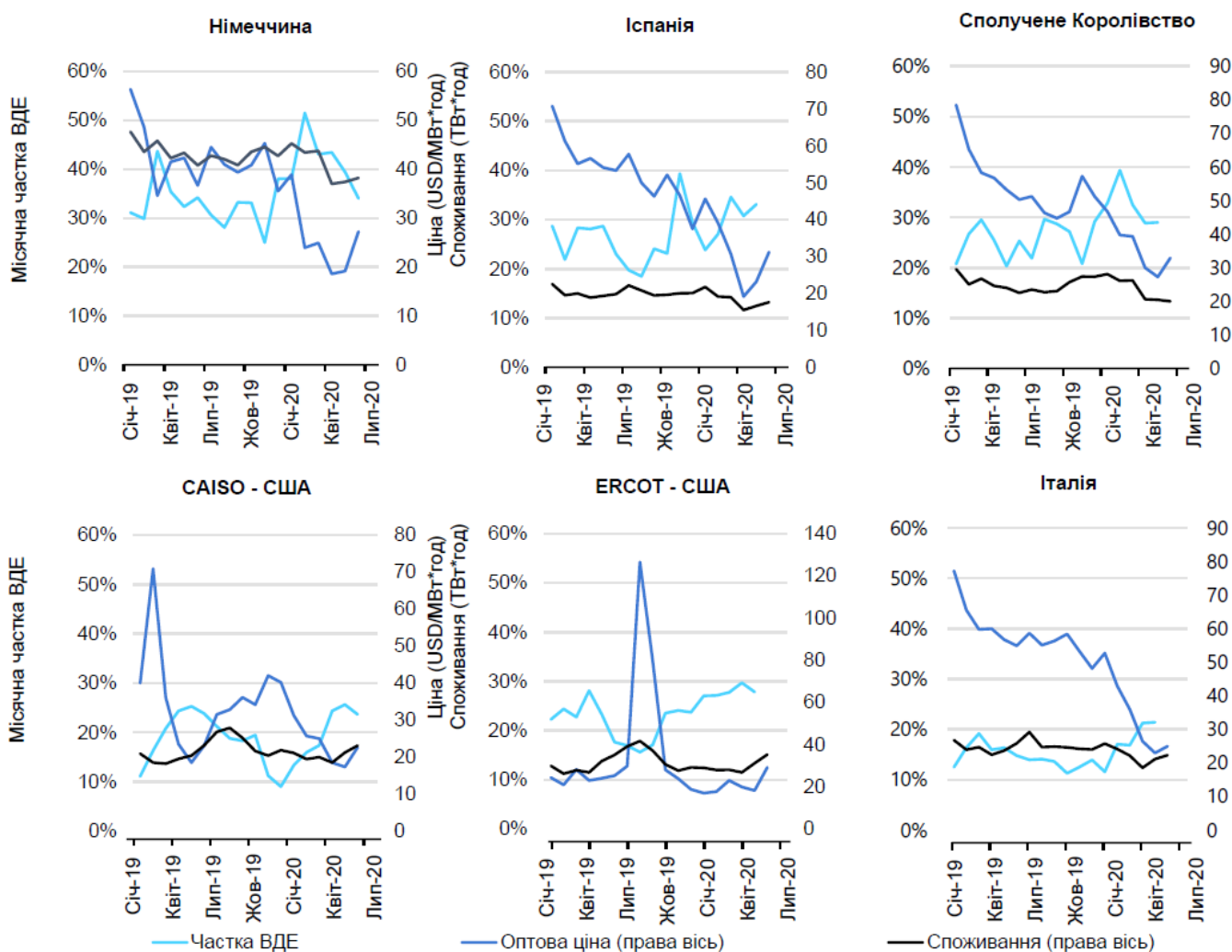


Рисунок 1.4 – Середньомісячна частка оптових цін на електроенергію на основі генерації ВДЕ та базового навантаження

Безпрецедентний ударний попит може бути тимчасовим, але він дав уявлення про те, як можуть виглядати майбутні ринки електроенергії з високими частками ВДЕ. Швидке розширення вітроенергетичної та сонячної фотоелектричної енергії триватиме в середньо- та довгостроковій перспективі, стимульоване урядовими цілями декарбонізації, постійним зменшенням витрат на технології та збільшенням розміщення установок з ВДЕ поза державними політичними схемами (наприклад, за допомогою корпоративних PPA та двосторонніх контрактів).

У середньостроковій перспективі ціни на електроенергію на ринках із зростанням поширення ВДЕ цілком можуть залишитися на рівні квітня та травня. Низькі ціни не забезпечують цінових сигналів, необхідних для інвестування як у звичайні, так і у вітроелектричні та сонячні потужності без довгострокових контрактів. Отже, реформи ринку електроенергії можуть знадобитися в короткостроковій перспективі для залучення інвестицій у гнучку генерацію та мережі для економічної інтеграції вищих часток ВДЕ.

Темпи додавання сонячної фотоелектричної та вітрової енергії сповільнились у першій половині 2020 року

Глобальний приріст потужностей з відновлюваної електроенергії в першій половині 2020 року був на 11% нижчим, ніж у перші шість місяців 2019 року: виробники підключили приблизно 40 ГВт сонячної фотоелектричної батареї, що на 17% менше, ніж у минулому році, тоді як встановлення ВЕС зменшилося майже на 8% . І навпаки, нарощення гідроенергетичної потужності збільшилось у першій половині 2020 року, здебільшого завдяки введенню в експлуатацію великомасштабних проектів у Китайській Народній Республіці. Вплив локдаунів та обмежень різнився залежно від країни та технологій, і первинні дані МЕА показують, що у більшості країн виробники відновлюваної енергії не тільки не зупиняли будівництво, але й прискорювали свою монтажну діяльність, коли обмеження пом'якшували, щоб компенсувати затримки. Діаграма приросту потужності зображена на рисунку 1.5.

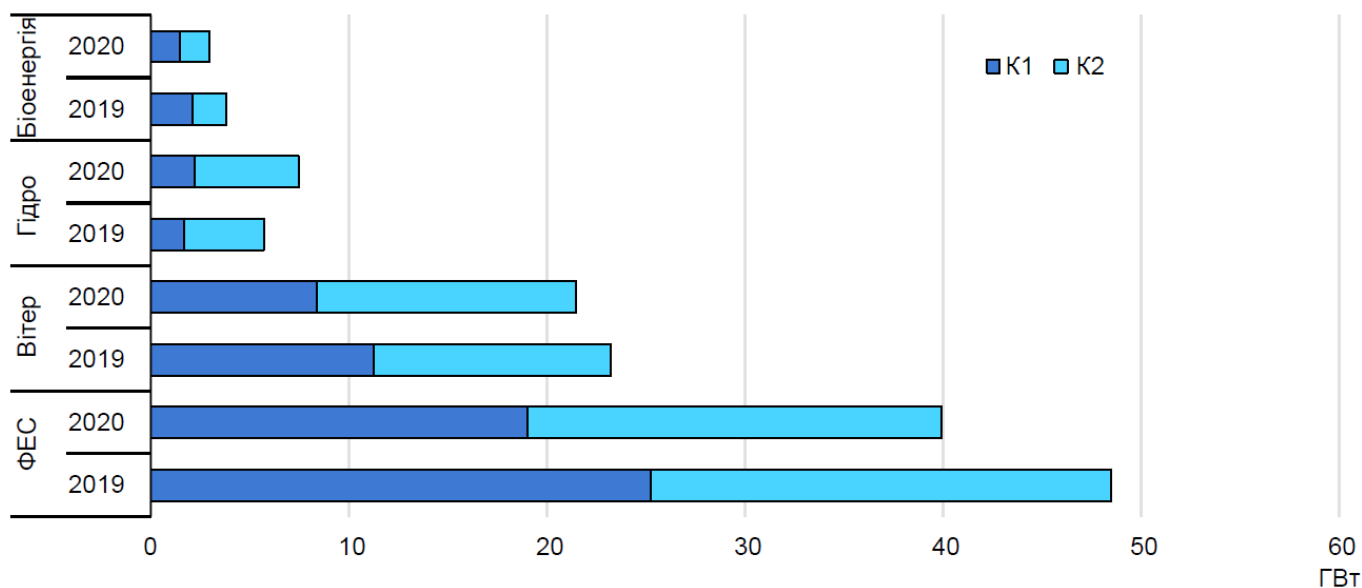


Рисунок 1.5 – Додавання відновлюваної потужності за технологіями, I та II квартали 2019 та 2020 років

Порівняно з 2019 роком, збільшення доданої потужності за перший квартал (I квартал) у 2020 році було нижчим для всіх технологій, крім гідроенергетики, із сонячною фотоелектричною енергією та вітром, кожна з яких зменшилася на 25%. Китай був основним рушієм цієї тенденції, оскільки провінційні локдауни через Covid-19 та пов'язана нестача робочої сили зменшили будівельну активність по всій країні. Як результат, нові вітрові установки в Китаї за перші три місяці 2020 року зменшили свою кількість на 50%, а сонячні фотоелектричні батареї – на 25%. Коли пандемія почала відступати, а карантинні заходи пом'якшуватися, зростання ВДЕ в Китаї набрало обертів завдяки ФЕ, ВЕУ загального користування і великих гідроелектростанціях.

У Сполучених Штатах політичні терміни диктують розширення вітрової та сонячної фотоелектричної енергії, оскільки впровадження відновлюваних джерел залишається в основному захищеним від обмежень Covid-19. Встановлення нових потужностей з ВДЕ у США майже подвоївся у першій половині 2020 року порівняно з минулим роком, головним чином завдяки поспіху виробників вітрової

електроенергії закінчити будівництво до введення проектів в експлуатацію для дотримання федеральних граничних термінів оподаткування. Водночас ріст відновлюваної потужності в Індії значно сповільнився – але це почалося ще до загальнодержавного локдауну, введеного в кінці березня, і в основному є наслідком постійних викликів з боку поганого фінансового стану комунальних підприємств та затримок проектів внаслідок цього.

У Європі, хоча збільшення кількості нових відновлюваних джерел енергії було нижчим у першій половині 2020 року, ніж у 2019 році, темпи встановлення прискорились у другому кварталі із послабленням блокування та обмеженням руху. Німеччина зареєструвала уповільнення будівництва установок (особливо наземних фотоелектричних установок), коли пандемія вперше прибула в країну, але відновлення у травні та червні було сильним, випередивши установки 2019 року за той самий період часу. Відновлення також було зафіксовано в Італії, оскільки доповнення відновилося до рівня до пандемії в травні після 90% зниження з лютого по квітень, а в Нідерландах темпи комбінованих вітрових та сонячних установок сповільнилися протягом березня та квітня, але знову відновилися у червні. Додана потужність по країнам наведена на рисунку 1.6.

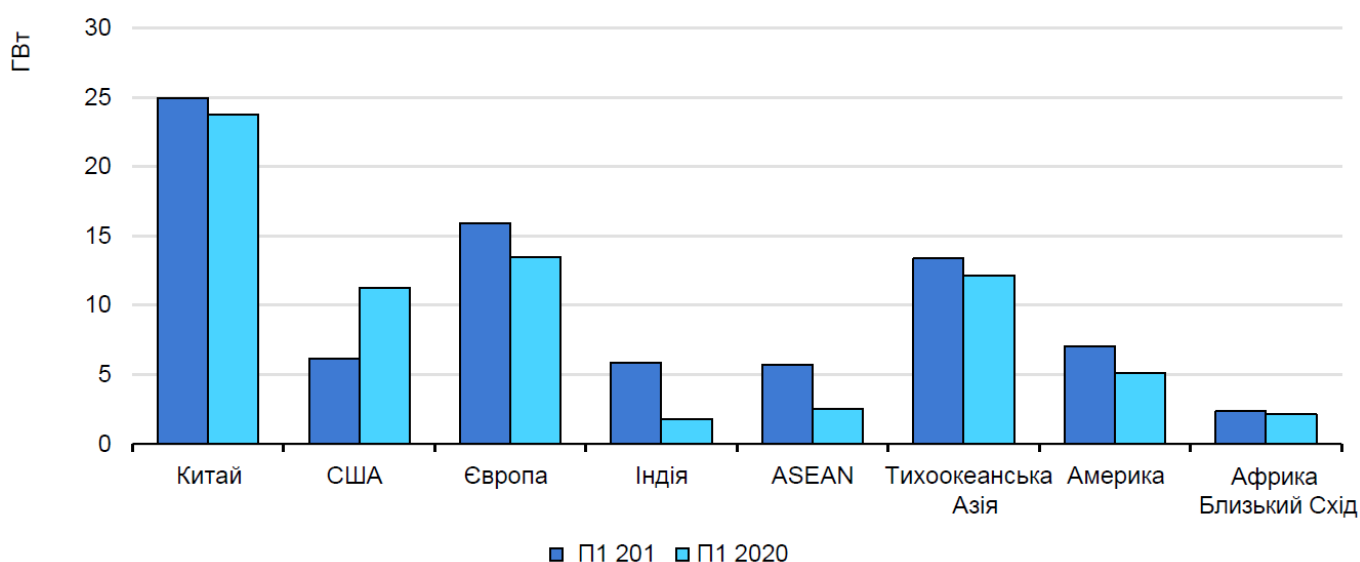


Рисунок 1.6 – Додана потужності відновлюваної електроенергії, I півріччя 2019 та I півріччя 2020 року за регіонами

Регіон АСЕАН встановив майже на 60% менше потужності з січня по червень цього року, ніж за той самий період 2019 року. Це зниження зумовлене, головним чином, бурхливим зростанням минулого року у В'єтнамі, коли розробники поспішили завершити фотоелектричні проекти до встановлених термінів. В інших місцях регіону заходи блокування стримували будівельну діяльність у Таїланді та Індонезії.

### **1.5 Стан аукціонних ринків відновлюваної енергетики у світі**

У першій половині 2020 року 13 країн надали майже 50 ГВт нових потужностей з використанням ВДЕ, щоб ввести їх в експлуатацію протягом 2021-24 років, що є найвищим показником за всю історію. Китайський національний сонячний фотоелектричний аукціон присудив 25 ГВт у червні 2020 року, що позначило світову тенденцію. Незважаючи на різке уповільнення будівельної діяльності, Індія присудила 11,3 ГВт сонячної енергії та майже 1 ГВт вітрової потужності на центральних та державних аукціонах, змінивши тенденцію до зниження, що розпочалася у другій половині 2019 року.

У Європі, Німеччині, Франції, Італії та Португалії з січня по червень завершили аукціони на вітрові та сонячні фотоелектричні системи, але загальна потужність, призначена в регіоні, була значно нижчою, ніж минулого року. Греція, Нідерланди та Ірландія також проводили аукціони з деякими затримками через Covid-19. У Латинській Америці в 2019 році було присуджено рекордні 4 ГВт потужності, в основному за допомогою тендерів у Колумбії, Бразилії та Аргентині. Однак у 2020 році пандемія спонукала такі країни, як Бразилія, Аргентина та Чилі, відкласти заплановані аукціони, тому в результаті в першій половині 2020 року регіон не надав нових відновлюваних потужностей.

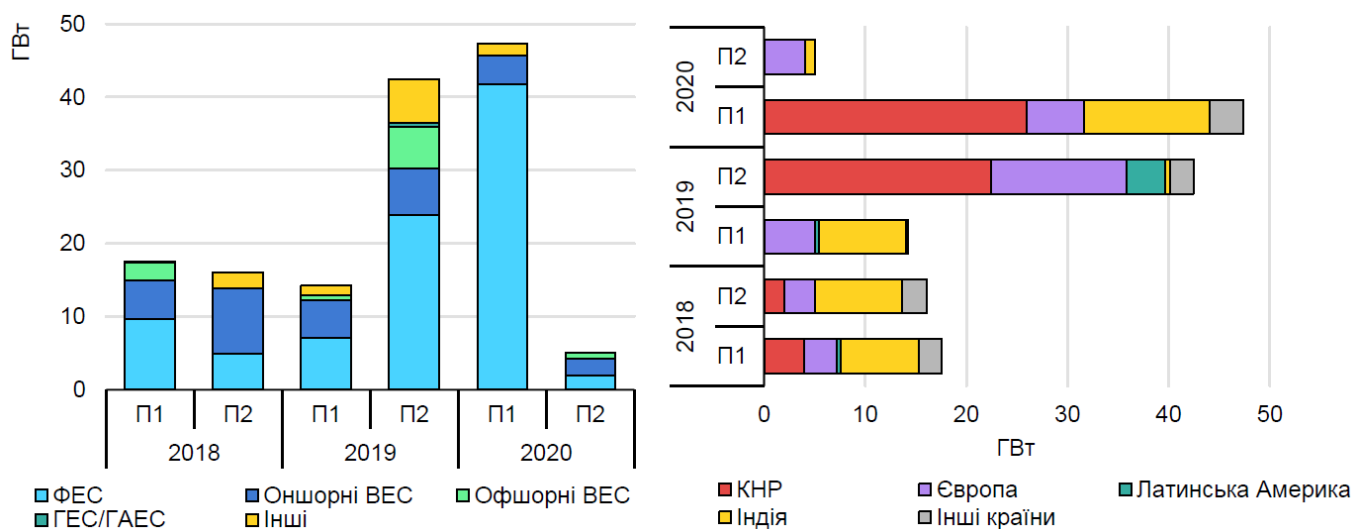


Рисунок 1.7 – Результати аукціону з відновлюваних джерел електроенергії за технологіями та країнами/регіонами, 2018-20

## Висновки до Розділу 1

Було проведено огляд стану фотоенергетики в Україні та світі. Україна демонструє швидкий темп зростання галузі відновлюваної енергетики у 2019 році досягнувши встановленої потужності на рівні 5 760 МВт, що є 9,3% від загальної встановленої потужності ОЕС України.

У 2020 році демонструється значно менший приріст сонячної енергетики, що пов'язано з епідемією Covid-19 та заборгованістю ДП «Гарантований покупець» перед виробниками відновлюваної енергії з ВДЕ.

## **2 АНАЛІЗ ПРИЧИН НЕДОВІДПУСКУ НА МЕРЕЖЕВИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЯХ**

### **2.1 Світовий досвід аналізу причин відмов обладнання на мережеских ФЕС**

Переважаю, динаміка зростання встановленої потужності з ВДЕ пов'язана з постійним вдосконалення фотоелектричних модулів (ФЕМ) та збільшенням їх ефективності, із посиленням виробничих потужностей та економією при виробництві великих об'ємів продукції. Це призвело до зменшення витрат на виготовлення ФЕМ, а також до зменшення їх собівартості, що зробило галузь сонячної енергетики більш доступною широкому загалу.

Однак, разом із тим збільшення встановленої потужності ФЕС та побудова промислових мережеских станцій гостро постала проблема збоїв роботи обладнання та пов'язаними втратами енергії, і, як наслідок, появи економічних втрат. Саме тому постійно проводяться дослідження та виникають ініціативи, такі як Міжнародна робоча група з забезпечення якості фотоелектричної безпеки (прим. авт. – International Photovoltaic Quality Assurance Task Force (PVQAT)). Вона була створена 2011 року з метою виявлення причин втрат електроенергії, діагностування несправностей на ФЕС, знаходження способів їх уникнення, а також організації і обміну результатами тестувань в різних кліматичних поясах та з використанням різної конфігурації станцій.

Відповідно до Звіту про технічні ризики при розробці проєктів та експлуатації фотоелектричної станції [3], відмови на станціях можна класифікувати за компонентами (ФЕМ, інвертори, монтажна конструкція, з'єднувальні та розподільчі коробки, кабелі, вирівнювання потенціалу та заземлення, система блискавкозахисту, метеостанція, зв'язок та моніторинг, трансформаторна станція, інфраструктура та вплив на навколишнє середовище, система зберігання та інше) та стадіями проєкту (випробування продукції, планування та компонування ФЕС, монтаж і

транспортування обладнання, експлуатація та технічне обслуговування станції та виведення з експлуатації ФЕС та окремих її складових).

На етапі експлуатації та технічного обслуговування можуть бути виявлені наступні несправності ФЕМ: поява snail trails, перегрів селу, несправність bypass-діоду, зміна кольору етиленвенілацетату (EVA), механічні пошкодження скла, розриви пайових стрічок, спричинена світлом деградація, втрати під час низького рівня сонячної радіації, Potential Induced Degradation (PID), ефект затінення, ефект забруднення, невірна конфігурація систем відстеження сонця, втрати в кабельних лініях, невідповідність потужності ФЕМ та інші несправності, такі як однофазні короткі замикання (КЗ), міжфазні КЗ та поява дугового розряду. КЗ різних видів є рідким явищем на сучасних ФЕС, якщо при будівельних та проектних роботах були дотримані необхідні норми прокладки кабельних ліній, проте існують випадки, що призвели до масштабних пожеж на промислових станціях.

Типи відмов ФЕМ сильно залежать від конструкції та технології окремого перетворювача та екологічних умов, в яких модуль розміщений. Хезелбрінк та ін. узагальнили дані щодо прибутку від ФЕС, що складається з понад 3 мільйонів модулів від 20 виробників [4]. Дослідження показало, що 0,44% модулів було повернуто після в середньому 5-ти річного періоду експлуатації. Переважна більшість повернень була пов'язана з дефектами, які зазвичай можна ідентифікувати візуально, хоча ці дані можуть бути упередженими, оскільки несправність візуально неушкоджених ФЕМ важче виявити. Національна лабораторія відновлюваної енергетики (прим. авт – National Renewable Energy Laboratory (NREL)) у звіті за 2017 рік [5] обстежила 54 500 фотоелектричних станцій, встановлених між 2005 і 2015 роками. Вони виявили, що середня частота відмов складає лише 5 з 10000 модулів щороку, що дає 0,05% поломок у всіх фотоелектричних модулях. Загалом, повідомляється, що відсоток деградації помітно зменшився в нових установках, які були введені в експлуатацію після 2000 року. У звіті підкреслюється, що модулі в жаркому та вологому кліматі демонструють значно вищий рівень деградації, ніж у пустелі та помірному кліматі, що, однак,

вимагає подальших досліджень. Розшарування ФЕМ та несправності bypass-діодів і розподільчих коробок також трапляються частіше в умовах тропічного та субтропічного клімату, ніж в інших кліматичних зонах. Найпоширенішою проблемою ФЕС, що були встановлені за останні 10 років є перегрів селів, що супроводжуються знебарвленням внутрішньої схеми ФЕМ. Інкапсулянтне знебарвлення було найпоширенішим видом деградації, особливо у старих системах. У нових системах інкапсулянтна зміна кольору притаманна жаркому клімату, хоч і має значно меншу частку серед поломок ФЕМ. Для тонкоплівкових ФЕМ найпоширенішими видами деградації є механічні пошкодження скла та корозія поглинаючої поверхні, проте широта наявних досліджень цього виду ФЕМ є меншою, аніж для кремнієвих панелей.

На додаток до несправностей, існують також інші технічні ризики через деградацію на етапі експлуатації. Наприклад, Джордан та ін. розглянули показники потенційної деградації фотоелектричних модулів та станцій, про які повідомляється в опублікованій літературі з польових випробувань за останні 40 років. Близько 2000 показників потенційної деградації, що були виміряні на окремих модулях або цілих станціях, показали середнє значення 0,5% на рік [6].

Крім фотомодулів, на ФЕС використовують інвертори в широкому діапазоні потужностей і типологій, що ускладнює оцінку рівня відмов даного обладнання. Більшість досліджень несправностей інверторів не досліджують їх як єдиний елемент, адже надійність перетворювачів залежить від продуктивності кожного компонента обладнання. В інверторах найчастіше виникають такі несправності, як відмова біполярного транзистора з ізолюваним затвором (IGBT-модуль), захист від перенапруги, несправність МРРТ-трекера, спрацювання контакторів змінного струму або постійного струму, спрацювання електролітичних конденсаторів, запобіжників, проблеми з управлінням програмним забезпеченням і системою моніторингу та неефективність через перегрів. Зокрема, на мережевих ФЕС інвертор працює з

високим рівнем перетоку потужності та в умовах високих температур, що погіршує надійність інвертора та збільшує ризик відмов та старіння його складових.

За даними Флікера та ін., відмови, які переважно впливають на інвертор, пов'язані із елементами, що зазнають високих термічних та електричних навантажень, а також із самою системою теплового управління [7]. Чанг та ін. досліджували різні топології ланцюгів однофазних інверторів [8]. Результати показують, що збої часто трапляються на етапі перемикання (що не дивно, зважаючи на високі пускові та комутаційні струми), а температура є найбільш ймовірною причиною відмов. Пен Чжан та ін. проаналізували надійність трьох основних компонентів: силових електронних комутаторів з коефіцієнтом відмов, що були спровоковані термоперенапругою; конденсаторів з коефіцієнтом відмов, які залежать від прикладеної напруги постійного струму, струму пульсації та умов навколишнього середовища (температура, потік повітря); інверторних топологій. Результати показують, що більш високу надійність ФЕС можна досягти за допомогою модуль-інтегрованих інверторів [9].

Крім того, фотоелектричні установки підключені до електричної мережі, яка може спричинити непередбачувані відключення та невідповідність параметрів якості мережі, що може призвести до спрацювання захистів на ввідній комірці видачі потужності на КРПЗ, ВРУ, РП тощо. Більше того, багато промислових фотоелектричних станцій містять потужні трансформатори, які також можуть мати такі несправності, як невірно налаштований релейний захист та перегрів оливи.

Існують й інші несправності фотоелектричних установок, такі як аварії метеостанцій (піранометр, калібровані еталонні комірки, несправності датчиків температури), корозія конструктивних елементів (іржа на болтових з'єднаннях та металоконструкціях), пошкодження ґрунтового покриття поля (розмиття дренажу та доріжок), пошкодження огорожі по периметру, а також несправності система охорони та системи моніторингу, проте вищенаведені причини не мають безпосереднього впливу на втрати енергії та електричну мережу.

Визначити точні тенденції рівня відмов та їх впливу важко. Існує широкий вибір обладнання з невідомою якістю виготовлення та монтажу, конфігурацією панелей та інвертора, системою відстеження модулів, технологією виготовлення обладнання, кліматом, якістю електричної мережі, часом експлуатації обладнання, методологією перевірки обладнання, способами звітування під час технічних оглядів. Крім того, навіть термін «рівень відмов» може мати різні значення та вираження. Незважаючи на це, загальний рівень відмов зазвичай використовується у методах аналізу надійності, таких як метод Маркова [10], Аналіз дерева несправностей [11], моделювання Монте Карло [12], Аналіз Парето [13], а також метод перерахунку [14].

Більше того, ще складнішим завданням є дослідити справжній вплив відмови елемента на енергетичний баланс фотоелектричної станції, оскільки існує багато обставин, що впливають на нього. Наприклад, один несправний ФЕМ може вплинути на вихід енергії інших модулів і навіть на ефективність інвертора. Отже, як відмови, так і втрати енергії, пов'язані з ними, є вагомими і повинні бути чітко визначеними для покращення ринку фотоелектричної енергії. Втрати енергії внаслідок відмови є важливим набором даних, які можна використовувати для розрахунку супутніх витрат під час експлуатації ФЕС.

Що стосується енергетичного балансу, коефіцієнт корисної дії (Performance Ratio або скорочено – PR) є основною нормою, яка використовується для того, щоб дізнатись про вплив усіх втрат енергії на енергетичний баланс фотоелектричної установки, не беручи до уваги ефективність фотоелектричного модуля. Це відношення використаної електричної енергії змінного струму на вхідному лічильнику до кількості енергії, яка може вироблятися у випадку, якщо модулі безперервно працювали за нормальних умов ( $1000 \text{ Вт/м}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$ , АМ 1,5) і без будь-яких подальших втрат в системі. Це визначено в стандарті IEC 61724-1: 2017 (у грудні 2021 році цей стандарт буде замінено його наступною версією). PR може досягти значення понад 0,8 для останніх фотоелектричних установок [15]. Тим не менш, з PR неможливо чітко знати енергетичні втрати через відмови обладнання по відношенню

до енергетичних втрат, пов'язаних з неефективністю ФЕС. Якби фотоелектрична установка включала акумулятори, на енергетичний баланс впливали б і режими управління акумуляуванням енергії [16].

На додаток до відмов, неефективність компонентів фотоелектричної установки та їх вплив на втрати енергії вивчались по окремо. Наприклад, вплив нерівномірності сонячного випромінювання на поглинальну площину модуля завжди є однією із основних проблем на ФЕС. Саме тому вплив на вихідну потужність затінення, наявності снігового покриву та забруднення був широко досліджений. Також суттєвим є вплив температури за фотоелектричну комірку. Наприклад, для кристалічного модуля вплив температури може мати лише негативний характер, тоді як для аморфного кремнію навпаки можна знайти позитивний вплив температури на вихідну потужність. Останнє пов'язане з полегшенням поглинання світла та термічним відпалом. Це показує, що параметри температури в технічному паспорті не відображають річну теплову характеристику модуля, і жодних надійних результатів з використанням таких коефіцієнтів не вдається досягти [17]. Ще однією відмінністю є сезонність продуктивності ФЕМ. Фотоелектричні технології мають різну реакцію на температуру, опромінення, його рівень та характеристики. Визначальними є кут падіння сонячного випромінювання та спектральні його ефекти. Всі вищенаведені фактори слід враховувати під час оцінки ефективності ФЕМ [18]. Технологія аморфних тонкоплівкових ФЕМ є більш придатною для будівництва інтегрованих фотоелектричних установок в умовах жаркого клімату або в місцях з малою кількістю сонячних днів, тоді як кристалічні ФЕМ підходять для встановлення на відкритих ділянках у сонячних та холодних зонах [19].

Значними проблемами, що пов'язані з неефективністю інверторного обладнання, є вплив температури на внутрішні елементи перетворювача та некоректне відстеження точки максимальної потужності. Також було проаналізовано вплив температури на ефективність інвертора, його вихідну потужність та

ймовірність відмов [20], і запропоновано кілька методологій відстеження точок максимальної потужності [21].

Однак значення усіх відмов обладнання на ФЕС та їх відносний вплив на весь енергетичний баланс станцій є недостатньо дослідженим. Зігі та ін. здійснили дослідження надійності фотоелектричних установок від встановленою потужністю 2,5 кВт до 100 кВт без врахування відмов обладнання на трансформаторних станціях. Вони зробили висновок, що для досягнення більшої надійності ФЕС, існує необхідність постійного профілактичного обслуговування та моніторингу поля ФЕМ (захист модулів та стрінгів) та регулярних планово-попереджувальних робіт на інверторах [22]. Голнас проводить ретельний аналіз відмов великої кількості полів ФЕМ та інверторів на двох рівнях: один рівень називається областю відмови та містить інформацію про елемент, на якому виникла несправність; другий рівень називається першопрчиною та відстежує джерело, що викликало несправність. Він підкреслює, що обмежені можливості для глибокого аналізу відмов можуть зменшити цінність зібраної інформації [23]. У цьому ж ключі Хезелбрінк та ін. вказують на те, що збір даних про несправності в систематичному форматі значно спрощує подальший аналіз [4].

Для аналізу економічних наслідків подібних ризиків було створено проєкт «Сонячна банківська спроможність» [3]. В цьому проєкті було запроваджено заснований на вартості аналіз режимів відмов та впливів на ФЕС та визначено методологію для оцінки економічних збитків внаслідок помилок під час проєктування, простою системи, заміни та ремонту компонентів та оцінку ефективності заходів поліпшення їх наслідків. Методологія базується на статистичному аналізі. Якість аналізу залежить від кількості наявних даних про відмови та від припущень, прийнятих для розрахунку номера пріоритету витрат (а Cost Priority Number – CPN). Ця методика вдосконалюється іншими авторами [24] і відкриває шлях до бажаної стандартизації. Детальніше вона буде розглянута в наступних розділах.

Поточне дослідження, яке зосереджується на фазі експлуатації ФЕС, сприяє аналізу відносного впливу втрат енергії внаслідок збоїв в енергетичному балансі 44 діючих електростанцій, розташованих переважно у Вінницькій, Миколаївській, Херсонській та Запорізькій областях. На станціях використані різні технології ФЕМ та потужності інверторного та трансформаторного обладнання. Роки пуску станцій різняться. Знання щодо відносного впливу втрат енергії внаслідок відмов на енергетичний баланс фотоелектричних установок корисні для кращої оцінки вартості втрат енергії та для покращення заходів з технічного обслуговування та пом'якшення наслідків.

## **2.2 Методологія оцінки втрат електроенергії внаслідок відмов обладнання на ФЕС**

Максимальної вихідної електричної енергії (maximum energy – ME) фотоелектричного поля насправді неможливо досягти під час експлуатації ФЕС, оскільки на неї впливають втрати енергії через відмову обладнання (failure energy losses – FEL) та втрати, спричинені енергетичною неефективністю станції (performance energy losses – PEL). У державних стандартах відмову визначають як «припинення здатності елемента виконувати необхідну функцію». У цій роботі відмовою вважається повна або часткова несправність одного або декількох елементів фотоелектричної установки, що призвела до повної або часткової непрацездатності обладнання.

Згідно з наведеним вище визначенням, відмови обов'язково вимагають корекційного обслуговування. До групи відмов, що впливають на FEL, був віднесений вихід з ладу фотомодуля, що призвело до його заміни відповідно до гарантійних умов або умов експлуатації, несправність інвертора або несправність трансформатора, в тому числі відключення з боку електромережі, пошкодження кабельної продукції.

PEL є сумою всіх нижчезазначених втрат енергії. Втрати енергії, спричинені неефективністю, зумовлені некоректною роботою одного або декількох елементів ФЕС без збоїв у їх роботі, проте демонструючи нижчі за очікувані показники ефективності. У багатьох випадках неефективне робота обладнання не вимагає негайних дій щодо його наладки, адже існує безліч причин таких типів втрат енергії. Вони можуть бути наступними: вплив температури на ФЕМ, поява повітряних бульбашок всередині конструкції, зміна кольору, вапнування, PID, вплив затінення та забруднення, деградація фотоелектричних модулів, некоректна робота трекінгової системи, проводки в кабельних лініях, вплив розбіжності паспортних та фактичних характеристик ФЕМ та перегрів інвертора. Після запуску ФЕС та активної її експлуатації, важко уникнути втрат, що пов'язані, наприклад, з розбіжністю номінальних та фактичних показників ФЕМ. Інші ж несправності, такі як забруднення та некоректно задана траєкторія відслідковування сонця можуть бути виправлені і під час завершення будівництва станції. Помилки, пов'язані з подібними несправностями, зазвичай проявляються протягом довшого терміну і вимагають більш досконалої аналітики для виявлення та подальших робіт з їх усунення, ніж відмови, пов'язані з FEL. Глобальні втрати енергії через неефективність станції PEL – це сума як неминучої неефективності, так і неефективності, якої можна уникнути.

Отже, виходячи з цих визначень, фотоелектрична установка в реальних робочих умовах виробляє електричну енергію, що фіксується на вихідному комерційному лічильнику (real energy – RE), значно нижчу, ніж ME. Це пов'язано з обома типами втрат, при цьому FEL та PEL використовують в енергетичному балансі (1). Рівняння (1) – (11) взяті згідно з [26].

$$ME = RE + FEL + PEL \quad (1)$$

FEL для фотоелектричної установки можна розрахувати за рівняннями (2) – (15).

- Енергетичні втрати інвертора внаслідок зупинки, що сталася під час нормального режиму роботи:

$$FEL_{IOK} = Pn_K \cdot PR_{corr} \cdot \sum_{t=td}^{t=tr} \frac{GTI_t}{1000} \quad (2)$$

де  $Pn_K$  – сума пікових потужностей, під'єднаних до інвертора

$tr$  (год) – час відновлення роботи,

$td$  (год) – час виходу з ладу,

$GTI_t$  (Вт/м<sup>2</sup>) – глобальна сонячна радіація за час простою інвертора,

$PR_{corr}$  – це погодинно скоригований PR, визначений відповідно до рівняння (5) [25].

$$PR_{corr} = RE/P_n \cdot \sum_{t=1}^{t=h} \frac{GTI_t}{1000} \cdot (1 - \gamma \cdot \Delta T_{cell_t}) \quad (3)$$

- Сумарні енергетичні втрати інверторів внаслідок зупинки, що сталася під час нормального режиму роботи:

$$FEL_{IO} = \sum_{k=1}^k FEL_{IOK} \quad (4)$$

- Енергетичні втрати інвертора внаслідок зупинки, що сталася під час запуску:

$$FEL_{StSpk} = Pn_K \cdot PR_{corr} \cdot \sum_{t=td}^{t=tr} \frac{GTI_t}{1000} \quad (5)$$

- Сумарні енергетичні втрати інверторів внаслідок зупинки, що сталася під час запуску:

$$FEL_{StSp} = \sum_{k=1}^k FEL_{StSpk} \quad (6)$$

- Енергетичні втрати трансформатора внаслідок відмов:

$$FEL_{StOa} = Pn_{pSta} \cdot PR_{corr} \cdot \sum_{t=td}^{t=tr} \frac{GTI_t}{1000} \quad (7)$$

де  $Pn_{pSta}$  – сума пікових потужностей всіх модулів, приєднаних до трансформаторної станції

- Сумарні енергетичні втрати трансформаторів внаслідок зупинки:

$$FEL_{STO} = \sum_{k=1}^k FEL_{STOa} \quad (8)$$

- Енергетичні втрати внаслідок несправностей в мережі:

$$FEL_{GO} = P_n \cdot PR_{corr} \cdot \sum_{t=td}^{t=tr} \frac{GTI_t}{1000} \quad (9)$$

де  $P_n$  (кВт·пік) – пікова потужність ФЕС за нормальних умов

- Сумарні енергетичні втрати інверторів внаслідок зупинки, що сталася під час запуску:

$$FEL_{StSp} = \sum_{k=1}^k FEL_{StSpk} \quad (10)$$

$ME$  також може бути розрахована за виразом (12).

$$ME = P_n \cdot \sum_{t=1}^{t=h} \frac{GTI_t}{1000} \cdot (1 - \gamma \cdot \Delta T_{cell_t}), \quad (11)$$

де  $h$  (год) – період часу, що аналізується,

$GTI_t$  (Вт/м<sup>2</sup>) – глобальна сонячна радіація за час  $t$ ,

$\gamma$  (%/К) – температурний коефіцієнт ФЕМ,

$\Delta T_{cell_t}$  (К) – різниця між середньою годинною температурою обраного ФЕМ та

298,15 К за час  $t$ .

Втрати енергії внаслідок неефективності фотоелектричної установки,  $PEL$ , можуть бути розраховані як:

$$PEL = ME - RE - FEL \quad (12)$$

$FEL$  та  $PEL$  пов'язані із скоригованим коефіцієнтом продуктивності фотоелектричної установки  $PR_{corr}$  відповідно до рівняння (4).

$$PEL + FEL = RE \cdot (1 - PR_{corr}) / PR_{corr}, \quad (13)$$

Використовуючи ці рівняння, можна оцінити відносний вплив FEL та PEL окремо на ME та RE, припустивши в цій роботі наступні гіпотези:

- При розрахунку втрат енергії, спричинених несправністю обладнання, врахований час простою включає проміжок часу між годиною, коли було виявлено несправності ( $t_d$ ), та годиною, протягом якої несправність було усунуто ( $t_r$ ), а обладнання введено в роботу. Реальний час виникнення несправності не враховується, адже він не може бути зафіксований достовірно.
- PR під час відмови обладнання вважається середнім PR фотоелектричної станції за останні 15 місяців, визначеним згідно (5). Для розрахунку було використано щогодинні дані згенерованої електроенергії, сонячної радіації, виміряної піранометром, та температуру ФЕМ.
- При кількісному визначенні втрат енергії, пов'язаних з відмовою, береться до уваги обладнання, яке вийшло з ладу, та решту обладнання, що було відключене внаслідок несправності першого.
- Під час пошкодження ФЕМ, пов'язані з цим втрати енергії були розраховані, припускаючи, що за проміжок часу між виявленням і заміною несправного модуля, його стрінг не працював на повну потужність.

Для визначення впливу відмов обладнання на енергетичні втрати було зроблено наступне: поломки були згруповані відповідно до обладнання, що було пошкоджене. Всі відключення (TF) було розбито на 5 основних груп: відмова на полі ФЕМ ( $TF_{SF}$ ), відмова інвертора ( $TF_I$ ), силових трансформаторів ( $TF_{TS}$ ), зовнішньої електричної мережі ( $TF_G$ ) та кабельної продукції ( $TF_W$ ).

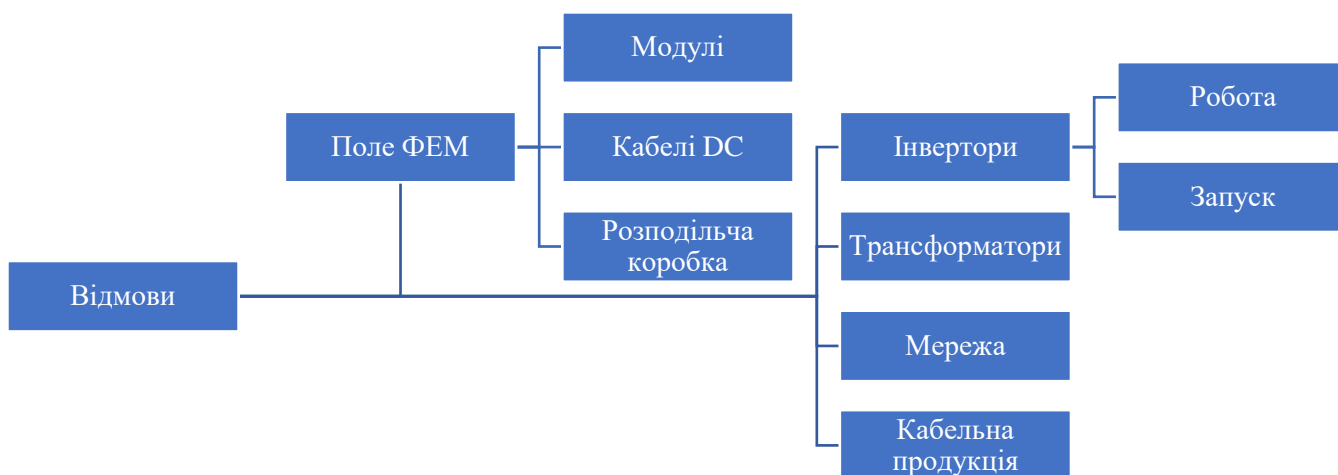


Рисунок 2.1 – Класифікація відмов відповідно до відключеного обладнання

В межах сонячного поля несправності зазвичай розбивають на такі, які призвели до заміни фотоелектричного модуля, несправності в кабелі постійного струму та несправності в розподільчій коробці, що включає несправність захисту (неправильне спрацювання захисту через несправності іншого обладнання). Однак, кількість пошкоджень та втрати, що ними були спричинені будуть розраховуватися по всьому полю загалом, що пов'язано з браком та недостовірністю інформації.

Виходи з ладу інвертора були розбиті на відмови в роботі, відмови при запуску та зупинці. Усередині трансформаторної станції несправності були розбиті на несправності в захисті трансформатора через причини експлуатації (хибне спрацювання захисту через несправності в іншій частині обладнання) та відмови внаслідок екстремальних погодних ситуацій. Усередині електричної мережі несправності були розбиті відповідно до експлуатаційних умов її роботи (невідповідність параметрів якості мережі та аварії в системі).

Відмови, розраховані для кожної фотоелектричної установки, були визначені як:

- Річний коефіцієнт відмов у сонячному полі фотоелектричної установки на модуль фотоелектричної установки,  $FRSF$  (кількість збоїв/рік·кількість модулів):

$$FRSF = TF_{SF} \cdot 12 / (15 \cdot \text{Module number}) \quad (14)$$

- Річний коефіцієнт відмов інвертора фотоелектричної установки на один інвертор фотоелектричної установки,  $FRI_{in}$  (кількість збоїв / рік·кількість інверторів):

$$FRI = TF_I \cdot 12 / (15 \cdot \text{Inverter number}) \quad (15)$$

- Річний коефіцієнт відмов трансформаторної підстанції фотоелектричної установки,  $FRTS$ , (кількість збоїв / рік·кількість трансформаторів):

$$FRTS = TF_{TS} \cdot 12 / (15 \cdot \text{Transformer number}) \quad (16)$$

- Річний коефіцієнт відмов в електромережі фотоелектричної установки,  $FR_G$ , (відмови/рік):

$$FRG = TF_G \cdot 12 / 15 \quad (17)$$

- Річний коефіцієнт відмов кабельної продукції фотоелектричної установки,  $FR_w$ , (відмови/рік):

$$FRW = TF_G \cdot 12 / 15 \quad (18)$$

- Загальний річний коефіцієнт відмов фотоелектричної установки,  $TFR$ , (кількість збоїв / рік):

$$TFR = TF \cdot 12 / 15 \quad (19)$$

### 2.3 Надійність та придатність ФЕС

Надійність  $R(t)$  – це здатність станції безперебійно працювати відповідно до поставлених вимог протягом заданого інтервалу часу  $t$  за певних умов. Це впливає на придатність ФЕС до отримання номінального енергетичного виходу без відмов обладнання. Математичний вираз має наступний вигляд [27]:

$$R(t) = e^{-\gamma t} \quad (20)$$

де  $\gamma$  – постійна частота відмов.

Існують деякі параметри надійності [25]. Одним із цих параметрів є середній час між відмовами (mean time between (before) failures – *MTBF*), який є часом, що минув між двома відмовами системи під час її роботи. Розрахунки *MTBF*, визначені рівнянням (12), передбачають, що система "оновлюється", тобто фіксується, після кожного відмови, а потім повертається до експлуатації відразу після ремонту. Інший параметр пов'язаний з роботою ФЕС це середній час ремонту (mean time to repair – *MTTR*), який визначає середній час поломки з припущенням, що несправний елемент не відремонтована (нескінченний час ремонту), як визначено рівнянням (21). Таблиця 1 вказує значення *MTBF* та *MTTR* для різних підсистем, що використовуються на ФЕС. Ці значення отримані з досвіду роботи багатьох фотоелектричних систем. Більш того, коефіцієнт відмов *FR* – це просто обернена до *MTBF* величина, виражена, наприклад, визначеними рівнянням (22) годинами відмови. Надійність системи – ще один параметр, який є відсотком часу протягом якого ФЕС працює. Вона може бути отримана за рівнянням (23) [28].

$$MTBF = \frac{\text{Час експлуатації}}{TF} \text{ (год)} \quad (21)$$

$$MTTR = \frac{\text{Час ремонту}}{TF} \text{ (год)} \quad (22)$$

$$FR = \frac{1}{MTBF} \quad (23)$$

## 2.4 Вихідні данні

Методика була застосована до 45 фотоелектричних станцій, розташованих у Миколаївській, Херсонській та Вінницькій областях, як показано на рисунку 2.2, за період від 6 до 15 місяців. Електростанції Вінницького регіону є найстаршими і були запуснені 2013-2017 років, крім двох нових станцій, що були збудовані у 2019 році. Херсонські ФЕС були введені в експлуатацію в середньому 1.5-2 роки тому. Найновішими є станції в Миколаївській області та були запуснені в кінці 2019 та на

початку 2020 років. Всі аналізовані фотоелектричні установки підключені до мережі, без систем акумуляування енергії та систем відстеження сонця.

Статистика відмов отримана з реальних даних та була надана компаніями, що відповідальні за сервіс та обслуговування аналізованих сонячних електростанцій. Переважно, ці поломки були виявлені шляхом аналізу кліматичних даних та електричних параметрів з моніторингових систем СЕС та інверторів, системи аварійних сповіщень, візуальних оглядів станції та термографічних досліджень поля ФЕМ.

Варто зазначити, що несправності моніторингової системи на враховувалися в даній роботі, адже вони не призводили до втрати генерації безпосередньо. Втрати, що могли бути спричинені збоями обладнання під час відсутності його моніторингу, були зафіксовані черговим персоналом станцій, що перебуває на ФЕС постійно.

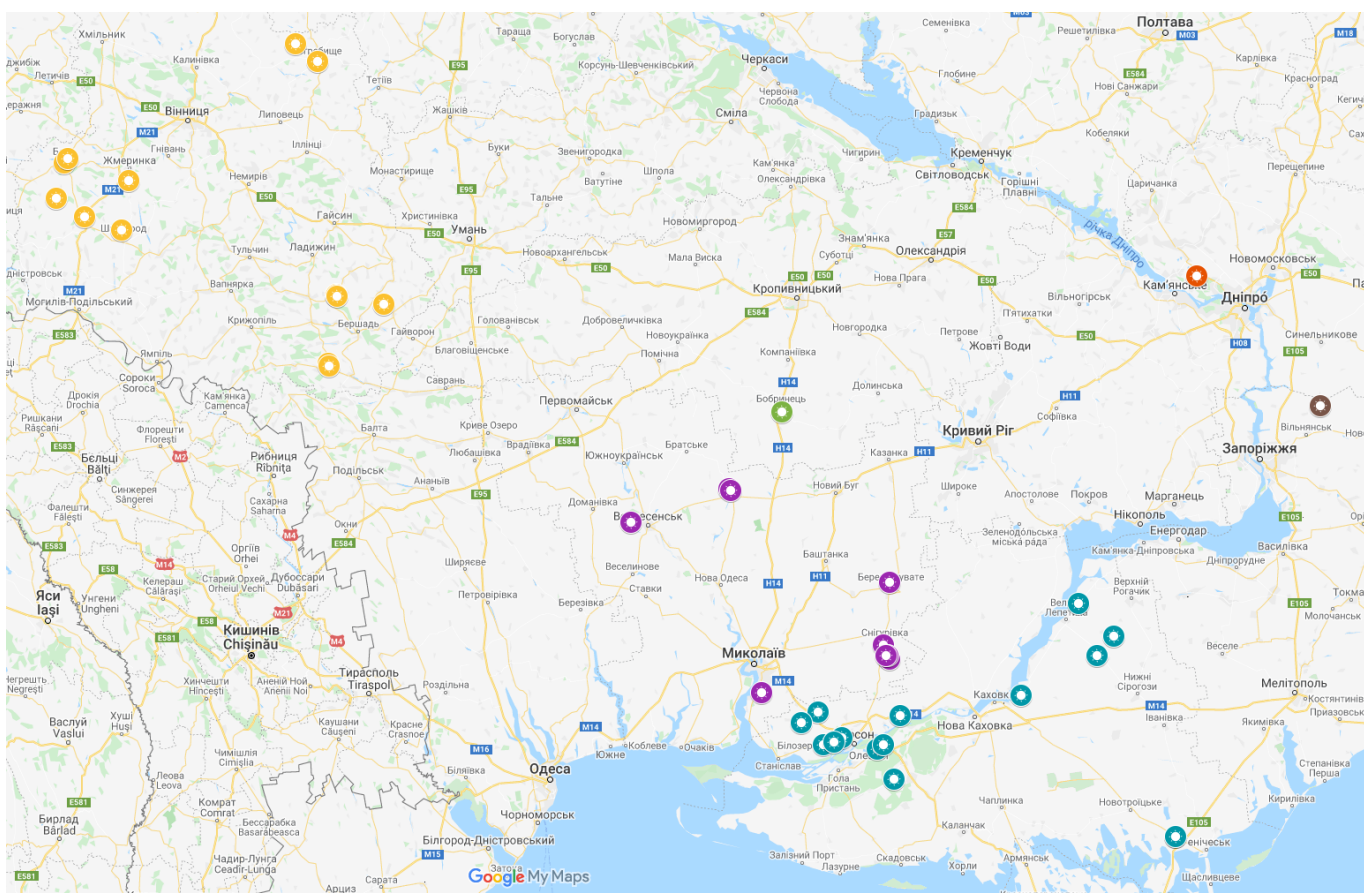


Рисунок 2.2 – Географічне розташування досліджуваних ФЕС

У таблиці 2.1 наведено данні щодо типології та конфігурації аналізованих ФЕС.

Всі станції базуються на 572 центральних інверторах чотирьох марок виробників та 266 трансформаторних підстанцій. Типова схема живлення інверторних станцій наведена в на рисунку 2.3. Використано 1 669 878 фотоелектричних модулів на основі кремнію, 86% з яких є полікристалічними, тоді як решта використовують монокристалічний Si. Загальна встановлена пікова потужність складає 491 401 кВт, а номінальна – 396 720 кВт.

## 2.5 Розрахунки та отримані результати

### 2.5.1 Кількість відключень та коефіцієнти відмов

У таблиці 2.2 наведено розбивку загальних відмов на кожній ФЕС за вищезазначеними параметрами та їх розподіл відповідно до елемента, якого вони стосуються та коефіцієнти відмов (кількість відмов відносно кількості елементів, що було відключено).

Як зазначено в таблиці 2.2, оскільки коефіцієнти відмов значно змінюються від однієї станції до іншої і від одного елемента до іншого, то важко визначити середнє значення  $FR$ . Значення коефіцієнту відмов  $TFR$  змінюється від 0,8 до 101,6 відмов за рік, а загальний середній коефіцієнт відмов на кожній станції складає 19,84 відключень на рік.

На одиницю встановленого обладнання, найбільше відключень було зареєстровано через невідповідність параметрів мережі і отримано середня кількість відмов  $FRG$  на рівні 5,3 відмов на рік на кожну станцію (з діапазоном між 0,8 і 24,8). Другим за рівнем відмов обладнання є трансформаторні станції з середньою кількістю  $FRI_T=0,81$  відмов на кожний трансформатор, інвертори відключаються 0,78 рази на рік, а кабельна продукція (бушинги, кінцеві муфти та ін.) пошкоджуються 0,6 разів на рік.. Найменше і найрідше стаються відключення на полі фотомодулів і тримаються на рівні 0,0000189 відмов на рік.

Серед вибірки станцій було визначено, що найбільшу кількість відключень було зареєстровано на фотоелектричних станціях БаМ та НМ (101 та 127 разів на рік відповідно). По коефіцієнту відмов на одиницю обладнання найвищі показники у інверторів (кількість відключень 1 інвертора на рік складає 2,63 та 4,68). Перш за все, варто відзначити, що окрім близького розташування, станції укомплектовані перетворювачами однакових моделей з однієї партії, адже будувалися ФЕС одночасно. Найбільша кількість відмов на одиницю обладнання належить СЕС Є2М – 6,72 відключення кожного інвертора на рік, що пов'язано з короткостроковими, проте частими відключеннями одного і того ж інвертора.

Попри це, наявний ряд станцій, що мають до 10 відключень на рік. Більшість з них розташована у Вінницькій області, станції якої є найстаршими, що свідчить про зменшення кількості відключень обладнання з плином часу через вихід на нормальну роботу.

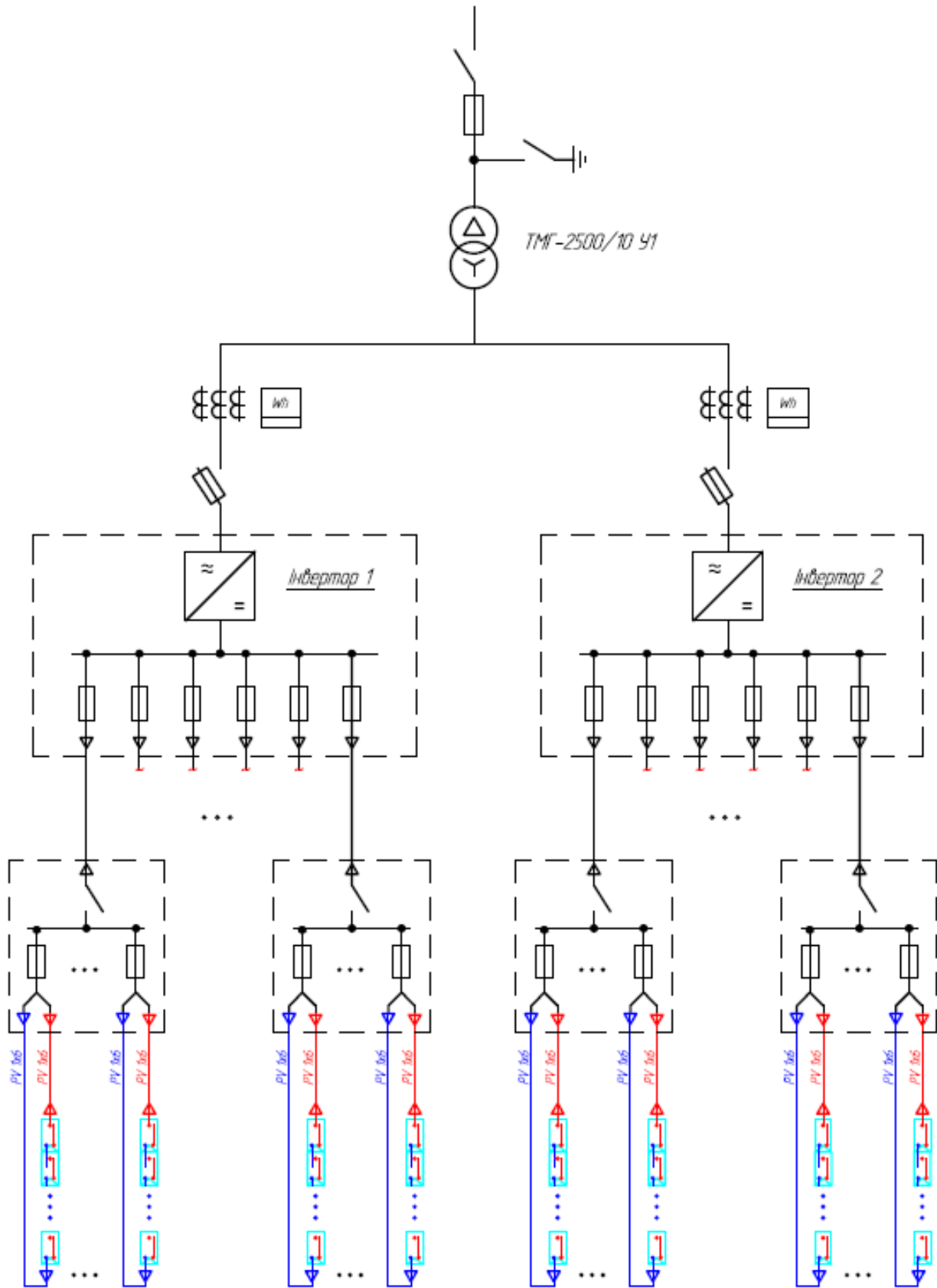


Рисунок 2.3 – Типова схема живлення інверторів

Таблиця 2.1 – Вихідні дані ФЕС

Зальні дані					ФЕМ				Інвертор			
Станція	Область	Площа, га	Вст. пот.		Модель	Тип	К-ть	Од. пот.	Модель	К-ть інв. підстанцій	К-ть інверторі	Од. пот. інвертора
			ДС, кВт	АС,кВт								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Г1В	Вінницька	2,427	1 374	1 260	1	Poly	5610	245	1	1	2	625
ЧеВ	Вінницька	14,973	7 745	7 040	1	Poly	31614	245	1	2	4	500
									1	4	8	625
Г2В	Вінницька	5,280	2 474	2 260	2	Poly	10296	245	1	2	4	500
									1	1	2	625
Ш1В	Вінницька	31,380	7 982	7 040	3	Poly	18480	240	1	5	9	800
					2	Poly	12210	245				
					25	Poly	2222	250				
Г3В	Вінницька	8,004	3 882	3 200	4	Poly	15224	255	1	2	4	800
В1Х	Херсонська	11,800	6 504	5 700	4	Poly	25014	260	1	2	4	800
									1	2	4	625
В2Х	Херсонська	5,320	2 706	2 500	4	Poly	10406	260	1	2	4	625
ВВ	Вінницька	6,004	3 180	2 800	4	Poly	12232	260	1	1	2	800
									1	1	2	625
БВ	Вінницька	11,752	6 818	6 050	4	Poly	26224	260	1	3	6	800
									1	1	2	625
Ч1В	Вінницька	15,690	9 853	8 000	5	Poly	37180	265	2	8	16	500
Ч2В	Вінницька	18,600	9 818	8 000	6	Poly	37048	265	2	8	16	500
БаВ	Вінницька	14,442	8 226	7 000	6	Poly	31042	265	2	7	14	500
СВ	Вінницька	18,000	9 818	8 000	6	Poly	37048	265	2	8	16	500
КВ	Вінницька	12,778	7 299	6 000	4	Poly	27544	265	2	6	12	500
Б1Х	Херсонська	19,976	11 001	9 000	7	Mono	30546	330	2	9	18	500
					22	Mono	2790	335				
МЛХ	Херсонська	8,660	5 524	4 500	4	Poly	20460	270	2	5	9	500
МикХ	Херсонська	10,000	5 762	4 500	4	Poly	21340	270	2	5	9	500

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ДК	Кіровоградська	29,651	16 988	15 000	4	Poly	62920	270	2	15	30	500
РХ	Херсонська	32,550	19 982	16 500	8	Poly	74008	270	2	17	33	500
К1Х	Херсонська	10,000	5 958	4 500	8	Poly	20140	270	2	5	9	500
КХ	Херсонська	30,000	18 064	15 000	8	Poly	66902	270	2	8	30	500
О1Х	Херсонська	33,000	21 758	17 000	8	Poly	63998	270	2	17	34	500
					4	Poly	16588	270				
О2Х	Херсонська	29,530	17 921	14 000	8	Poly	66374	270	2	14	28	500
К2Х	Херсонська	8,000	4 823	4 000	8	Poly	54468	270	2	4	8	500
МирХ	Херсонська	17,076	11 478	9 000	9	Mono	35316	325	3	5	18	500
КиХ	Херсонська	25,601	17 702	15 840	10	Mono	13398	325	1	9	18	880
					4	Poly	4466	270				
ПХ	Херсонська	26,503	18 819	15 000	11	Poly	57906	325	3	8	30	500
А	Миколаївська	31,864	20 463	15 000	12	Mono	62964	325	3	8	15	1000
НМ	Миколаївська	16,567	19 034	15 132	13	Mono	40050	365	4	7	13	1165
					23	Mono	11934	370				
БаМ	Миколаївська	26,500	19 199	15 132	14	Poly	58178	330	4	7	13	1165
ЛХ	Херсонська	12,522	11 754	9 312	15	Mono	20160	365	4	4	8	1165
					24	Mono	11880	370				
БіВ	Вінницька	17,200	7 912	6 984	16	Poly	23978	330	4	3	6	1165
БД	Дніпропетровська	33,000	21 669	16 000	14	Poly	65664	330	3	8	16	1000
СЗ	Запорізька	21,000	13 067	10 476	16	Poly	39596	330	4	5	9	1165
ПВ	Вінницька	12,000	11 537	9 312	17	Poly	34960	330	4	4	8	1165
Є1М	Миколаївська	18,000	12 415	10 476	18	Poly	37620	330	4	5	9	1165
Є2М	Миколаївська	9,000	6 620	5 820	19	Poly	19760	335	4	3	5	1165
ПМ	Миколаївська	56,775	32 836	27 000	4	Poly	121616	270	3	14	27	1000
І2М	Миколаївська	42,248	24 716	20 000	4	Poly	14102	270	3	10	20	1000
					4	Poly	76032	275				
БеМ	Миколаївська	22,000	13 430	10 476	20	Poly	40698	330	4	5	9	1165
ТМ	Миколаївська	20,000	13 290	10 476	21	Poly	39672	335	4	5	9	1165

Таблиця 2.2 – Розподіл коефіцієнтів відмов обладнання та кількості відключень

Станція	Кількість відключень, шт							Коефіцієнти відмов, шт/рік					
	В С	І	К	Л	С	Т	Всього	FR G	FR I	FR W	FRSF	FRT S	TFR
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
А	8	2 5		7		2	<b>42</b>	6,4	1,3 3			0,20	<b>33,6 0</b>
БаМ	17	4 6	2		1	3 5	<b>101</b>	13,6	2,6 3	1,6	0,000025 8	4,00	<b>80,8 0</b>
БД	2	1 9	1				<b>22</b>	1,6	1,1 7	0,8			<b>17,6 0</b>
БаВ	2						<b>2</b>	1,6					<b>1,60</b>
БВ	2	1			1		<b>4</b>	1,6	0,0 5		0,000012 2		<b>3,20</b>
БеМ	31	1 7		2	1	2	<b>53</b>	24,8	1,5 1		0,000019 7	0,32	<b>42,4 0</b>
БіВ	13	2 1		5		1 0	<b>49</b>	10,4	2,8 0			2,67	<b>39,2 0</b>
БіХ	5						<b>5</b>	4,0					<b>4,00</b>
В1Х		2					<b>2</b>		0,2 7				<b>1,60</b>
ВВ	3						<b>3</b>	2,4					<b>2,40</b>
Г1В					2		<b>2</b>				0,000285 2		<b>1,60</b>
Г2В	1					3	<b>4</b>	0,8				1,20	<b>3,20</b>
Г3В	2						<b>2</b>	1,6					<b>1,60</b>
ДК	2	1					<b>3</b>	1,6	0,0 3				<b>2,40</b>
Є1М	10	2 4			1	3	<b>38</b>	8,0	2,1 3		0,000021 3	0,48	<b>30,4 0</b>
Є2М	5	4 2			1		<b>48</b>	4,0	6,7 2		0,000040 5		<b>38,4 0</b>
І1М	7	1 6		1	1	2 3	<b>48</b>	5,6	0,4 7		0,000006 6	1,31	<b>38,4 0</b>
І2М	5	4	1			5 0	<b>60</b>	4,0	0,1 6	0,8		4,00	<b>48,0 0</b>
КиХ	18	2	4			3	<b>27</b>	14,4	0,1 8	3,2		0,48	<b>21,6 0</b>
К1Х	1					4	<b>5</b>	0,8				0,80	<b>4,00</b>
К2Х	4	1 7				1	<b>22</b>	3,2	1,1 3			0,13	<b>17,6 0</b>

## Продовження таблиці 2.2

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>
<b>КВ</b>	3				4		7	2,4			0,000179 1		<b>5,60</b>
<b>КХ</b>	8	6	5		1	2	22	6,4	0,1 6	4,0	0,000012 0	0,20	<b>17,60</b>
<b>ЛХ</b>	14	16	2		1	21	<b>54</b>	11, 2	1,6 0	1,6	0,000025 0	4,20	<b>43,20</b>
<b>МЛХ</b>	1					1	2	0,8				0,16	<b>1,60</b>
<b>МикХ</b>	4				1	1	6	3,2			0,000022 7	0,16	<b>4,80</b>
<b>МирХ</b>	8	5				12	25	6,4	0,4 4			1,92	<b>20,00</b>
<b>НМ</b>	16	76	5	4	1	25	<b>127</b>	12, 8	4,6 8	4,0	0,000015 4	2,86	<b>101,6 0</b>
<b>О1Х</b>	5	12		1	2		20	4,0	0,2 8		0,000019 9		<b>16,00</b>
<b>О2Х</b>	2	5			1	5	13	1,6	0,1 4		0,000012 1	0,29	<b>10,40</b>
<b>ПВ</b>	25	6				21	52	20, 0	0,6 0			4,20	<b>41,60</b>
<b>ПХ</b>	20	3	6		1		30	16, 0	0,0 8	4,8	0,000013 8		<b>24,00</b>
<b>РХ</b>	3	5	3			3	14	2,4	0,1 2	2,4		0,14	<b>11,20</b>
<b>СЗ</b>	1	16	1			13	31	0,8	0,8 0	0,8		1,30	<b>24,80</b>
<b>СВ</b>	2	1					3	1,6	0,0 9				<b>2,40</b>
<b>ТМ</b>	2	11	2		1	8	24	1,6	0,9 8	1,6	0,000020 2	1,28	<b>19,20</b>
<b>ЧеВ</b>	5	3					8	4,0	0,1 5				<b>6,40</b>
<b>Ч1В</b>	4	4					8	3,2	0,2 0				<b>6,40</b>
<b>Ч2В</b>	2	1					3	1,6	0,1 0				<b>2,40</b>
<b>Ш1В</b>					1		1				0,000024 3		<b>0,80</b>
<b>Всього</b>	<b>26 3</b>	<b>40 7</b>	<b>3 2</b>	<b>2 0</b>	<b>2 2</b>	<b>24 8</b>	<b>992</b>	<b>5,3</b>	<b>0,7 8</b>	<b>0,6</b>	<b>0,000018 9</b>	<b>0,81</b>	<b>19,84</b>

## 2.5.2 Середній час між відключеннями, час ремонту та надійність фотоелектричної установки

Помічено, що несправності в обладнанні найчастіше трапляються біля початку та біля кінця терміну служби компонентів. Зазвичай відмови виробів діляться на три категорії: відмови припрацювання, відмови нормального періоду та відмови зношування. Це призводить до загальної кількості випадків відмов, які зазвичай називають кривою bathtub [29]. Відмови сукупності компонентів розподіляються за часом відповідно до функції щільності ймовірності  $f(t)$ .  $f(t)$  інтегровано в сукупну функцію розподілу  $F(t)$ , яка статистично виражає ймовірність виходу компонента з ладу за час  $t$ . Тоді функція ймовірності надійності виражається як  $R(t)=1-F(t)$ . Ймовірність відмов із збільшенням терміну служби зазвичай представлена гауссовим, вейбулівським або логарифмічним розподілом. Однак з міркувань простоти та відсутності детальних вхідних даних, таких як стандартне відхилення, параметри форми та масштабу, тут передбачається постійна частота відмов.

Значення для отриманих параметрів  $MTTR$  та  $MBTF$  наведені у таблиці 2.3.

Час виявлення збоїв на ФЕС того ж дня передбачають ретельно відстежувану систему, де дані щодня аналізуються. У даному випадку повідомлення про помилки автоматично визначаються і вирішуються негайно. Це можна вважати доброю практикою в галузі для мережевих промислових СЕС, і тому це справедливе припущення.  $MTTR$  базуються на практичному. Деякі елементи теоретично можна відремонтувати швидко; однак, часто не є економічно вигідним організувати візит з обслуговування, якщо вплив поломки на енерговитрати системи незначний.

Найбільшого впливу на надійність станції чинить мережа, що має тенденції до невідповідності параметрів якості мережі. Це пов'язано з неправильним розрахунком навантаження та терміном експлуатації силового обладнання, а також з перевантаженістю мережі в години пікових навантажень. Крім того, 1-5 разів на рік стаються аварійні ситуації через погодні умови.

Таблиця 2.3 – Параметри середнього часу простою обладнання та між ним

Станція	MTTR, год							MTBF, год					
	В С	І	К	Л	С	Т	Всього	ВС	І	К	С	Т	Всього
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
А	11	30 6		1 9		26	<b>362</b>	627	201			2 509	<b>119</b>
БаМ	52	74 2	2 4		39 3	52	<b>1 264</b>	295	109	2 509	5 019	143	<b>50</b>
БД	3	10 4	2 0				<b>127</b>	2 509	264	5 019			<b>228</b>
БаВ	1						<b>1</b>	2 509					<b>2 509</b>
БВ	2	27			0		<b>29</b>	2 509	5 019		5 019		<b>1 255</b>
БеМ	76	13 7		1 5	1	2	<b>231</b>	162	295		5 019	2 509	<b>95</b>
БіВ	34	11 8		3		31 0	<b>464</b>	386	239			502	<b>102</b>
БіХ	10						<b>10</b>	1 004					<b>1 004</b>
В1Х		31					<b>31</b>		2 509				<b>2 509</b>
ВВ	1						<b>1</b>	1 673					<b>1 673</b>
Г1В					74		<b>74</b>				2 509		<b>2 509</b>
Г2В	0					2	<b>2</b>	5 019				1 673	<b>1 255</b>
Г3В	3						<b>3</b>	2 509					<b>2 509</b>
ДК	1	23					<b>24</b>	2 509	5 019				<b>1 673</b>
Є1М	42	20 5			7	2	<b>257</b>	502	209		5 019	1 673	<b>132</b>
Є2М	14	36 5			2		<b>380</b>	1 004	119		5 019		<b>105</b>
І1М	59	41		8	26	38	<b>173</b>	717	314		5 019	218	<b>105</b>
І2М	54	16 7	7			11 3	<b>341</b>	1 004	1 255	5 019		100	<b>84</b>
КиХ	40	4	3 6			40 2	<b>482</b>	279	2 509	1 255		1 673	<b>186</b>

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>К1Х</b>	1					6	7	5 019				1 255	<b>1 004</b>
<b>К2Х</b>	9	28				1	38	1 255	295			5 019	<b>228</b>
<b>КВ</b>	1				6 8		<b>70</b>	1 673			1 255		<b>717</b>
<b>КХ</b>	47 5	10	73		2	15 1	<b>71 1</b>	627	836	1 004	5 019	2 509	<b>228</b>
<b>ЛХ</b>	16	22 0	49		1	11	<b>29 7</b>	358	314	2 509	5 019	239	<b>93</b>
<b>МЛХ</b>	1					72	<b>74</b>	5 019				5 019	<b>2 509</b>
<b>Мик Х</b>	13		3			0	<b>16</b>	1 255			5 019	5 019	<b>836</b>
<b>Мир Х</b>	12	12				58 8	<b>61 1</b>	627	1 004			418	<b>201</b>
<b>НМ</b>	19	23 2	34	1 3	1 0	30 1	<b>60 8</b>	314	66	1 004	5 019	201	<b>40</b>
<b>О1Х</b>	2	10 5		0	2 9		<b>13 6</b>	1 004	418		2 509		<b>251</b>
<b>О2Х</b>	0	15 9			1 9	8	<b>18 6</b>	2 509	1 004		5 019	1 004	<b>386</b>
<b>ПВ</b>	96	81				10 2	<b>28 0</b>	201	836			239	<b>97</b>
<b>ПХ</b>	36 0	22	58 9		3		<b>97 4</b>	251	1 673	836	5 019		<b>167</b>
<b>РХ</b>	7	20	2			3	<b>32</b>	1 673	1 004	1 673		1 673	<b>358</b>
<b>СЗ</b>	0	15 3	32			13	<b>19 8</b>	5 019	314	5 019		386	<b>162</b>
<b>СВ</b>	7	2					<b>9</b>	2 509	5 019				<b>1 673</b>
<b>ТМ</b>	6	16 5	88		1 6	7	<b>28 2</b>	2 509	456	2 509	5 019	627	<b>209</b>
<b>ЧеВ</b>	18	81					<b>98</b>	1 004	1 673				<b>627</b>
<b>Ч1В</b>	21 2	32					<b>24 4</b>	1 255	1 255				<b>627</b>
<b>Ч2В</b>	62	31					<b>93</b>	2 509	5 019				<b>1 673</b>

## Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ШІВ					7		7				5019		5019
Всього	1721	3624	958	59	659	2210	9230	191	12	157	228	20	5

Зданих табл. 2.3 була побудована кореляційна крива (рисунок 2.3), що показує чітку залежність між середнім часом простою обладнання та часом його ремонту. Очевидно, що час ремонту обладнання, що рідше ламається, буде меншим, аніж того, що ламається з більшою частотою. Прийнятним є час між поломками близько 200 годин, адже цей проміжок є достатньо реальним для аналізованих станцій, проте терміни ремонту обладнання на рік також складуть до 200 годин.

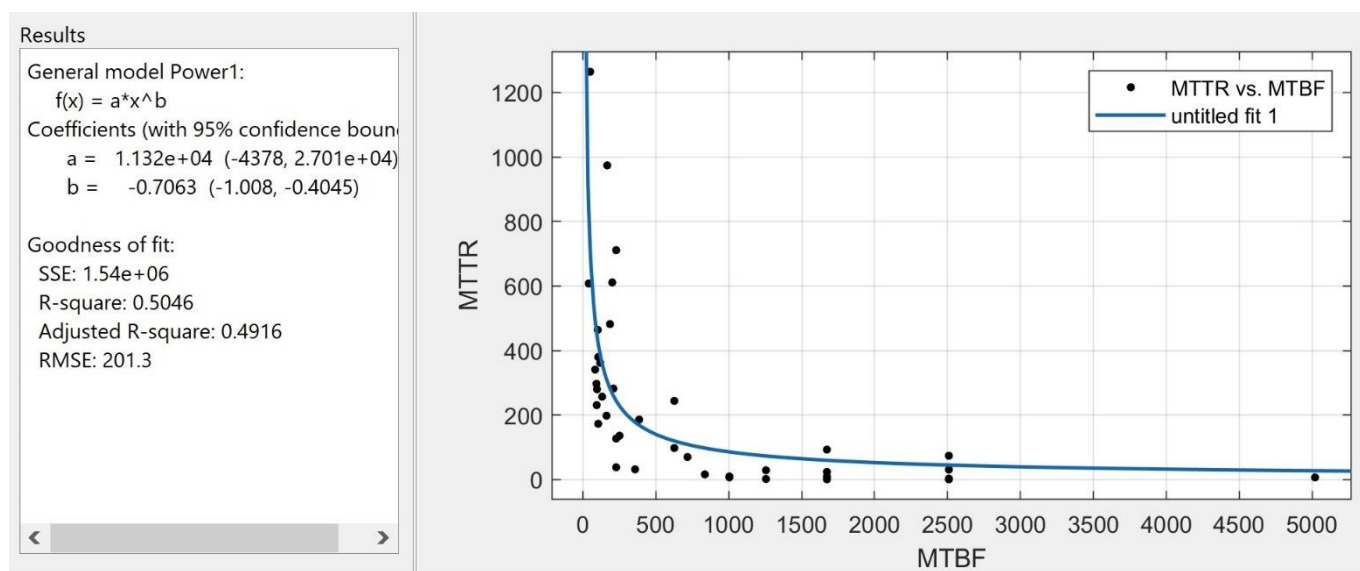


Рисунок 2.3 - Кореляція між розподілами тривалості ремонтів пошкоджень обладнання після запуску (MTTR) і в процесі роботи (MTBF)

Показники надійності наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Надійність станції, розподілена відносно відключених елементів для 20-ти річного терміну служби з врахуванням, що станція протягом року працює 4025 годин.

Станція	Надійність, %					
	ВС	І	К	С	Т	Всього
1	2	3	4	6	7	8
<b>А</b>	97%	99%			100%	<b>85%</b>
<b>БаМ</b>	93%	99%	99%	100%	98%	<b>67%</b>
<b>БД</b>	99%	99%	100%			<b>92%</b>
<b>БаВ</b>	99%					<b>99%</b>
<b>БВ</b>	99%	100%		100%		<b>98%</b>
<b>БеМ</b>	88%	99%		100%	100%	<b>81%</b>
<b>БіВ</b>	95%	99%			99%	<b>82%</b>
<b>БіХ</b>	98%					<b>98%</b>
<b>В1Х</b>		100%				<b>99%</b>
<b>ВВ</b>	99%					<b>99%</b>
<b>Г1В</b>				100%		<b>99%</b>
<b>Г2В</b>	100%				99%	<b>98%</b>
<b>Г3В</b>	99%					<b>99%</b>
<b>ДК</b>	99%	100%				<b>99%</b>
<b>Є1М</b>	96%	99%		100%	100%	<b>86%</b>
<b>Є2М</b>	98%	97%		100%		<b>83%</b>
<b>І1М</b>	97%	100%		100%	99%	<b>83%</b>
<b>І2М</b>	98%	100%	100%		98%	<b>79%</b>
<b>КиХ</b>	93%	100%	98%		100%	<b>90%</b>
<b>К1Х</b>	100%				100%	<b>98%</b>
<b>К2Х</b>	98%	99%			100%	<b>92%</b>
<b>КВ</b>	99%			100%		<b>97%</b>
<b>КХ</b>	97%	100%	98%	100%	100%	<b>92%</b>
<b>ЛХ</b>	95%	99%	99%	100%	98%	<b>81%</b>
<b>МЛХ</b>	100%				100%	<b>99%</b>
<b>МикХ</b>	98%			100%	100%	<b>98%</b>
<b>МирХ</b>	97%	100%			99%	<b>91%</b>
<b>НМ</b>	94%	98%	98%	100%	99%	<b>60%</b>
<b>О1Х</b>	98%	100%		100%		<b>92%</b>
<b>О2Х</b>	99%	100%		100%	100%	<b>95%</b>
<b>ПВ</b>	91%	100%			98%	<b>81%</b>
<b>ПХ</b>	92%	100%	98%	100%		<b>89%</b>
<b>РХ</b>	99%	100%	99%		100%	<b>95%</b>

Продовження таблиці 2.4

<b>СЗ</b>	100%	100%	100%		99%	<b>88%</b>
<b>СВ</b>	99%	100%				<b>99%</b>
<b>ТМ</b>	99%	100%	99%	100%	99%	<b>91%</b>
<b>ЧеВ</b>	98%	100%				<b>97%</b>
<b>Ч1В</b>	98%	100%				<b>97%</b>
<b>Ч2В</b>	99%	100%				<b>99%</b>
<b>Ш1В</b>				100%		<b>100%</b>
<b>Всього</b>	<b>97%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>91%</b>

### 2.5.3 Втрати внаслідок відмов обладнання

Рисунок 2.3 показує склад отриманих сумарних енергетичних втрат  $FEL$ , де  $TF_{SF}$ ,  $TF_I$ ,  $TF_{TS}$ ,  $TF_G$ , and  $TF_W$  це загальні втрати через відмови на полі ФЕМ, інверторах, трансформаторах, мережі та кабельній продукції відповідно внаслідок відключень  $TF$  для всіх станцій.

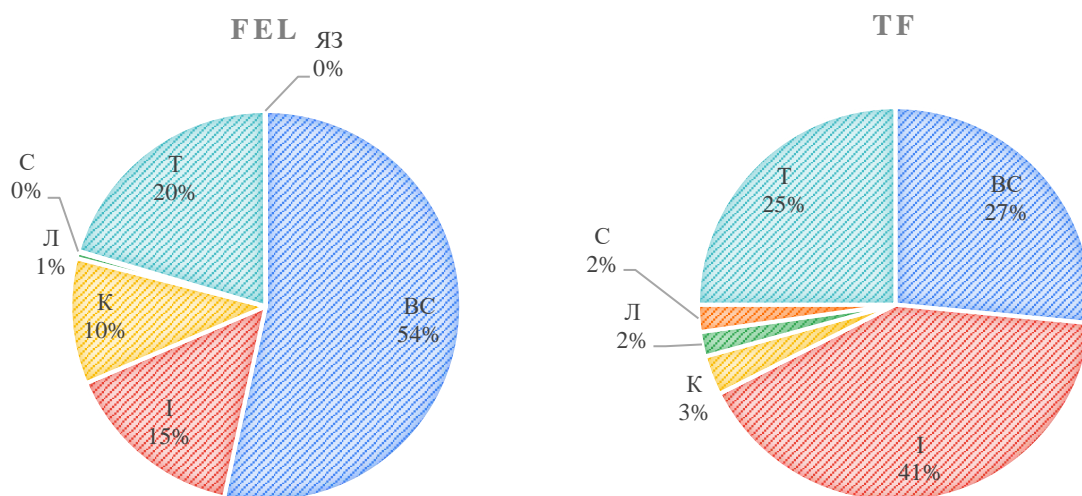


Рисунок 2.3 – Розподіл страт та відмов обладнання

Кількість відмов кабельної продукції має один з найменших відсотків, проте втрати є значними, що пов'язано з тим, що понад 30% відмов трансформаторів пов'язані з відмовами кінцевих муфт та бушингів на вводах трансформаторів [33].

Проте, проблемою також є усунення таких дефектів, адже вони призводять до простою одразу кількох потужних центральних інверторів, а запасні частини не завжди наявні на ФЕС, що призводить до затримок.

Як бачимо в табл. 2.3, найбільша кількість годин йде на ремонт трансформаторів та інверторів.

Трансформаторна станція містить розподільчі пристроїв низької напруги, трансформатор та розподільний пристрій високої. Розподільний пристрій складається з автоматичного вимикача з заземлюючими ножами для управління, захисту та ізоляції сусідніх компонентів. Можна підключити різні трансформаторні станції за допомогою декількох розподільних пристроїв СН. Вимоги до трансформаторів включають, що обмотки напруги та кабелі змінного струму, що надходять від інвертора, повинні бути розраховані на напруги, що виникають в імпульсному режимі інверторів. Це також справедливо у випадку, якщо прилади захисту від імпульсних перенапруг встановлені на стороні інвертора. Гармоніки, стрибки напруги та градієнт напруги можуть пришвидшити старіння ізоляції та вешті-решт призвести до пожежі, що трапилося на ФЕС МирХ у серпні 2019 року. Номінальна напруга на обмотках низької та високої напруги трансформатора повинна відповідати вихідній напрузі інвертора та точці підключення до мережі з пристроєм перемикача, щоб забезпечити вирівнювання до рівня напруги мережі.

Інвертор є одним з найбільш вразливих компонентів [30,31]. Пошкодження можуть статися через несправність запобіжника, перенапругу, старіння або пошкодження певних деталей (несправні вимикачі, конденсатори, вентилятори або несправний модуль IGBT). Несправність ізоляції підключення заземлення або корозійні контакти також є режимами відмов, які можуть призвести до поломки. MTBF змінюється залежно від температури навколишнього середовища, вхідної потужності та робочої напруги, як обговорювалося в [31,32]. Залежно від центрального інвертора, реактивна потужність може забезпечуватися протягом ночі, щоб поліпшити параметри якості електроенергії в локальній мережі. У цьому випадку MTBF вентилятора охолодження та плати управління та зв'язку можна вважати

половиною від представлених значень. Центральний інвертор розглядається як послідовна мережа головного вимикача постійного струму (для підключення та відключення інвертора та усунення несправностей), конденсаторів шини постійного струму (для зменшення пульсацій постійної напруги), силовий міст IGBT (перетворює постійний струм на змінний), фільтр змінного струму (зменшує гармоніки), плати управління та вентилятора. Низьковольтні кабелі за фазою) прокладаються через клеми наконечника до сусіднього трансформатора, де головний вимикач змінного струму служить розподільним пристроєм між мережею.

Далі більш детально буде розглянуто відключення інверторів, їх причини та втрати, що внаслідок цього відбулися.

На рисунку 2.4 зображено розподіл TF та FEL згідно до часу настання помилки.

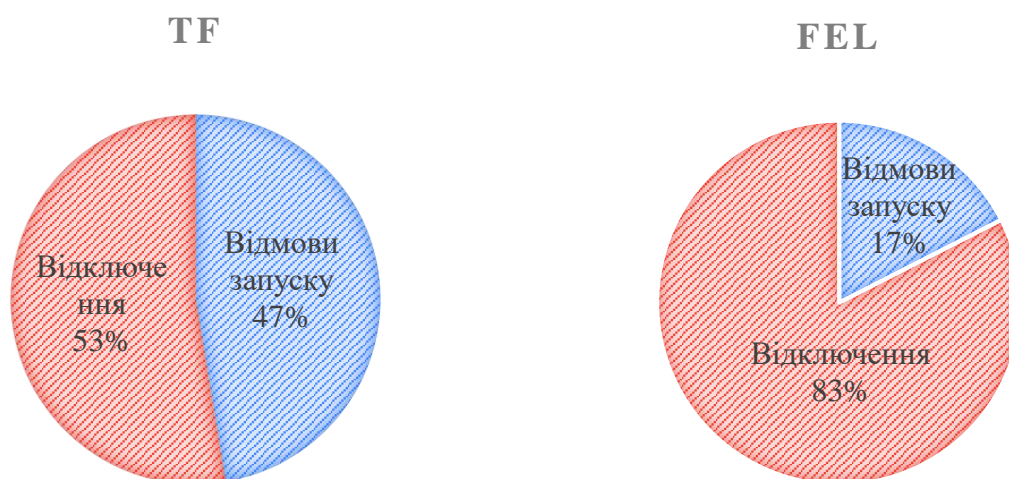


Рисунок 2.4 – Діаграма розподілу часу настання подій

Відмова запуску інверторів попри майже половину всіх відключень дає лише 17% втрат, що пов'язано з низькою генерацією у вранішній період доби через малі показники сонячної радіації. Всього було зафіксовано 406 відключень інверторів, що призвели до втрат у розмірі 836 170 кВт·год. Розподіл відключень відносно моделі обладнання наведено у таблиці 2.5, а розподіл по кожній ФЕС у таблиці 2.6, де

$MTTR_{Rio}$ ,  $TF_{io}$ ,  $FR_{io}$ ,  $FEL_{io}$  – параметри під час роботи інвертора в світлий час доби, а  $MTTR_{Ris}$ ,  $TF_{is}$ ,  $FR_{is}$ ,  $FEL_{is}$  – в момент запуску.

Таблиця 2.5 – Розподіл відключень інверторів відповідно до марки обладнання

Потужність, кВт	$MTTR_{Rio}$ , год	$MTTR_{Ris}$ , год	$TF_{io}$ , шт	$TF_{is}$ , шт	$FR_{io}$ , шт/рік	$FR_{is}$ , шт/рік	$FEL_{io}$ , кВт·год	$FEL_{is}$ , кВт·год
Модель 2	396	129	18	45	0,186	0,207	33 515	27 675
Модель 1	60	3	4	1	0,154	0,056	18 300	200
Модель 3	550	68	34	30	0,436	0,385	144 918	10 045
Модель 4	1 818	601	156	118	1,753	1,326	494 650	106 868

Спостерігається залежність кількості поломок обладнання від його моделі та потужності. Модель 4 протягом 15 місяців мала в середньому 1,75 відмов на кожен інвертор протягом дня його активної роботи та 1,33 рази в момент набору потужності.

Таблиця 2.6 – Розподіл параметрів відключень інверторів на кожній станції протягом 15 місяців

Станція	Потужність, кВт	$MTTR_{io}$	$TF_{io}$ , шт	$FR_{io}$ , шт/рік	$FEL_{io}$ , кВт·год	$MTTR_{is}$ , год	$TF_{is}$ , шт	$FR_{is}$ , шт/рік	$FEL_{is}$ , кВт·год
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>А</b>	1 000	288	16	1,067	71 970	17,9	9	0,600	1 930
<b>БаМ</b>	1 165	722	33	2,538	214 225	19,7	13	1,000	1 745
<b>БД</b>	1 000	92	13	0,813	12 048	11,6	6	0,375	1 155
<b>БВ</b>	800	27	1	0,125	4 500				
<b>БеМ</b>	1 165	17	3	0,333	5 460	119,5	14	1,556	25 355
<b>БіВ</b>	1 165	43	13	2,167	4 810	74,9	8	1,333	8 255
<b>В1Х</b>	800	31	2	0,250	13 000				
<b>ДК</b>	500	23	1	0,033	1 370				
<b>Є1М</b>	1 165	102	15	1,667	28 875	103,5	9	1,000	5 645
<b>Є2М</b>	1 165	341	32	6,400	96 820	24,2	10	2,000	3 010
<b>І1М</b>	1 000	12	3	0,111	2 500	28,6	13	0,481	6 385
<b>І2М</b>	1 000	157	2	0,100	58 400	9,8	2	0,100	575
<b>КиХ</b>	880	2	1	0,056	800	3	1	0,056	200

## Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>К2Х</b>	500					28	17	2,125	1 030
<b>КХ</b>	500	3	2	0,067	2 100	7	4	0,133	5 790
<b>ЛХ</b>	1 165	160	10	1,250	33 680	60	6	0,750	17 720
<b>МирХ</b>	500					12	5	0,278	14 770
<b>НМ</b>	1 165	84	31	2,385	43 040	148	44	3,385	31 678
<b>О1Х</b>	500	84	5	0,147	15 335	21	7	0,206	1 440
<b>О2Х</b>	500	153	3	0,107	4 525	6	2	0,071	225
<b>ПВ</b>	1 165	69	3	0,375	14 730	12	3	0,375	2 350
<b>ПХ</b>	500	18	1	0,033	35	4	2	0,067	300
<b>РХ</b>	500	0	1	0,030	100	19	4	0,121	2 900
<b>СЗ</b>	1 165	138	8	0,889	29 245	16	8	0,889	5 510
<b>СВ</b>	500	2	1	0,063	400				
<b>ТМ</b>	1 165	143	8	0,889	23 765	22	3	0,333	5 600
<b>ЧеВ</b>	500	81	3	0,750	3 550				
<b>Ч1В</b>	500					32	4	0,250	1 220
<b>Ч2В</b>	500	31	1	0,063	6 100				
<b>Всього</b>		2824	<b>212</b>	0,510	<b>691 383</b>	798,8	194	0,508	144 788

Виходячи з останньої таблиці була побудована кореляційна крива, що показує зв'язок між моделями обладнання та часом ремонту за умови виходу його з ладу під час нормальної роботи (*MTTRio*) та під час старту (*MTRis*).

Крім того було визначено основні причини відмови інверторів на станціях протягом їх роботи та запуску. Детальний розпис причин наведено на рисунку 2.6.

Найчастіше під час запуску інверторів вони відмовляють через дві помилки: помилка по температурі та помилка через низьку напругу мережі. На моделі 4 було зареєстровано 70 відключень по ізоляції з 96, що свідчить про особливості конструкції та прошивки цієї моделі, що пов'язано з єдиною платою заземлення на плюс та мінус інвертора.

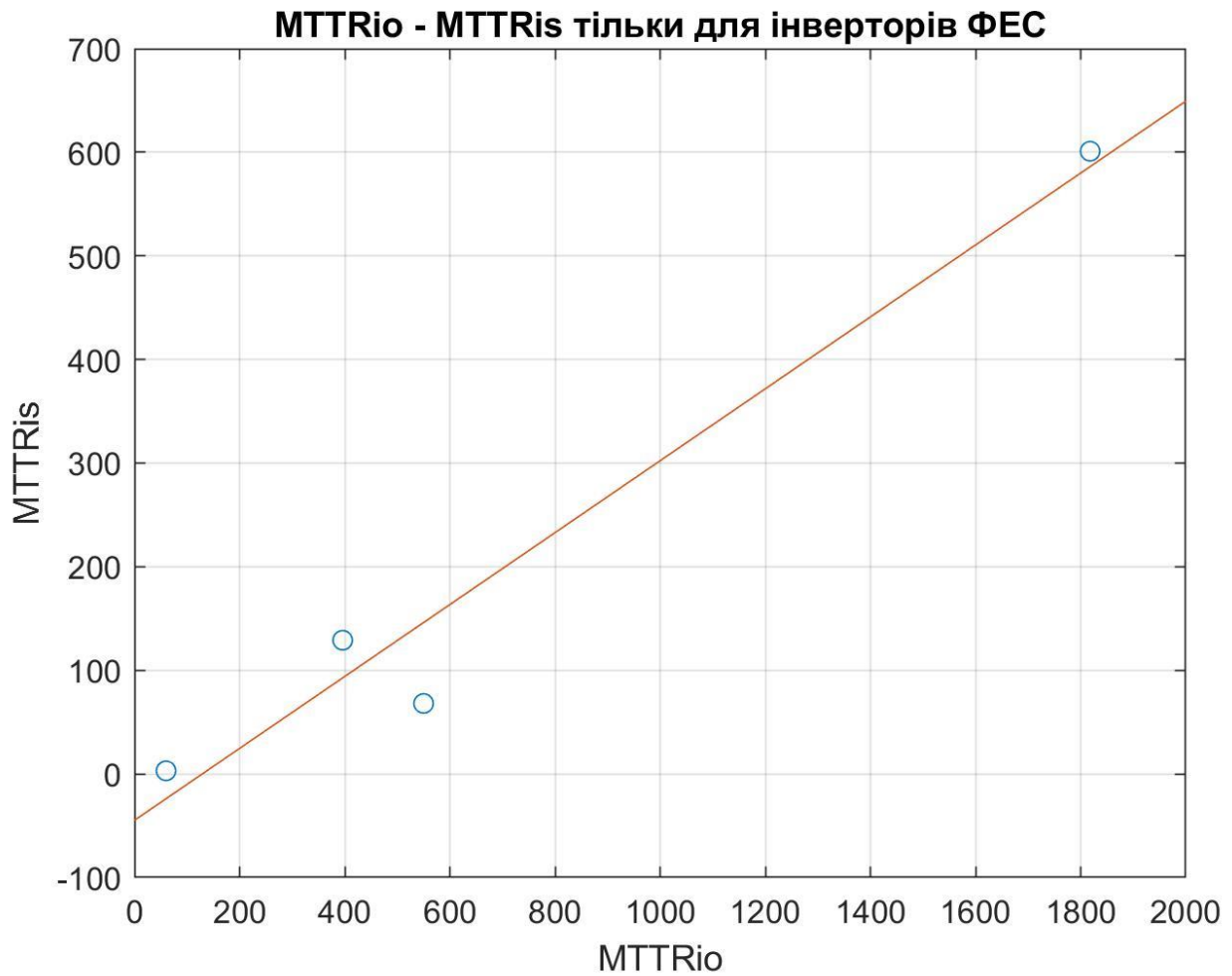


Рисунок 2.5 – Залежність часу ремонту обладнання під час його зупинки протягом процесу набору потужності та того ж параметру під час поломок в нормальному режимі

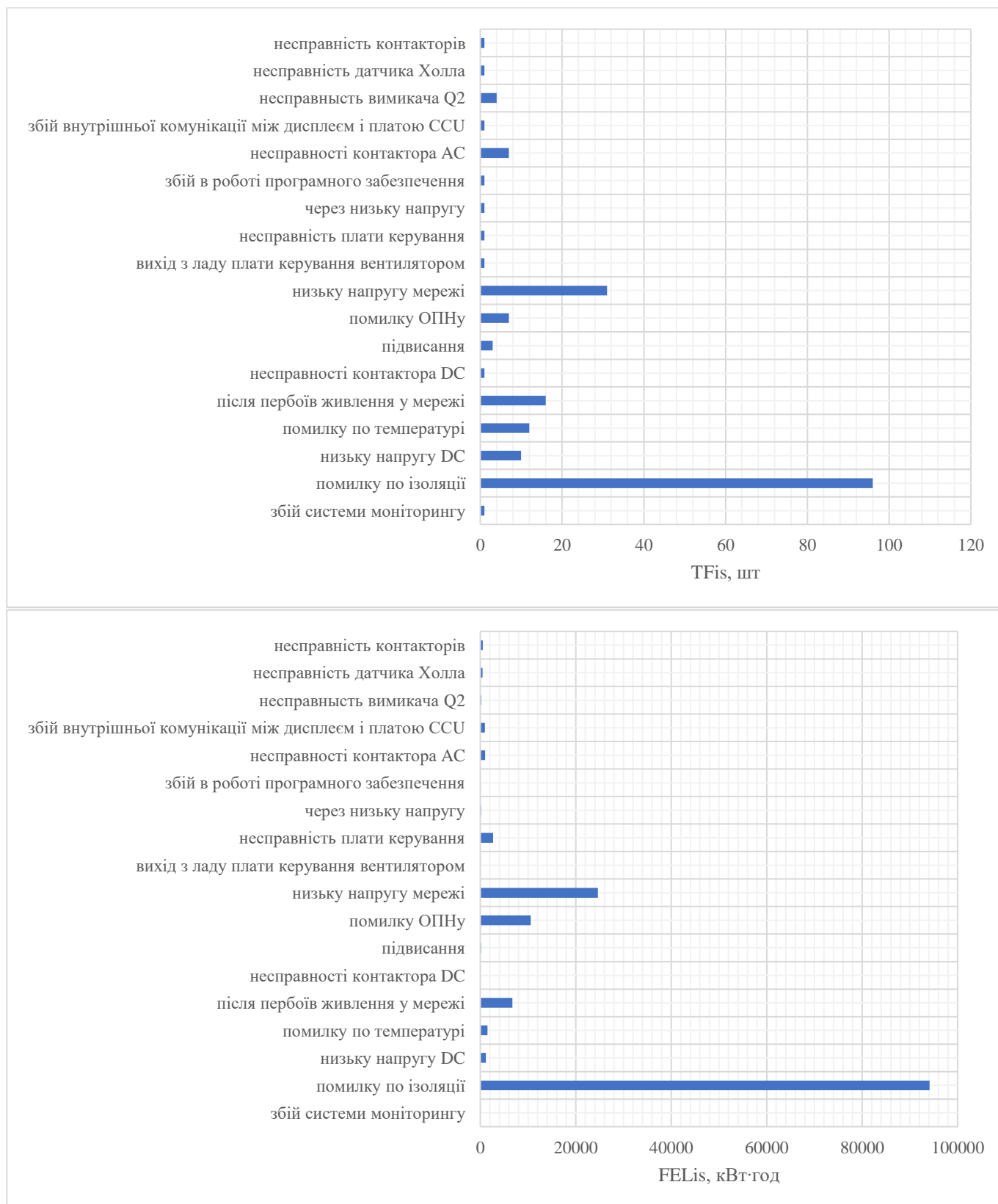


Рисунок 2.6 – Діаграма кількості відключень та втрат через відмови інверторів

## **Висновки до розділу 2**

Було опрацьовано статистичні данні відмов обладнання на 45 фотоелектричних станціях України, розраховано втрати електроенергії внаслідок простоїв обладнання, отримано параметри надійності MTTR та MTBF для кожної станції.

Було визначено найчастіші причини відмов інверторів під час їх роботи: вихід з ладу охолоджуючих вентиляторів, несправність плати вимірювань та контуру перетворення, невідповідність параметрів якості мережі. В момент пуску інвертори найчастіше вимикаються через несправності плати вимірювань.

Була отримана кореляція середнього часу ремонту інверторів при відмовах запуску та відключеннях під час їх роботи залежно від моделей.

## 3 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

### 3.1 Використання

В даному розділі магістерської дисертації пропонується ідея розробки стартап-проекту створення алгоритму для корегування прогнозованої генерації електроенергії при роботі сонячної електростанції на основі даних про технічні проблеми та поломки в роботі СЕС.

#### 3.1.1 Опис ідеї проекту

В даному підрозділі були проаналізовані та подані у вигляді таблиці:

- зміст ідеї (що пропонується);
- можливі напрямки застосування;
- основні вигоди, що може отримати користувач послуги;
- чим відрізняється від існуючих аналогів, замінників.

Перші три пункти були подані у вигляді таблиці (таблиця 3.1), вони дають цілісне уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів.

Таблиця 3.1 – Опис ідеї стартап-проекту

<i>Зміст ідеї</i>	<i>Напрямки застосування</i>	<i>Вигоди для користувача</i>
Ідея полягає у коригуванні прогнозованого виробітку СЕС на основі статистичних даних поломок і зупинок обладнання.	Промислові фотоелектричні станції.	Підвищення точності прогнозу, зменшення збитків та можливих санкцій в разі недовиробітку електроенергії відносно прогнозованого значення СЕС

В ході дослідження ринку, аналогів запропонованому алгоритму не виявлено не виявлено.

### 3.1.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В даному підрозділі був проведений аудит технології, за допомогою якої можна реалізувати ідею проекту.

Для визначення технологічного здійснення ідеї проекту передбачається аналіз складових як ідея проекту, технології реалізації, наявність технологій та доступність технологій. Всі ці складові зведено в табл. 3.2 для зручності. Розглядаються показники, які були розраховані в попередніх розділах магістерської дисертації.

Таблиця 3.2 – Аналіз складових проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технології	Доступність технологій
Внесення коригування прогнозованого виробітку станції на основі	1) Збір статистичних даних поломок і відключень обладнання СЕС	Excel	Доступні
	2) Прогноз недовиробітку електроенергії через простій викликаний поломкою	Excel, PVsyst	Доступні
	3) Розробка алгоритму для корегування прогнозованого виробітку СЕС	Excel, Пакет програм Matlab	Доступні
	4) Оцінка фінансово-економічних показників	Excel	Доступні

### 3.1.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Для того щоб спланувати напрями розвитку проекту та потреби потенційних клієнтів, потрібно визначити ринкові можливості, які використовуються використовуються під час ринкового впровадження об'єкту.

Аналіз попиту: наявність попиту, обсяг, динаміка розвитку ринку; зображено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту

<i>№ n/n</i>	<i>Показники стану ринку (найменування)</i>	<i>Характеристика</i>
1	Кількість головних гравців, од	Відсутні
2	Загальний обсяг продаж, грн/ум.од	1
3	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Стагнує
4	Наявність обмежень для входу (вказати характер обмежень)	Мінімальний рівень первинних інвестицій
5	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Стандарти з випереджаючими вимогами

Проаналізувавши дану таблицю слід звернути увагу на 5 пункт. Стандарти з випереджаючими вимогами є своєрідним прогнозом технічного прогресу продукції, що розробляється. При цьому повинні використовуватись найсучасніші методи прогнозування і оптимізації.

Було проаналізовано показники по двом сонячним станція, дані наведені у табл. 3.4.

Отже, на основі даних Збиток завдається в наслідок прямого збитку, що викликаний недовиробітком електроенергії та штрафом від оператора енергосистеми, оскільки відбувся невідпуск електроенергії.

Таблиця 3.4 – Показники виробітку СЕС.

Станція	Прогноз, кВт*год	Факт, кВт*год	Втрати(простій), кВт*год	Збиток, EUR
Б	22 305 426	22 924 632	235 710	37242,18
С	13 706 847	14 542 922	231 090	36512,22

При середній ціні небалансу у розмірі 1500 грн/МВт\*год. За досліджений період розмір штрафу склав:

$$\text{Б: } 235,71 \cdot 1500 = 353\,656 \text{ грн}$$

$$\text{С: } 231,09 \cdot 1500 = 346\,635 \text{ грн.}$$

Таким чином, загальний збиток двох СЕС за обраний проміжок в 15 місяців склав 3,06 млн.грн.

Орієнтовні місячні збитки складуть  $3060/15=204$  тис.грн.

Для того, щоб розрахувати внутрішню норму прибутку, тобто рентабельність інвестицій, була використана формула (4.1).

$$IRR = \left( S_n / I_0 \right)^{1/n} - 1 = \sqrt[n]{S_n / I_0} - 1 \quad (24)$$

де,  $IRR$  – Внутрішня норма прибутку (англ. Internal Rate of Return),

$S_n$  – Дохід за період  $n$ ,

$I_0$  – Величина початкових витрат(інвестицій).

За попередніми оцінкам величина інвестицій для впровадження алгоритму та розробки веб додатку для автоматизації процесу складає склала 290 тис. грн. В загальному випадку, сума економічного збитку через недовідпуск електроенергії через технічні проблеми складає 204 тис. грн.

Доцільно буде провести розрахунки для періоду окупності проекту:

$$T_o = I_0 / P_1 \times M \quad (25)$$

де,  $T_o$  – Період окупності;

$I_0$  – Розмір початкових капіталовкладень;

$P_1$  – Прибуток за 1 рік;

$M_1$  – Кількість місяців;

$$T_o = 290 / 204 \times 12 = 17 \text{міс.}$$

З розрахунку випливає, що період окупності інвестицій  $T_o$  складає 17 місяців.

На основі аналізу факторів загроз та ринкових можливостей маркетингового середовища був складений SWOT – аналіз. Матриця аналізу сильних (Strenght) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) таблиця 4.4.

Таблиця 4.4 SWOT – аналіз стартап-проекту

<p><i>Сильні сторони:</i> малий період окупності стартап-проекту</p>	<p><i>Слабкі сторони:</i> коригування прогнозу не дає 100% значень, а має рекомендаційний характер.</p>
<p><i>Можливості:</i> Можливість застосовувати алгоритм для станцій будь якої потужності.</p>	<p><i>Загрози:</i> відсутні</p>

### **Висновки до розділу 3**

В даному розділі розроблено стартап проект основною ідеєю якого є використання алгоритму оцінки та корегування значення прогнозу виробітку сонячної електростанції враховуючи технічні неполадки обладнання сонячної електростанції.

Розраховані економічні збитки через недовідпуск електроенергії та сума інвестицій для стартап проекту.

Отриманий орієнтовний термін окупності стартап проекту.

## **4 ОХОРОНА ПРАЦІ ПРИ ОБСЛУГОВУВАННІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

### **4.1 Загальні вимоги безпеки**

На роботи по експлуатації та ремонту електроустаткування СЕС (надалі - електроустановок) допускаються особи не молодше 18 років, які пройшли спеціальну теоретичну і практичну підготовку і мають відповідне посвідчення. На роботи по експлуатації та ремонту електроустановок напругою понад 1000 В, а також по ремонту повітряних ліній електропередач без зняття напруги, робіт на висоті, по ремонту контрольно-вимірювальних приладів і автоматики теплових електростанцій і підстанцій не допускаються електромонтери жіночої статі. До призначення електромонтера на самостійну роботу, пов'язану з експлуатацією електроустановок, він повинен пройти медичний огляд при прийомі на роботу і не мати при цьому медичних протипоказань.

Періодичні медичні огляди електромонтер повинен проходити 1 раз в 24 місяці.

До самостійної роботи з експлуатації електроустановок допускаються електромонтери, призначені наказом по підприємству або підрозділу, якими був пройдений інструктаж і навчання безпечним методам праці, а також складено перевірку знань правил безпеки та інструкцій відповідно до виконуваної роботою, з присвоєнням відповідної кваліфікаційної групи по техніці безпеки, мають спеціальне посвідчення, а також пройшли стажування тривалістю не менше 2-х тижнів під керівництвом досвідченого працівника. Електромонтер, обслуговуючий одноосібно електроустановки напругою до 1000 В повинен мати не нижче III, а понад 1000 В - не нижче IV кваліфікаційної групи з техніки безпеки.

При виконанні робіт, що не входять в обов'язки електромонтера з експлуатації електроустановок, він повинен пройти додатковий інструктаж з техніки безпеки. Періодично 1 раз в рік електромонтер повинен скласти іспити на знання Правил

технічної експлуатації електроустановок споживачів, правил техніки безпеки та інструкцій з охорони праці.

Особи, які допустили порушення Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, правил техніки безпеки та положень цієї інструкції, піддаються позачергової перевірки знань.

У процесі роботи у встановлені на підприємстві терміни електромонтер повинен проходити інструктаж з охорони праці та щорічне навчання за 10-годинною програмою. Електромонтер повинен знати: схеми електромереж, пристрій, призначення і правила експлуатації всіх частин, окремих вузлів апаратури електроустановок, а також правила експлуатації механізмів, для яких електрообладнання призначене. Перелік робіт, що виконуються за розпорядженням в порядку поточної експлуатації по наряд-допуску; терміни випробування захисних засобів і пристосувань, правила експлуатації і догляду за ними.

Забороняється використовувати захисні засоби і пристосування з простроченими термінами випробування (повірок).

В період роботи електромонтер повинен користуватися засобами індивідуального захисту, що видаються йому на підприємстві.

Електромонтер, обслуговуючий електроустановки, підпорядковується безпосередньо керівнику або особі, відповідальній за електрогосподарство підрозділу.

Особи, які порушили вимоги даної інструкції, несуть дисциплінарну відповідальність згідно з правилами внутрішнього трудового розпорядку, якщо їх дії не тягнуть за собою кримінальної відповідальності.

#### **4.2 Вимоги безпеки перед початком роботи**

Перш за все, необхідно привести в порядок спецодяг: застебнути або обхопити широкою гумкою рукави; заправити одяг так, щоб не було звисаючих кінців; надіти

щільно облягаючий головний убір і підібрати під нього волосся, підготувати і перевірити справність захисних засобів (діелектричних гумових рукавичок, калош або бот, килимків та ін.). Засоби індивідуального захисту повинні бути справними, чистими, сухими і мати клеймо про випробування.

Під час приймання зміни електрик зобов'язаний:

1. ознайомитися зі станом і режимом роботи закріплених за ним електроустановок;
2. ознайомитися з записами в журналі, розпорядженнями та іншими документами з попередніх змін;
3. перевірити і прийняти інструмент, допоміжні засоби, матеріали, засоби захисту та ключі від приміщень;
4. оформити приймання зміни із записом в журналі;
5. про виявлені в процесі приймання зміни порушення доповісти безпосередньому керівнику або особі, відповідальній за електрогосподарство.

Приймання і здача зміни під час ліквідації аварії, виконання перемикачів і операцій по включенню і відключення устаткування електроустановок забороняється. Під час тривалої ліквідації аварії здача зміни здійснюється з дозволу керівника.

На роботу по ремонту або обслуговування електроустановки (електроустановок) необхідно отримати усне, телефонне або письмове розпорядження, наряд або наряд-допуск, вказівка від безпосереднього керівника або особи, відповідальної за електрогосподарство. Електрик зобов'язаний виконувати вимоги з охорони праці, визначені розпорядженням, нарядом, нарядом-допуском. Строго виконувати організаційні та технічні заходи, що забезпечують безпечне проведення робіт, крім того:

1. попередити обслуговуючий персонал, що працює на обладнанні з електроприводом, про початок виконання робіт;
2. перевірити, чи достатньо освітлено робоче місце. При необхідності провести очищення світильників при знятій напрузі;
3. оглянути і підготувати робоче місце, прибрати непотрібні предмети, звільнити проходи. Якщо підлога слизький (облитою водою, маслом та іншими речовинами, покритий льодом) вимагати, щоб його витерли, посипали піском, тирсою або зробити це самому. Відкриті люки при виконанні робіт біля них необхідно закрити або огородити;
4. перевірити справність інструменту, контрольно-вимірювальних приладів і апаратури, допоміжних пристосувань і розташувати їх в зручному і безпечному для користування порядку;
5. при необхідності для освітлення користування переносною електричною лампою переконатися, що напруга для неї в сирих і небезпечних приміщеннях не перевищує 12 В, в сухих приміщеннях - 42 В, шнур і арматура електричної лампи справні,

#### **4.3 Техніка безпеки при установці і роботі з сонячними батареями**

Для монтажу, експлуатації і технічного обслуговування системи, в основі яких є сонячних батареї вимагається відповідний рівень технічних знань. Правила техніки безпеки при електромонтажних та налагоджувальних роботах мають бути дотримані під час виконання будь-яких робіт з системою сонячних модулів.

Сонячні батареї повинні використовуватися у відповідності з прямим призначеннями. Вносити технічні зміни в конструкцію батарей заборонено. Під час монтажу слід дотримуватися усіх місцевих правил і норми безпеки. Також слід дотримуватися вимог безпеки і монтажі та експлуатації інших компонентів системи.

Під дією сонячного випромінювання фотоелектричні модулі генерують постійний струм. Небезпечна електрична дуга може виникнути при розриві подібного струмового кола, наприклад, при відключенні дротів постійного струму від контролера заряду.

При роботі з сонячними батареями необхідно дотримуватися техніки безпеки:

- сонячні батареї ніколи не відключаються під навантаженням;
- використовуються тільки справні проводки відповідного перетину;
- контакти та роз'єми повинні бути чистими і сухими; [34]

При роботі з сонячними батареями є небезпека ураження струмом. Напруга на висновках сонячної батареї може з'являтися при мінімальному зовнішньому освітлені. Отже, для безпечного відключення сонячних батарей від системи необхідно встановити вмикач, автоматичний вимикач або коробку запобіжників в доступному місці.

Сонячні батареї варто підключати з врахуванням полярності (позитивний вивід до позитивного, негативний, відповідно, до негативного). Некоректне підключення кабелів постійного струму може призвести до пошкодження або руйнування обладнання.

Установка сонячних батарей не виконується при сильному та поривчастому вітрі. Необхідно підготувати робочу зону таким чином, щоб уникнути травм.

При експлуатації сонячних батарей дотримуються максимально допустимі механічні навантаження. Не допускається максимально допустимий рівень механічних навантажень, перед установкою необхідно перевіряти, щоб вплив погодних умови не завдали шкоди сонячним батареям.

Необхідно переконатися в тому, що сонячні панелі заземлені. Для зниження можливого ризику виникнення ураження електричним струмом або пожежі, фотоелектричні модулі повинні бути заземлені згідно з правилами безпеки. [35]

#### **4.4 Техніка безпеки при установці і роботі з перетворювачами напруги(інверторами)**

Для забезпечення безпеки людей за умовами режимів роботи електричних мереж і захисту електрообладнання від різних перенапруг на всіх об'єктах, де проводиться експлуатація інверторів, повинні бути споруджені заземлюючі пристрої та заземлені корпуси електрообладнання. Першочергово при цьому мають бути використані природні заземлювачі - металеві конструкції і арматура залізобетонних конструкцій, що надійно з'єднані з землею.

Для кількох перетворювачів, що розрізняються напругою, допускається застосовувати один спільний заземлювальний пристрій. При цьому опір заземлювального пристрою повинен задовольняти вимогам до заземлення того перетворювача, для якого необхідно найменший опір заземлювального пристрою.

До частин, що підлягають заземленню, відносяться: корпуси напівпровідникових перетворювальних шаф, трансформаторів (силових), реакторів типу Фросі, автоматичних вимикачів типу ВАТ, вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів.

Приєднання заземлюючих провідників до заземлених конструкцій повинно бути виконано зварюванням, а їх приєднання до корпусів - зварюванням або контактним з'єднанням. Кожен заземлений елемент перетворювача повинен бути приєднаний до заземлювача за допомогою окремого відгалуження. Послідовне включення в заземлюючий провідник декількох заземлюючих частин забороняється.

Всі заземлюючі провідники, розташовані всередині будівлі, де розташовуються перетворювачі, повинні бути пофарбовані в чорний колір. Як правило, заземлюючі провідники прокладають по стінах на відстані 50-100 мм від їх поверхні. Однак

допускається прокладка провідників впритул до стіни. Зазначені вимоги по техніці безпеки є загальними для кожного виробу, що входить в комплект перетворювача. Однак існують і специфічні вимоги щодо дотримання заходів техніки безпеки при роботі з тим чи іншим електрообладнанням в залежності від його функціонально-цільової спрямованості. До таких належать наступні:

– Для інверторних секцій:

- висування блоків, установка їх на місце, усунення несправностей і підключення контрольно-вимірювальної апаратури дозволяється тільки при відключеному перетворювачі.

- під час роботи перетворювачів замки дверей шаф повинні бути замкнені на ключ.

– Для автоматичних вимикачів типу ВАТ:

- вимикач, якщо він встановлений не в шафі, повинен мати огороження або бути встановлений так, щоб ймовірність дотику до нього була виключена;

- візок вимикача повинен бути заземлений;

- будь-яка робота на вимикачі повинна проводитися при повністю знятій напрузі;

- неприпустимо налагодження або регулювання вимикача при знятому ізоляційному екрані, якщо ланцюга управління вимикача знаходяться при цьому під напругою.

– Для силових трансформаторів:

- трансформатор повинен бути надійно приєднаний до заземлювача, розташованого в безпосередній близькості до трансформатора;

- виводи нейтралі на щит слід виконувати нульовою шиною, провідність якої повинна бути не менше 50% фазної (для глухозаземленої нейтралі);

- опір заземлювального пристрою повинен бути не більше 4,0 Ом;
- частини, що підлягають заземленню, повинні мати надійний металевий зв'язок з нейтраллю трансформатора

У всіх випадках монтажу та експлуатації слід строго дотримуватися рекомендацій ПУЕ.

#### **4.5 Забезпечення пожежної безпеки електрообладнання**

Пожежна безпека – є станом об'єкта, за якого виключається можливість пожежі, а в разі її виникнення мінімізується вплив на людей небезпечних факторів пожежі і забезпечується захист матеріальних цінностей.

Загальні вимоги до пожежної безпеки нормуються ДСТУ 8828:2019 [36].

Пожежна безпека забезпечується системою запобігання пожежі і системою пожежного захисту. У всіх службових приміщеннях і в відкритій місцевості обов'язково повинен бути «План евакуації людей при пожежі», що регламентує дії персоналу в разі виникнення вогнища загоряння і вказує місця розташування пожежної техніки.

Горючими компонентами на ФЕС є: захисна ізоляція проводів, трансформаторне масло (на КТП) і суха трава.

Протипожежний захист є комплексом організаційних і технічних заходів, що спрямовані на забезпечення безпеки людей, запобігання пожежі, обмеження її розповсюдження, а також на створення умов для успішного гасіння пожежі.

Джерелами загоряння в установці можуть бути електронні схеми, прилади, застосовувані для технічного обслуговування і аналізу, пристрої електроживлення, електричні іскри, здатні викликати загорання.

У безпосередній близькості один від одного розташовуються сполучні дроти, кабелі. При протіканні електричного струму через провідника виділяється кількість

теплоти, що пропорційна квадрату сили струму. При цьому можливо оплавлення ізоляції. При постійній дії ці системи становлять додаткову пожежну небезпеку.

Одним з основних засобів пожежогасіння може бути вода. Однак, водою не можна гасити електроустановки під напругою.

Примітка: Застосування води в зв'язку з можливістю виходу з ладу дорогого устаткування можливо у виняткових випадках, коли пожежа приймає загрозливо великі розміри. При цьому кількість води має бути мінімальним, а пристрої необхідно захистити від попадання води, накриваючи їх брезентом або полотном. Забороняється гасити водою пожежі на трансформаторних підстанціях, де можливе загорання масла.

Вуглекислий сніг теж є одним із засобів пожежогасіння. Утворюється з рідкої вуглекислоти, при витіканні з балона при високому тиску. Температура снігу 800С. Застосовується для гасіння електроустановок під напругою, пожеж в закритих приміщеннях і на відкритих майданчиках при невеликих розмірах вогнища горіння.

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

- хімічна піна - утворюється в наслідок реакції лугу з кислотою, з додаванням піноутворювача;
- повітряно-механічна піна, утворюється при змішуванні води з піноутворювачем одночасно з додаванням кисню (повітря).

Піна застосовується в основному для гасіння горючих рідин.

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

В обов'язковому порядку необхідно забезпечити сонячну електростанцію ручними засобами пожежогасіння. До них відносять:

- обладнання протипожежних щитів;
- пожежні крани;
- ручні вогнегасники.

Вогнегасники в залежності від застосовуваного в них речовини діляться на:

- хімічні
- пінні
- повітряно
- пінні
- вуглекислотні
- порошкові.

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

Монтаж, налагодження, експлуатація електричних мереж, електроустановок і електротехнічних виробів, а також контроль за їх технічним станом здійснюються відповідно до правил улаштування електроустановок і правил технічної експлуатації електроустановок.

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

Усі струмопровідні частини, розподільні пристрої, апарати та вимірювальні прилади, а також запобіжні пристрої розривної типу, рубильники, і всі інші пускові апарати і пристосування монтується тільки на негорючих підставах (мармур, текстоліт, гетинакс).

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

Місця з'єднання і відгалуження жил проводів і кабелів, а також з'єднувальні та з'єднання освітлювання ізолюють, рівноцінно ізоляції жил цілих місць цих проводів і кабелів.

З'єднання і відгалуження проводів і кабелів, за винятком проводів, прокладених на ізолюючих опорах, виконуються в сполучних і освітлювальних коробках, в ізоляційних корпусах сполучних і з'єднань освітлення, в спеціальних нішах будівельних конструкцій, всередині корпусів електроустановочних виробів, апаратів і машин. При прокладанні на ізолюючих опорах з'єднання або відгалуження проводів виконуються безпосередньо біля ізолятора, клинця або на них, а також на ролику. Сполучні і коробки освітлювальних з'єднань забезпечуються захисними кришками.

#### **4.6 Організація робочого місця оператора**

Для створення безпечних і комфортних умов при виконанні робіт оператора ФЕС запропоновано ряд заходів, що пов'язані з охороною праці. Всі необхідні розрахунки в дипломній роботі були здійснені з використанням комп'ютерної техніки, тому дана робота відноситься до категорії легких робіт, які виконуються в положенні «сидячи» і не відносяться до систематичної фізичної роботи або до переміщення важких предметів.

Беручи до уваги нормативний акт ДСанПІН 3.3.2.007-98, а також враховуючи характер робіт, площа підлоги приміщення на одного працівника в дорівнює 6 м<sup>2</sup>. Площа, необхідна для розміщення одного і більше працівників, розраховується за формулою

$$S_n = n \cdot S_0 \quad (26)$$

де  $S_0$  – площа приміщення, відведена на одного працівника;

$n$  – кількість працівників, що знаходяться в приміщенні.

Так як в приміщенні знаходиться один працівник, то площа, необхідна для його роботи, повинна бути не менше ніж  $6 \text{ м}^2$ .

Дійсні розміри приміщення, в якому проводилася робота, становлять:

- довжина – 3 м;
- ширина – 3 м;
- висота – 2,5 м.

Площа підлоги використовуваного приміщення складає  $9 \text{ м}^2$ , в той час як об'єм рівний  $22,5 \text{ м}^3$ , що відповідає вимогам ДСанПІН 3.3.2.007-98 пункту 2 «Вимоги до виробничих приміщень для експлуатації ВДТ ЕОМ та ПЕОМ» згідно яких для кожного працівника повинно відводиться не менше  $20 \text{ м}^3$  об'єму і  $6 \text{ м}^2$  площі.

В лабораторії міститься обладнане робоче місце, що розміщується на віддаленні від вікон таким чином, аби вікна розташовувалися збоку від працівника і зліва падало природне світло (Рисунок 4.1).

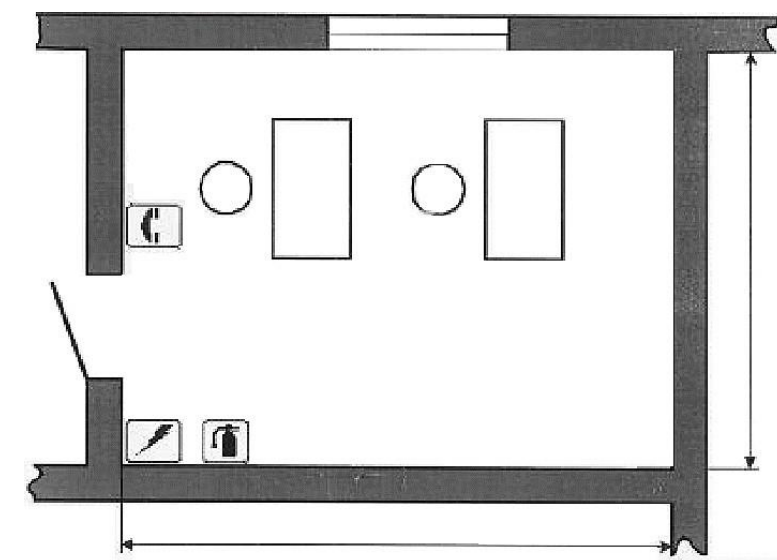


Рисунок 4.1 – Розміщення робочих місць працівників в приміщення

Фізичні фактори виробничого середовища тісно пов'язані з функціональним станом людини: фізіологічними та емоційними перенапруженнями, втому, стресом.

Перелік факторів, що чинять вплив на стан людини, що працює за комп'ютерним обладнанням, нормується згідно з стандартом ДСанПН 3.3.2.007-98. Він поширюється на організацію праці й умови під час роботи з моніторами всіх типів вітчизняного і закордонного виробництва на основі електронно-променевого трубок, що використовуються в персональному комп'ютері.

Протягом організації робочого місця були також враховані антропометричні дані працівника, а обладнання було розміщено відповідно до типу роботи, що виконувалася.

Робоче крісло оснащено підйомним поворотним механізмом, який регулює висоти спинки та сидіння. Окрім цього, конструкція механізму також передбачає можливість зміни кута нахилу спинки. Крісла має підніжку, яка складається з п'ять опор, що оснащені коліщатами.

Конструкція робочих меблів (стіл, крісло) надає можливість регулювання за індивідуальними параметрами відповідно до зросту працівника та дотримання пози, що буде зручною під час виконання роботи. Предмети праці доцільно розмістити в межах оптимальної робочої зони.

Конструкція робочого місця користувача комп'ютерного обладнання забезпечує підтримку оптимальної робочої пози з таким ергономічними характеристиками:

- ступні ніг розміщені на підлозі або на підставці для ніг;
- передпліччя повинні розташовуватись вертикально, а лікті під кутом 70-90° відносно горизонталі;
- стегна орієнтовані в горизонтальній площині;
- нахил голови має відповідати 15-20 градусам відносно вертикалі.

Враховуючи використання монітору, що розроблений на основі рідких кристалів, тобто екран TFT типу з розміром по діагоналі 16 дюймів, він має розташовуватися на відстані від очей користувача, що є не меншою за 700 мм. Щоб

зберегти здоров'я наукового працівника, що виконує роботи за комп'ютерним обладнанням, запобігти ряду професійних захворювань та підтримати працездатність рекомендується при 8-годинному робочому дні робити 15-хвилинні перерви через кожну годину роботи.

Відповідно до норм, безперервна праця при роботі з монітором не повинна перевищувати 4 години.

Задля виконання робіт було обрано монітор, що за електромагнітним випромінюванням відповідає стандарту ДСанПН 3.3.2.007-98, який має такі характеристики:

- параметри дисплея:
- розмір діагоналі 16 дюймів;
- екран з плоскою поверхнею, антистатичним та матовим покриттям;
- розмір зерна 0,18 мм.
- частоти розгортки:

$$f_{гор} = 31 \div 71 \text{ кГц};$$

$$f_{верт} = 50 \div 160 \text{ Гц}.$$

- максимальна роздільна здатність, пікс./Гц: 2040\*1280/68.
- рекомендована роздільна здатність пікс./Гц:

$$1920*1080/75;$$

$$1280*1024/85.$$

- живлення: 110 ÷ 264 в (47 ÷ 63) Гц;
- споживання електроенергії: нормальний режим менше 70 Вт.

#### **4.7 Мікрокліматичні умови робочого приміщення**

Мікроклімат робочого приміщень - умови внутрішнього середовища цих приміщень, що впливають на тепловий обмін працюючих з оточенням шляхом

конвекції, кондукції, теплового випромінювання та випаровування вологи. Ці умови визначаються поєднанням температури, відносної вологості та швидкості руху повітря, температури оточуючих людину поверхонь та інтенсивністю теплового (інфрачервоного) опромінення. В приміщенні підтримуються мікроклімат згідно з ДСанПІН 3.3.6.042-99. Ці фактори здатні впливати на терморегуляцію, тобто спроможність організму людини підтримувати нормальну температуру тіла в межах 36-37°C, а отже, на самопочуття і ефективність роботи.

Тепловіддача від тіла працівника може реалізовуватися шляхом тепловипромінювання, конвекції і випаровування. За підвищеної температури навколишнього середовища тепловіддача здійснюється переважно за рахунок випаровування вологи з поверхні шкіри. Перегрівання тіла до 40-41°C призводить до теплового удару з втратою свідомості, виникнення судорожної хвороби і порушення водно-сольового обміну та згортання білку в крові.

Відповідно до трудомісткості і складності виконуваної роботи для робочої зони використовуваного приміщення встановлюються оптимальні та допустимі значення відносної вологості, температури і швидкості руху повітря згідно з порою року. Користувача комп'ютерного обладнання відносять до того, що виконує легкі фізичні роботи категорії Іа, тобто витрачає 105 - 140 Вт (90 - 120 ккал/год.).

Відповідно з цим і ДСН 3.3.6.042-99 вибираємо необхідні мікрокліматичні умови (Таблиця 4.1).

Таблиця 4.1 – Оптимальні і допустимі мікрокліматичні умови

Пора року	Категорія робіт	Температура, °C	
		Оптимальна	Допустима
Холодний	Легка Іа	22-24	24-25
Теплий	Легка Іа	23-25	30

## Продовження таблиці 4.1

Пора року	Категорія робіт	Відносна вологість повітря, %	
		Оптимальна	Допустима
Холодний	Легка Іа	60-40	75
Теплий	Легка Іа	60-40	55-60

Пора року	Категорія робіт	Швидкість повітря, м/с	
		Оптимальна	Допустима
Холодний	Легка Іа	0,1	не більше 0,1
Теплий	Легка Іа	0,1	0,2-0,1

Для підтримання необхідних мікрокліматичних умов в приміщенні використане обладнання системи центрального опалення.

Решту метеорологічних умов (постійність температури, вологості, руху і чистоти повітря) забезпечує кондиціонер Cooper&Hunter CH-S18RX7, з наступними параметрами:

- холоднопродуктивність 4,7 кВт;
- теплопродуктивність 4,9 кВт;
- напруга живлення 220-240 В;
- охолодження 1,46 кВт;
- обігрів 1,43 кВт;
- рівень шуму:
  - внутрішній блок 31/35/39 дБ;
  - зовнішній блок 52 дБ;
- габаритні розміри:
  - внутрішній блок 945x298x211 мм;
  - зовнішній блок 848x540x320 мм;

— вага нетто:

- внутрішній блок 13 кг;
- зовнішній блок 40 кг.

#### 4.8 Розрахунок освітлення

Одним з найважливіших факторів попередження травматизму і професійних захворювань є раціональне освітлення виробничих приміщень. Правильно організоване освітлення створює комфортні умови праці, підвищує працездатність і продуктивність праці.

Особливо важливе біологічне і гігієнічне значення для людини має природне освітлення, тому при проектуванні виробничих приміщень передбачено наявність природнього освітлення. Так в дослідницькій лабораторії є одне вікно розміром 1,7 м × 1,5 м, що відповідає вимогам ДБН В 3.25-28-2006.

Природна освітленість залежить від пори року, часу дня, хмарності тощо, а також від стану самого приміщення. Тому прозорі перекриття і вікна протираються від пилу не рідше 1 разу в 6 місяців. Стелі покриті крейдовою побілкою, що дає відбивання і розсіювання світла. Стіни приміщення покриті світлими фарбами.

В дослідницькій лабораторії також передбачено як загальне, так і місцеве штучне освітлення. Так в лабораторії встановлено три світильники типу ЛСП-02, в кожному із яких встановлено дві лампи типу ЛБ-40, що забезпечує освітленість не менше 410 лк і що відповідає вимогам ДБН В 3.25-28-200 ( $E_{дійсне} > E_{норм.} = 400\text{лк}$ ).

При роботі комп'ютерів, принтерів, розмножувальної техніки, обладнання для кондиціонерів повітря, а також вентиляторів систем охолодження і трансформаторів виникають шум, вібрація, ультразвук.

У приміщенні лабораторії рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях відповідають вимогам ДСН 3.3.5.037-99, тобто рівень шуму не перевищує 50 дБ. В зв'язку із цим захисних заходів в лабораторії не передбачається.

Оскільки при виготовленні та дослідженні дослідного взірця спроектованого пристрою не використовуються технологічні процеси, що пов'язані із застосуванням ультразвуку (промивка деталей, зварювання мініатюрних вузлів, тощо), а також при вказаних роботах не виконуються жодні механічні дії (удари і вібрації), то в приміщенні лабораторії захист від вібрацій та ультразвуку не передбачений.

З метою запобігання профзахворювання при роботі з джерелами НВЧ-енергії санітарними правилами визначені граничнодопустимі рівні опромінення надвисокочастотною енергією на робочих місцях. Гранично допустимі рівні напруженості і густини потоку енергії електромагнітного поля регламентуються ГОСТот 12.1.006-94. ССБТ.

#### **Висновки до розділу 4**

Були запропоновані основні заходи з охорони праці при монтажі, обслуговуванні та роботі на фотоелектричної станції.

## ВИСНОВКИ

Було проведено огляд стану фотоенергетики в Україні та світі. Україна демонструє швидкий темп зростання галузі відновлюваної енергетики у 2019 році досягнувши встановленої потужності на рівні 5 760 МВт, що є 9,3% від загальної встановленої потужності ОЕС України.

У 2020 році демонструється значно менший приріст сонячної енергетики, що пов'язано з епідемією Covid-19 та заборгованістю ДП «Гарантований покупець» перед виробниками відновлюваної енергії з ВДЕ.

Було опрацьовано статистичні данні відмов обладнання на 45 фотоелектричних станціях України, розраховано втрати електроенергії внаслідок простоїв обладнання, отримано параметри надійності MTTR та MTBF для кожної станції.

Було визначено найчастіші причини відмов інверторів під час їх роботи: вихід з ладу охолоджуючих вентиляторів, несправність плати вимірювань та контуру перетворення, невідповідність параметрів якості мережі. В момент пуску інвертори найчастіше вимикаються через несправності плати вимірювань.

Була отримана кореляція середнього часу ремонту інверторів при відмовах запуску та відключеннях під час їх роботи залежно від моделей.

Розроблено стартап-проект додатку, що буде слугувати для автоматизації розрахунків втрат та їх врахування в прогнозованих показниках виробітку, витрати на якій складуть 290 тис. грн та окупність якого 17 місяці.

Були запропоновані основні заходи з охорони праці при монтажі, обслуговуванні та роботі на фотоелектричної станції.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Встановлена потужність енергосистеми України на 11/2020 – НЕК «Укренерго» [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/>
2. IRENA. Renewable capacity statistics 2020 – IRENA,
3. David, M.; Jahn, U.; Tjengdrawira, C.; Theologitis, I.T. “Technical risks in PV projects—Report on technical risks in PV project development and PV plant operation” Solar Bankability. Available online: [http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/D1.1\\_2.1\\_Technical\\_risks\\_in\\_PV\\_projects.pdf](http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/D1.1_2.1_Technical_risks_in_PV_projects.pdf)
4. Hasselbrink, M.; Anderson, Z.; Defreitas, M.; Mikofski, Y.-C.; Shen, S.; Caldwell, A.; Terao, D.; Kavulak, Z.; Campeau, Z.; DeGraaff, D. Site Data Validation of the PVLife model using 3 Million Module-Years of Live. In Proceedings of the 39th IEEE PVSC Tampa, Tampa, FL, USA, 16–21 June 2013; pp. 7–12.
5. Jordan, D.C.; Silverman, T.J.; Wohlgemuth, J.H.; Kurtz, S.R.; van Sant, K.T. Photovoltaic Failure and Degradation Modes. Prog. Photovolt. 2017, 25, 318–326.
6. Jordan, D.C.; Kurtz, S.R. Photovoltaic Degradation Rates—An Analytical Review. Prog. Photovolt. Res. Appl. 2013, 21, 12–29.
7. Flicker, J.; Kaplar, R.; Marinella, M.; Granata, J. PV inverter performance and reliability: What is the role of the bus capacitor? In Proceedings of the IEEE 38th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Austin, TX, USA, 3–8 June 2012; Volume 2, pp. 1–3.
8. Chan, F.; Calleja, H.; Martinez, E. Grid connected PV systems: A reliability based comparison. In Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Montreal, QC, Canada, 9–13 July 2006; pp. 1–6.
9. Zhang, P.; Li, W.; Li, S.; Wang, Y.; Xiao, W. Reliability assessment of photovoltaic power systems: Review of current status and future perspectives. Appl. Energy 2013, 104, 822–833.

10. Dhople, S.V.; Davoudi, A.; Chapman, P.L.; Domínguez-García, A.D. Integrating photovoltaic inverter reliability into energy yield estimation with markov models. In Proceedings of the 12th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), Boulder, CO, USA, 28–30 June 2010; pp. 1–5.
11. Sarr, O.N.; Barro, F.I.; Niasse, O.A.; Dia, F.; Mbengue, N.; Ba, B.; Sene, C. Analysis of Failure Modes Effect and Criticality Analysis (FMECA): A stand-alone photovoltaic system. *Sci. J. Energy Eng.* 2017, 5, 40–47.
12. Wang, H.; Zhu, N.; Bai, X. Reliability model assessment of grid-connected solar photovoltaic system based on Monte-Carlo. *Appl. Sol. Energy* 2015, 51, 262–266.
13. Gupta, N.; Garg, R. Parmod Kumar Sensitivity and reliability models of a PV system connected to grid. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 69, 188–196
14. Mustafa, A.M.; Omran, W.A.; Hegazy, Y.G.; Abu-Elnaga, M.M. Reliability assessment of grid connected photovoltaic generation systems. In Proceedings of the International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Palermo, Italy, 22–25 November 2015; pp. 22–25.
15. Van Sark, W.; Reich, N.H.; Müller, B.; Reise, C. Review of PV performance ratio development. In Proceedings of the 28th World Renewable Energy Forum, WREF 2012, Including World Renewable Energy Congress XII and Colorado Renewable Energy Society (CRES) Annual Conference, Denver, CO, USA, 13–17 May 2012.
16. Zhang, L.; Zhou, Y.; Flynn, D.; Mutale, J.; Mancarella, P. System-level operational and adequacy impact assessment of photovoltaic and distributed energy storage, with consideration of inertial constraints, dynamic reserve and interconnection flexibility. *Energies* 2017, 10, 989.
17. Pierro, M.; Bucci, F.; Cornaro, C. Impact of light soaking and thermal annealing on amorphous silicon thin film performance. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 2015, 23, 1581–1596.
18. Cornaro, C.; Pierro, M.; Moser, D.; Garrido, G.N.; Alonso-Abella, M.; Gueymard, C.A. Outdoor Characterization of CdTe Technology and Seasonal Performance Analysis at Different Latitudes in Europe. In Proceedings of the 33rd

- European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 25–29 September 2017.
19. Pierro, M.; Bucci, F.; Cornaro, C. Full characterization of photovoltaic modules in real operating conditions: Theoretical model, measurement method and results. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 2014, 23, 443–461.
  20. Zhang, Z.; Wang, L.; Kurtz, S.; Wu, J.; Zhu, Z.W. Operating temperatures of open-rack installed photovoltaic inverters. *Sol. Energy* 2016, 137, 344–351
  21. Tobón, A.; Peláez-Restrepo, J.; Villegas-Ceballos, J.P.; Serna-Garcés, S.I.; Herrera, J.; Ibeas, A. Maximum power point tracking of photovoltaic panels by using improved pattern search methods. *Energies* 2017, 10, 1316.
  22. Zini, G.; Mangeant, C.; Merten, J. Reliability of large-scale grid-connected photovoltaic systems. *Renew. Energy* 2011, 36, 2334–2340
  23. Golnas, A. PV System Reliability: An Operator's Perspective. In *Proceedings of the IEEE 38th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) Part 2*, Austin, TX, USA, 3–8 June 2012; pp. 2156–3381.
  24. Jahn, U.; Herz, M. Managing Technical Risks in PV Investments: How to Quantify the Impact of Risk Mitigation Measures for Different PV Project Phases?
  25. Oozeki, Takashi, et al. "An analysis of reliability for photovoltaic systems on the field test project for photovoltaic in Japan." *Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I–Vol. V)*. Springer Berlin Heidelberg, 2009.
  26. I. Lillo-Bravo, P. González-Martínez, M. Larrañeta, J. Guasumba-Codena. (2018) Impact of energy losses due to failures on photovoltaic plant energy balance. *Energies*, 11(2), 363.
  27. Baschel, S.; Koubli, E.; Roy, J.; Gottschalg, R. Impact of Component Reliability on Large Scale Photovoltaic Systems' Performance. *Energies* 2018, 11, 1579.
  28. Aliaa N.Madkor, Dr. Wagdy R.Anis, Dr. Ismail Hafez. The Effect Of Numbers Of Inverters In Photovoltaic Grid Connected System On Efficiency, Reliability And Cost. *International Journal Of Scientific & Technology Research*, Volume 4, Issue 09, September 2015; pp.99-107.

29. Köntges, M.; Kurtz, S.; Packard, C.; Jahn, U.; Berger, K.A.; Kato, K.; Friesen, T.; Liu, H.; Van Iseghem, M. Review of Failures of Photovoltaic Modules; IEA-PVPS T13-01:2014; International Energy Agency: Paris, France, 2014.
30. Perdue, M.; Gottschalg, R. Energy yields of small grid connected photovoltaic system: Effects of component reliability and maintenance. *IET Renew. Power.* 2015, 9, 432–437.
31. GeneMa, Z.J.; Thomas, S. Reliability and maintainability in photovoltaic inverter design. In Proceedings of the Annual Reliability and Maintainability Symposium, Lake Buena Vista, FL, USA, 24–27 January 2011
32. Zhang, P.; Wang, Y.; Xiao, W.; Li, W. Reliability evaluation of grid-connected photovoltaic power systems. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 2012, 3, 379–389.
33. A. Feilat, I.A. Metwally, S. Al-Matri, A.S. Al-Abri, Analysis of the root causes of transformer bushing failures, *Int. J. Comput. Electr. Autom. Contr. Inf. Eng.* 7 (No.6)(2013) 791-796.
34. НПА ОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок, 2000 - 144с.
35. Солнечные батареи. Инструкция по установке [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://instructions.sannycom.ru/manual\\_solar\\_panels.pdf](http://instructions.sannycom.ru/manual_solar_panels.pdf). – Заголовок з екрану.
36. ДСТУ 8828:2019 від 27 лютого 2019 р. № 38 з 2020–01–01
37. IEA (International Energy Agency) (2020), *Renewables 2020: Analysis and forecast to 2025*, Paris
38. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII