

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**Інженерно-технологічний факультет**  
**Кафедра енергетики та електротехнічних систем**

До захисту  
Допускається  
В. о. завідувача кафедри

---

Олександр ЮРЧЕНКО

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

за магістерським рівнем вищої освіти

На тему: «Дослідження роботи сонячної електростанції із застосуванням спеціалізованого програмного комплексу SolarPro»

Виконав

---

(підпис)

Павло МАЙКОСА  
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Група

З ЕТЕ 2401м

Науковий керівник:

---

(підпис)

Віктор КОЗІН  
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Рецензент:

---

(підпис)

Олена ДОВЖИК  
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

**завдання** на дипломну (магістерську) роботу

## АНОТАЦІЯ

**Майкоса П. Ю. Дослідження роботи сонячної електростанції із застосуванням спеціалізованого програмного комплексу SolarPro : кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю «141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Павло Юрійович Майкоса; керівник Віктор Миколайович Козін. – Суми : СНАУ, 2025. – 89 с.**

Кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за другим (магістерським) рівнем вищої освіти здобувача групи З ЕТЕ 2401 м інженерно-технологічного факультету Сумського національного аграрного університету Майкоси Павла Юрійовича на тему: «Дослідження роботи сонячної електростанції із застосуванням спеціалізованого програмного комплексу SolarPro».

**Зміст розрахунково-пояснювальної записки:** науково-методичні засади моделювання фотоелектричних систем; аналітичний огляд програмних засобів моделювання СЕС (моделі опроміненості, джерела метеоданих, термомоделі модуля, електричні моделі і бібліотеки компонентів, розрахунок затінення та оптичних втрат, діаграма втрат і сукупні позамодульні втрати, обмеження за електричними параметрами, метрологічні аспекти, перевірка і підтвердження моделей, характеристика SolarPro як середовища моделювання); моделювання фотоелектричної системи у SolarPro (огляд інтерфейсу, структура моделі, результати моделювання фотоелектричної системи); економічний розділ (методологічна основа розрахунків, структура капітальних та експлуатаційних витрат, енерго-економічна модель, режими збуту та грошові потоки, інтегральні показники моделі, регуляторні вимоги та ризику, техніко-економічні розрахунки проєкту, економічний аналіз СЕС з використанням SolarPro), охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях (загальні положення та нормативна база, ідентифікація небезпек і ризик-

орієнтоване керування, вимоги до безпечної експлуатації електроустановок СЕС, пожежна безпека, аварійне відключення та взаємодія з аварійно-рятувальними службами, безпека робіт на висоті та метеорологічні впливи, метрологічна простежуваність безпекових даних і моніторинг, підготовка та реагування на надзвичайні ситуації, SolarPro у контексті безпеки СЕС, розрахунки безпечної експлуатації СЕС).

У роботі виконано порівняльний аналіз доступних програмних засобів моделювання фотоелектричних систем з поглибленим оглядом можливостей та особливостей роботи зі спеціалізованим програмним комплексом SolarPro.

Для діючої сонячної електростанції потужністю 48 кВт, розміщеної у м. Житомир, виконано моделювання її річної генерації електроенергії за допомогою SolarPro з подальшим аналізом та корекцією результатів відповідно до фактично виміряного виробництва електроенергії.

У економічному розділі виконано розрахунки основних економічних показників СЕС, у тому числі простого і дисконтованого терміну окупності, собівартості електроенергії. Виконано порівняльний економічний розрахунок вбудованими засобами SolarPro та зроблено порівняльний аналіз результатів.

Наведено основні заходи з охорони праці, техніки безпеки та пожежної безпеки, виконано розрахунки безпечної експлуатації СЕС.

**Кваліфікаційна робота має апробацію** на 31-ій Міжнародній науково-практичній конференції «Інноваційні технології в індустрії 5.0» (21-23 жовтня 2025 р.).

**Ключові слова:** моделювання, сонячна електростанція, інвертор, фотоелектричний модуль, SolarPro.

Кваліфікаційна робота включає 15 ілюстрацій, 10 таблиць, 67 літературних джерел.

## ABSTRACT

**Maikosa, P. Y. 'Research on the operation of a solar power plant using the specialized software package SolarPro' : Master's thesis in the field of '141 Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics' / Pavlo Maikosa; supervisor Viktor Kozin. – Sumy: SNAU, 2025. – 89 p.**

Qualification work in specialty 141 'Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics', educational and professional program "Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics" for the second (master's) level of higher education of the applicant of group 3 ETE 2401 M of the Faculty of Engineering and Technology of Sumy National Agrarian University, Pavlo Maikosa, on the topic: 'Research on the operation of a solar power plant using the specialised software package SolarPro'.

**Contents of the explanatory note:** scientific and methodological foundations of photovoltaic system modelling; analytical review of software tools for modelling solar power plants (irradiance models, meteorological data sources, module thermal models, electrical models and component libraries, calculation of shading and optical losses, loss diagram and total off-module losses, electrical parameter limitations, metrological aspects, model verification and validation, SolarPro characteristics as a modelling environment); modelling of a photovoltaic system in SolarPro (interface overview, model structure, photovoltaic system modelling results); economic section (methodological basis for calculations, structure of capital and operating costs, energy-economic model, sales modes and cash flows, integral model indicators, regulatory requirements and risks, technical and economic calculations of the project, economic analysis of SPS using SolarPro), occupational health and safety in emergency situations (general provisions and regulatory framework, hazard identification and risk-based management, requirements for the safe operation of SES electrical installations, fire safety, emergency shutdown and interaction with emergency rescue services, safety of work at height and meteorological influences, metrological traceability of safety data and monitoring,

emergency preparedness and response, SolarPro in the context of SPS safety, calculations for safe operation of SPS).

The work includes a comparative analysis of available software tools for modelling photovoltaic systems with an in-depth review of the capabilities and features of the specialised SolarPro software package.

For an existing 48 kW solar power plant located in Zhytomyr, its annual electricity generation was modelled using SolarPro, followed by analysis and correction of the results in accordance with the actual measured electricity production.

In the economic section, calculations of the main economic indicators of the solar power plant were performed, including the simple and discounted payback period and the cost of electricity. A comparative economic calculation was performed using the built-in tools of SolarPro, and a comparative analysis of the results was made.

The main measures for occupational health and safety and fire safety are presented, and calculations for the safe operation of the SES are performed.

**The qualification work was tested** at the 31<sup>st</sup> International scientific and practical conference ‘Innovative technologies in industry 5.0’ (21–23 October 2025).

**Keywords:** modelling, solar power station, inverter, photovoltaic module, SolarPro.

The qualification paper includes 15 Figures, 10 Tables, and 67 references.

## ЗМІСТ

|   | С.        |
|---|-----------|
| ЗАВДАННЯ.....   | 2         |
| АНОТАЦІЯ.....   | 3         |
| ВСТУП.....  | 9         |
| <b>1 НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ МОДЕЛЮВАННЯ<br/>ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ.....</b> | <b>12</b> |
| Висновки з розділу 1.....   | 16        |
| <b>2 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ПРОГРАМНИХ ЗАСОБІВ<br/>МОДЕЛЮВАННЯ СЕС.....</b>        | <b>18</b> |
| 2.1 Моделі опроміненості.....   | 19        |
| 2.2 Джерела метеоданих.....   | 20        |
| 2.3 Термомоделі модуля.....   | 22        |
| 2.4 Електричні моделі і бібліотеки компонентів.....                           | 23        |
| 2.5 Розрахунок затінення та оптичних втрат.....                               | 26        |
| 2.6 Діаграма втрат і сукупні позамодульні втрати.....                         | 28        |
| 2.7 Обмеження за електричними параметрами.....                                | 30        |
| 2.8 Метрологічні аспекти, перевірка і підтвердження моделей.....              | 33        |
| 2.9 Характеристика SolarPro як середовища моделювання.....                    | 33        |
| Висновки з розділу 2.....   | 34        |
| <b>3 МОДЕЛЮВАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ У SOLARPRO..</b>                     | <b>36</b> |
| 3.1 Огляд інтерфейсу.....   | 36        |
| 3.2 Структура моделі.....   | 39        |
| 3.3 Результати моделювання фотоелектричної системи.....                       | 40        |
| Висновки з розділу 3.....   | 54        |
| <b>4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ.....</b>  | <b>57</b> |
| 4.1 Методологічна основа розрахунків.....                                     | 57        |
| 4.2 Структура капітальних та експлуатаційних витрат.....                      | 57        |
| 4.3 Енерго-економічна модель.....   | 58        |
| 4.4 Режими збуту та грошові потоки.....                                       | 58        |

|   |           |
|---|-----------|
| 4.5 Інтегральні показники моделі.....   | 60        |
| 4.6 Регуляторні вимоги та ризики.....   | 60        |
| 4.7 Техніко-економічні розрахунки проєкту.....  | 61        |
| 4.8 Економічний аналіз СЕС з використанням SolarPro.....  | 66        |
| Висновки з розділу 4.....   | 68        |
| <b>5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА</b>   |           |
| <b>У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....</b>  | <b>70</b> |
| 5.1 Загальні положення та нормативна база.....  | 70        |
| 5.2 Ідентифікація небезпек і ризик-орієнтоване керування.....                                   | 71        |
| 5.3 Вимоги до безпечної експлуатації електроустановок СЕС.....                                  | 71        |
| 5.4 Пожежна безпека, аварійне відключення та взаємодія<br>з аварійно-рятувальними службами..... | 72        |
| 5.5 Безпека робіт на висоті та метеорологічні впливи.....                                       | 74        |
| 5.6 Метрологічна простежуваність безпекових даних і моніторинг.....                             | 75        |
| 5.7 Підготовка та реагування на надзвичайні ситуації.....                                       | 75        |
| 5.8 SolarPro у контексті безпеки СЕС.....   | 77        |
| 5.9 Розрахунки безпечної експлуатації СЕС.....  | 78        |
| Висновки з розділу 5.....   | 80        |
| <b>ВИСНОВКИ.....</b>  | <b>82</b> |
| <b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>  | <b>84</b> |

## ВСТУП

Україна входить у фазу глибокої трансформації енергетичного сектору, де безвуглецеві технології розглядаються не лише як інструмент виконання міжнародних кліматичних зобов'язань, а й як засіб підвищення енергетичної безпеки, стійкості електроенергетичної системи в умовах зовнішніх впливів і постконфліктового відновлення. Оновлений національно визначений внесок (NDC) передбачає скорочення викидів парникових газів до 2030 року на 65 % від рівня 1990 року та задає вектор структурного зсуву у бік відновлюваних джерел енергії [1], що узгоджується з Національним планом з енергетики та клімату на 2025–2030 роки (NECP), підготовленим відповідно до Регламенту (ЄС) 2018/1999 та Енергетичного Співтовариства [2]. Паралельно урядом України задекларовано довгострокові орієнтири декарбонізації електроенергетики до 2050 року, що включають мету відбудови, синхронізації з європейською енергосистемою та поступового збільшення частки відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), насамперед сонячної та вітрової генерації [3; 4]. На політичному рівні і у ринковому середовищі такі наміри підтвержені програмними документами щодо доведення частки відновлюваної енергії у загальному фінальному споживанні до щонайменше 27 % у 2030 році, з планами приросту встановленої потужності ВДЕ до близько 10 *ГВт*, що робить фотоенергетику одним із головних драйверів зростання [3].

Підвищення питомої ваги фотоелектричних систем (СЕС) в енергобалансі ставить перед проєктувальниками, операторами та регуляторами комплекс завдань щодо забезпечення надійності, керованості та якості електроенергії. Технічні вимоги щодо приєднання генерувальних установок низької та середньої напруги в Україні гармонізовані з європейськими нормами через затвердження ДСТУ EN 50549-1:2022 та ДСТУ EN 50549-2:2022, що ідентичні EN 50549-1:2019 та EN 50549-2:2019, які регламентують здатність СЕС працювати паралельно з розподільчими мережами, зокрема з підтриманням напруги і частоти, проходженням випробувань та захистами типу А/В [6; 7].

Комплементарні стандарти ДСТУ EN 62446-1:2022 (пусконаладжувальні випробування, документація та періодична перевірка), ДСТУ EN IEC 61724-1:2022 (моніторинг ефективності фотоелектричних систем, класи точності вимірювань) і ДСТУ EN 61853-1:2022 (енергетичний рейтинг модулів за матрицею «опроміненість – температура») формують нормативну основу для коректного вимірювання, звітності та підтвердження розрахункових показників виробництва [8–10]. У сфері будівельно-інтегрованої фотовольтаїки діють ДСТУ EN 50583-1:2022 і ДСТУ EN 50583-2:2022, а вимоги до елементної бази BOS, зокрема постійнострумових з'єднувачів, зафіксовані ДСТУ EN 62852:2022, що разом підсилює техногенну безпеку, сумісність і повторюваність результатів, отриманих у процесі моделювання та експлуатаційних випробувань [11–13]. На рівні процедур приєднання та сертифікації вітчизняний регулятор поетапно адаптує підходи до вимірювання характеристик обладнання і погодження технічних умов відповідно до європейських кодексів мереж [1; 14; 15].

**Наукова проблематика роботи** полягає у побудові адекватної, метрологічно цілісної моделі виробництва СЕС, де перехід від паспортних характеристик компонентів до часово-детермінованого прогнозу виробництва електроенергії виконується з урахуванням кутових і оптичних ефектів, теплових режимів модулів, локального затінення з високою просторовою дискретизацією, невідповідності стрингів та обмежень MPPT і інвертора – відповідно до вимог EN IEC 61724-1 (моніторинг і оцінка *PR*) та EN 50549-1/-2 (мережева сумісність).

**Мета роботи** полягає у науково обґрунтованому дослідженні роботи сонячної електростанції із застосуванням SolarPro з подальшою валідацією на основі стандартизованих рядів моніторингу, формалізацією впливів основних факторів невизначеності та наданням рекомендацій щодо параметрів конфігурації, які мінімізують втрати та підвищують коефіцієнт продуктивності *PR* в умовах українського клімату та мережевих обмежень. Для досягнення мети необхідно розв'язати такі **завдання**, що включають

нормування моделі за EN IEC 61724-1/EN 62446-1, побудову базового сценарію у SolarPro з перевіркою допустимості за EN 50549-1/-2, виконання факторного і чутливісного аналізу, регресійного узгодження з помісячними і добовими вимірюваннями, формування вимог до безпеки праці та дій у надзвичайних ситуаціях при експлуатації сонячної електростанції, надання рекомендацій щодо можливості використання вбудованих у SolarPro метеорологічних даних для здійснення моделювання сонячної електростанції. [1; 9; 10; 16]

**Об'єктом дослідження** є мережеві фотоелектричні системи, інтегровані до розподільчих мереж низької та середньої напруги України.

**Предметом дослідження** є процеси перетворення сонячного випромінювання на електричну енергію у масиві фотоелектричних модулів та інверторних трактах, математичні моделі енергетичного виробництва СЕС і методи їх узгодження з вимірюваннями відповідно до чинних національних стандартів, а також алгоритмічні засоби програмного комплексу SolarPro для моделювання, аналізу втрат і оптимізації конфігурацій.

**Практична цінність** полягає у створенні відтворюваної послідовності дій для інженера-проектувальника і експлуатуючого персоналу: від підбору модулів та інвертора з урахуванням теплового режиму і діапазону напруги (включно з перевіркою граничних станів  $U_{oc,max}$  при мінімальній температурі довкілля та оптимальні значення  $U_{mp}$  у робочому діапазоні MPPT), до кількісної оцінки впливу затінення та «обрізання» інвертора на  $PR$  і питоме виробництво електроенергії.

**Апробація роботи.** Основні положення роботи щодо застосування енергоощадних технологій у спорудах захищеного ґрунту доповідалися на 31 Міжнародній науково-практичній конференції «Інноваційні технології в індустрії 5.0» 21–23 жовтня 2025 року на базі СНАУ.

**Структура роботи.** Робота складається зі вступу, 5 розділів, висновків, списку використаних джерел (67 найменувань).

Загальний обсяг розрахунково-пояснювальної записки – 89 сторінок.

# 1 НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ МОДЕЛЮВАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

Сучасне моделювання роботи фотоелектричних систем (ФЕС) спирається на узгоджений нормативний каркас та на фізично коректні підходи до опису перетворення сонячного випромінювання, теплових режимів і електричних характеристик модулів та масивів. Метою цього розділу є систематизація методичних основ, необхідних для побудови і перевірки моделей СЕС у спеціалізованому програмному середовищі SolarPro, з урахуванням вимог чинних в Україні адаптованих стандартів ЄС і міжнародних стандартів.

Фізичні основи перетворення енергії в кремнієвих та тонкоплівкових елементах ФЕС розглядаються крізь призму вольт-амперної характеристики (ВАХ), яку на рівні модуля адекватно описує однодіодна модель із урахуванням фотоструму, насичуваного струму діода, послідовного та паралельного опорів. Оцінка параметрів у реальних умовах потребує корекції вимірних кривих ВАХ до еталонних умов за процедурами ІЕС 60891. Стандарт встановлює три формалізовані методи перерахунку ВАХ залежно від опроміненості та температури і задає вимоги до визначення коефіцієнтів, що беруть участь у корекціях. Застосування таких процедур у поєднанні з вимогами до методик вимірювань забезпечує відтворюваність параметрів модулів при переході від умов натурних випробувань до відповідних умов при моделюванні у програмних комплексах [5].

Оцінювання опроміненості на площині модуля є центральним етапом моделювання. Стандарти безпосередньо не регламентують конкретну формулу транспозиції, але встановлюють вимоги до первинних метеорологічних величин і до забезпечення відстежуваності розрахунків із точки зору енергетичних параметрів та їх моніторингу. Стандарт EN ІЕС 61853 описує концепцію створення енергетичного рейтингу модулів у вигляді матриці «опроміненість – температура» (« $G-T$ »), що дозволяє встановити залежність  $P_{max}$  від діапазонів  $G$  і  $T$  та забезпечує коректність порівнянь за різних кліматичних режимів. Це створює

методичну основу для поєднання моделей транспозиції і теплових моделей із паспортними характеристиками модулів для умов, характерних для конкретного майданчика [6].

Моніторинг і метрики експлуатаційної ефективності систем регламентуються EN IEC 61724-1. Стандарт визначає перелік термінів, вимоги до складу і класів точності підсистем вимірювання (класи A/B/C), рекомендації щодо частоти дискретизації, методики обчислення коефіцієнта продуктивності *PR*, питомого виробництва, а також принципи забезпечення якості даних і звітності. Саме ці положення слугують нормативною основою для порівняння «модель – вимірювання» та для формування узгоджених помісячних і річних енергетичних балансів у SolarPro [7].

Вимоги до інструментів, що вимірюють глобальну горизонтальну опроміненість *GHI*, пряму нормальну опроміненість *DNI*, дифузну горизонтальну опроміненість *DHI* та опроміненість на площині встановлення *POA*,  $\text{Вт}/\text{м}^2$ , а також до класифікації пірометрів і піранометрів, встановлено ISO 9060:2018. Актуальна редакція вводить класи спектральної чутливості А, В і С, та пов'язану з ними специфікацію похибок і часової реакції, що безпосередньо відбивається на допустимих межах невизначеності у розрахунках *PR* і підтвердження моделей [8].

Теплові моделі модулів пов'язують температуру комірки та/або модуля із метеовеличинами та умовами встановлення. Для інженерних розрахунків у програмних пакетах застосовуються стаціонарні моделі, які виражають температуру як функцію *POA*-опроміненості та швидкості вітру та/або конвективного теплообміну. Додаткові вказівки щодо кваліфікації модулів до роботи за підвищених температурних режимів наведено у технічній специфікації IEC TS 63126, яка ввела температурні рівні та граничні межі, що відповідають гарячому клімату і щільній забудові, та яку необхідно враховувати при виборі обладнання і визначенні сценаріїв моделювання [9].

Проектування стрингів, з'єднань і ділянки масиву постійного струму регламентується IEC 62548-1. Документ задає вимоги до обмеження

максимальної напруги масиву з урахуванням мінімальної температури довкілля (перевірка максимальної напруги холостого ходу  $V_{oc.max}$ ), забезпечення роботи у робочих діапазонах МРРТ інвертора (напруга у точці максимальної потужності  $V_{mp}$  і струмові обмеження), вибору апаратури захисту, роз'єднання та заземлення, а також до кабельних трас і розрахунку перерізів. Відповідність цим вимогам є необхідною умовою побудови достовірної електричної моделі у SolarPro, оскільки невірні обрані конфігурації призводять до систематичних втрат на «обрізання» інвертора або до відмов у дотриманні електробезпеки [10].

Електромонтаж і функціональна безпека у складі низьковольтних установок охоплюються розділом ІЕС 60364-7-712, який встановлює вимоги до частини електроустановок ФЕС будівель, включно із заходами захисту від ураження електричним струмом, вимогами до відключення, селективності захистів, маркування та документації. Цей стандарт безпосередньо визначає допустимі топології місцевості, місця встановлення комутаційної апаратури та організацію функціонального заземлення, щонає бути відображено у моделі втрат і обмежень [11].

Приєднання генеруючих установок до розподільчих мереж низької та середньої напруги регламентують EN 50549-1 та EN 50549-2 відповідно. Стандарти визначають робочі діапазони напруги та частоти, поведінку при відхиленнях, вимоги до протиострівних функцій, сценарії участі у регулюванні реактивної потужності та інші мережеві функції, що у SolarPro репрезентуються через моделювання режимів «відсікання» інвертора, обмежень за потужністю, а також можливих втрат реактивної потужності. Для українських умов, де EN-версії приймаються як національні стандарти, узгодженість із цими вимогами є ключовою при техніко-економічній оцінці, оскільки впливає на прогнозоване виробництво і коефіцієнт використання встановленої потужності ( $CF$ ).

Сукупність вищенаведених нормативів задає ієрархію показників, які необхідно визначати та контролювати. Вихідними енергетичними

показниками є річне виробництво електроенергії  $E_y$ , помісячні значення  $E_m$ , питома виробництво  $Y_f = E_y / P_{STC}$ ,  $kWh \cdot год / kWh$ , пікової потужності СЕС, коефіцієнт продуктивності  $PR$ , що нормує фактичне виробництво до поглинутої опроміненості на площині модуля, та коефіцієнт використання встановленої потужності

$$CF = \frac{E_y}{P_{AC,x} \cdot 8760},$$

де  $P_{AC,x}$  – потужність на боці змінного струму (AC) за деякої умови  $x$ ; на практиці часто це номінальна AC-потужність інвертора або станції;

$P_{STC}$  – встановлена пікова потужність постійного струму (DC) масиву або модуля за стандартних умов випробування СЕС (опроміненість  $1000Wh / m^2$ ; спектр AM1,5G, температура комірки  $25 \text{ }^\circ C$ );

$E_y$  – річна генерація СЕС або модуля за AC або DC (як правило за AC);

8760 – кількість робочих годин у році.

Методика обчислення і звітності для коефіцієнта продуктивності  $PR$  і пов'язаних з ним індикаторів визначена EN IEC 61724-1, включно з вимогами до підтвердження якості даних, інтервалів усереднення та класів засобів вимірювань [7], а вимоги до визначення паспортних характеристик модуля за різних  $G$  і  $T$  та їх відображення в енергетичному рейтингу – EN IEC 61853 [6].

Енергетична модель СЕС у SolarPro поєднує блок транспозиції опроміненості до площини модуля, тепловий блок оцінки температури комірки або модуля та електричний блок розрахунку точки максимальної потужності з урахуванням втрат. Джерела метеоданих та інструментальний склад моніторингу підбираються відповідно до ISO 9060:2018 та класів, прийнятних для цілей підтвердження придатності для заданого застосування (переважно клас А для еталонних майданчиків), що забезпечує необхідну

точність  $POA$  і, відповідно, метрологічну трасовність  $PR$ , тобто коли  $PR$  обчислено з даних, походження і точність яких підтвержені калібруваннями та процедурами за стандартами (ISO 9060, EN IEC 61724-1, IEC 60904/61853), з оціненою (відомою) невизначеністю. Виміряні  $VAX$  для прийнятно-здавальних випробувань або періодичного контролю узгоджуються зі STC або з іншими умовами порівняння за IEC 60891, що уможливорює коректне віднесення втрат до термічного зсуву, невідповідності стрингів, омичних втрат і «кліпінгу» інвертора [1].

Вимоги до конструкції, кваліфікації та безпеки модулів задаються серіями IEC 61215 та IEC 61730. На етапі моделювання вони відіграють роль меж допустимих станів: максимальна система напруга (до 1500 В DC), категорії перенапруги, заземлювальні схеми, обмеження робочої температури модуля, стійкість до кліматичних впливів та механічних навантажень. Ці обмеження прямо впливають на допустимі комбінації кількості модулів у стрингу при заданій мінімальній температурі довкілля і на підбір інверторів за вікнами MPPT, тому повинні бути формалізовані у конфігураційній частині моделі.

### **Висновки з розділу 1**

Підсумовуючи, науково-методична база моделювання СЕС складається з послідовного узгодження наведеної нижче структури:

- а) результати вимірювання – за ISO 9060:2018 та EN IEC 61724-1;
- б) паспортні характеристики модулів – за EN IEC 61853 у координатах « $G-T$ », із можливим урахуванням класів температурних експлуатаційних режимів за IEC TS 63126;
- в) електробезпека, монтаж і проєктні обмеження – за IEC 62548-1 та IEC 60364-7-712;
- г) мережеві функції та придатність до паралельної роботи – за EN 50549-1/-2.

Модель у SolarPro має бути сумісною з цією структурою, відобразити всі нормовані втрати, дотримуватися електричних і мережевих обмежень, забезпечувати єдині правила обчислення  $PR$  та  $CF$ , а також подання результатів відповідно до EN IEC 61724-1. Такий підхід гарантує коректність техніко-економічних висновків і відтворюваність розрахунків.

## 2 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ЗАСОБІВ МОДЕЛЮВАННЯ СЕС

У сучасній практиці проєктування і експлуатаційної аналітики СЕС програмні комплекси виконують роль відтворюваного цифрового стенду, де послідовно реалізовано ланцюжок фізичних та інженерних моделей: від перетворення глобальної горизонтальної опроміненості на опроміненість у площині модуля, через термомоделі та електричні еквівалентні схеми, до обмежень інверторів і алгоритмів MPPT, схем струмопровідних з'єднань та втрат у елементах СЕС. Вимоги до контрольованості похибок і до складових вимірюваних і обчислюваних параметрів задають чинні стандарти, гармонізовані в Україні: EN IEC 61724-1 щодо моніторингу показників СЕС, EN 50549-1 щодо приєднання до мереж низької напруги, а також IEC 62548-1, який регламентує вимоги щодо проєктування масивів ФЕ-модулів та до меж їх експлуатаційних режимів. Їх використання забезпечує сумісність вихідних характеристик ( $PR$ ,  $CF$ , питома виробництво, діаграма втрат) з результатами перевірок та приймальними випробуваннями у межах європейського нормативного поля, затвердженого в Україні [1].

Порівняння програмних засобів доцільно виконувати на рівні алгоритмічних підходів, структури вхідних даних, відтворюваності процедур, інструментів конфігурування електричної частини та прозорості формування діаграми втрат. Для коректності зіставлення у розділі використано відкриті керівництва користувача, довідники з моделей та верифікаційні роботи провідних розробників і наукових груп. Зокрема, для PVsyst – офіційну документацію з моделей і баз компонентів, для PV\*SOL – офіційний довідник та сайт виробника з описом 3D-трасування тіней і актуальних джерел метеоданих, для HelioScore – базу знань і матеріали підтвердження відповідності NREL, для SAM/PVWatts – технічні описи моделей і інструкції користувача, а також методичні матеріали PVGIS (EC JRC) і NSRDB (NREL) щодо формування типового метеорологічного року (ТМУ) [10; 12–15].

## 2.1 Моделі опроміненості

Ключовим кроком є перерахунок глобальної горизонтальної опроміненості  $GHI$  в опроміненість у площині модуля  $POA$  з урахуванням геометрії встановлення та оптичних ефектів. У промисловій практиці застосовують моделі Perez і Hay-Davies, які деталізують внесок дифузного неба: окремо враховують підсилення яскравості поблизу самого сонячного диска (так звану циркумсолярну складову) та підвищену яскравість смуги неба біля лінії горизонту, а також додають відбиту від ґрунту частку випромінювання через коефіцієнт відбивання поверхні (альbedo). У PVsyst обидві моделі доступні, однак за замовчуванням використовується підхід Perez, оскільки він дає меншу середньоквадратичну похибку відносно вимірних або еталонних даних (RMSD як оцінка середнього квадратичного відхилення). Починаючи з версії 7, у PVsyst детальніше враховано вплив яскравого ореолу навколо Сонця на розрахунок тіней та на оптичні втрати, пов'язані з кутом падіння променів на скло модуля [16]. Ці втрати описують через модифікатор кута інциденту ( $IAM$ ), який зменшує ефективну пропускну здатність при великих кутах. Теоретичні основи моделі Perez і функції параметризації  $F1$  та  $F2$ , що відповідають, відповідно, за анізотропне підсилення поблизу периметра сонячного диска і за підсилення яскравості у смугі біля горизонту, систематизовано у матеріалах PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC). На практиці опроміненість у площині модуля  $POA$  подають як суму прямої складової на поверхні модуля  $E_b$ , дифузної складової від небосхилу  $E_{d,sky}$  та дифузної складової, відбитої від поверхні землі  $E_{d,ground}$

$$POA = E_b + E_{d,sky} + E_{d,ground} \cdot \quad (2.1)$$

Остання складова  $E_{d,ground}$  визначається добутком альbedo на геометричний коефіцієнт видимості ґрунту для даного кута нахилу, тобто частки поля зору модуля, яка припадає на земну поверхню.

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System – фотогальванічна геоінформаційна система Єврокомісії) для Європи та суміжних регіонів надає погодинні і похвилинні часові ряди та ТМУ, сформовані із супутникових комплексів моніторингу клімату CM-SAF та супутникового набору даних поверхневої сонячної радіації SARAH (Surface Radiation Data Set). Сервіс також виконує розрахунок очікуваного виробництва з прозорим зазначенням обраної моделі перерахунку  $GHI \rightarrow POA$  (від глобальної горизонтальної опроміненості до опроміненості у площині модуля) і параметрів альbedo (коефіцієнта відбивання підстиляючої поверхні), зокрема їх сезонної зміни [17].

На рівні інструментів для проектування у PV\*SOL реалізовано детальне 3D-трасування тіней із геометрично узгодженим перерахунком складових  $POA$ . У релізах 2025 року зафіксовано оновлення кліматичних даних PVGIS до SARAH3, що істотно підвищує коректність для країн Східної Європи [12; 13].

HelioScope оперує показником Global Incident Irradiance on Surface (сукупна опроміненість на площині модуля – по суті  $POA$ ), нормалізує відбиту складову за альbedo до ефективної площі колектора і включає її в енергетичний баланс; як правило задають альbedo таким, що близький до 0,2 для ґрунтів та рослинності з сезонним підвищенням узимку внаслідок наявності снігового покриву [10].

## 2.2 Джерела метеоданих

Якість моделювання СЕС істотно залежить від джерела погодинних кліматичних даних. У практиці ЄС та України типовими є:

1) PVGIS (EC JRC) – ТМУ (типовий метеорологічний рік), отримані зі спостережень та супутникових продуктів CM-SAF/SARAH; [12]

2) NSRDB (NREL) – ТМУ2/ТМУ3 та сучасні супутникові набори (PSM v3) для різних країн;

3) Meteornorm – кліматограми з генерацією погодинних рядів стохастичними методами.

HelioScore безпосередньо підтримує кілька джерел (NREL TMY2/3, SWERA, EPW, Prospector/PSM, Meteonorm 7/8, фізична модель PSMv3), а також використовує синтетичне «рік-2021» позначення для штучно згенерованих погодинних профілів із місячних кліматограм Meteonorm, гарантуючи збереження помісячних даних [10].

Для SAM/PVWatts офіційно задекларовано узгодженість реалізацій між веб-калькулятором, API та модулем у SAM, із поліпшеннями внутрішніх моделей модуля, термічного впливу та інвертора у версії PVWatts V8 [15].

У PV\*SOL виробник підкреслює наявність «високоякісних TMY для будь-якого місця», а останні релізи версій фіксують оновлення джерела PVGIS до SARAH3 [12; 13].

SolarPro використовує як вбудовані, так і імпортовані джерела метеорологічних даних. У базі програми передбачено набір кліматичних рядів для приблизно 1360 локацій по світу. Додатково підтримується імпорт фактичних вимірних рядів, даних Meteonorm (для версій до 7.1), наборів SolarGIS (TMY), даних NSRDB (SUNY, з кроком 10 км), файлів TMY3, а також національних японських наборів METPV-11/20 тощо.

Поняття типовий метеорологічний рік TMY, з яким працює SolarPro через сумісні джерела (NSRDB, SolarGIS), означає добір годинних значень метеопараметрів (насамперед компонент сонячної радіації та температури повітря), що репрезентують середньостатистичні умови для певної місцевості за багаторічний період спостережень: з кожного календарного місяця багаторічного ряду відбирається найбільш типовий місяць, після чого вони осереднюються та послідовно об'єднуються в один умовний рік. Такий підхід забезпечує статистичну репрезентативність для енергомодельовання, зберігаючи часову роздільну здатність (як правило 1 год; доступні також похвилинні формати в окремих постачальників). [50–52]

### 2.3 Термомоделі модуля

Точне оцінювання температури осередку ( $T_c$ ) – другий, після опроміненості, чинник, що впливає на похибку прогнозу виробництва енергії ФЕМ. У промислових програмних продуктах застосовують:

1) спрощену температурну модель модуля, що розраховує температуру осередків модуля залежно від температури повітря та опроміненості за довідковим параметром «номінальна робоча температура осередка» (NOCT/PNOCT), використовуючи лінійне наближення;

2) модель Faiman із конвективно-радіаційними втратами; [9]

3) параметризацію PVsyst, що фактично узгоджується з Faiman моделлю. [9; 14]

Оригінальна робота Faiman (2008) і численні сучасні дослідження підтверджують близькість класичних моделей (PVsyst/Faiman/SAPM/SAM NOCT) і можливість коректних перетворень параметрів між ними. PVsyst у відкритій довідці наводить типові значення  $U_c$  для різних монтажних схем та застереження щодо невизначеності швидкості вітру. На практиці SAM/PVWatts V8 оголошує поліпшення теплової моделі порівняно з V6, що знижує систематичну похибку у річному виробництві [18].

У контексті теплового моделювання SolarPro виконує покрокове моделювання на рівні окремих модулів з подальшим інтегруванням у часі, обчислюючи ВАХ за паспортними параметрами виробника. Температура модуля у програмі оцінюється на основі опроміненості у площині встановлення та температури довкілля. У матеріалах постачальника ПЗ прямо зазначено, що під час розрахунку температури фотомодуля у версіях лінійки 4.x не враховується швидкість вітру, а вплив тепловідведення задається типом монтажу (наприклад, «відкрита тильна поверхня або рамне встановлення» тощо). Типовий крок розрахунку 10 хв, причому температурні характеристики модуля explicitly враховуються у формулі поточної потужності, а загальний енергетичний результат отримують інтегруванням миттєвих значень за період моделювання. Така постановка відповідає класу кореляцій, споріднених до Faiman-підходу, але проміжні коефіцієнти не є доступними користувачу і

подаються як внутрішні параметри, пов'язані з обраною схемою встановлення. SolarPro працює як із внутрішньою кліматичною базою та японськими наборами METPV-11/20, так і з зовнішніми ТМУ-джерелами (SolarGIS, NSRDB/SUNY, ТМУЗ) та власними вимірними рядами, однак наявність у метеофайлі вітрових даних не гарантує їх використання у термомоделі, якщо не реалізовано відповідного механізму в конкретній версії ПЗ. [9]

У підсумку термомодель SolarPro можна вважати спрощеною стаціонарною апроксимацією, параметризованою за типом монтажу і прив'язаною до доступних температурно-радіаційних рядів, що забезпечує коректне відтворення сезонної динаміки за рахунок високої часової роздільної здатності, але потенційно знижує чутливість до вітрових умов порівняно з повнофункціональними реалізаціями у Faïman/PVsyst. [9; 14]

#### 2.4 Електричні моделі і бібліотеки компонентів

Подальший розрахунок енергетичних характеристик СЕС у SolarPro ґрунтується на зрозумілих фізичних елементах моделі. На рівні модуля використовується однодіодна еквівалентна схема (як правило 5–6 параметрів), яка відтворює форму ВАХ, тобто залежність електричного струму  $I$  від напруги  $U$  за заданих умов освітленості і температури. Для відліку беруть стандартні випробувальні умови (STC): опроміненість  $1000 \text{ Вт/м}^2$ , спектр AM1.5G, температура комірки  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , де паспортно визначаються такі величини, як  $P_{mpp}$  – потужність у точці максимальної потужності при STC,  $U_{mpp}$  – напруга в точці максимальної потужності,  $I_{mpp}$  – струм у точці максимальної потужності,  $U_{oc}$  – напруга холостого ходу,  $I_{sc}$  – струм короткого замикання. Поза STC значення цих параметрів коригуються температурними коефіцієнтами (показують, як змінюється потужність, напруга і струм при відхиленні температури від  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) та залежать від опроміненості в площині модуля (POA). На стороні змінного струму використовується модель інвертора, яка включає карту ККД (ефективність перетворення залежно від

навантаження), вікно MPPT  $\left[ U_{mpp.min}; U_{mpp.max} \right]$  – допустимий діапазон напруги пошуку точки максимальної потужності, та обмеження за напругою, струмом або потужністю. Якщо у певні години масив подає на інвертор більшу потужність, ніж інвертор здатний віддати у мережу, виникає «кліпінг» (обмеження вершини добової кривої потужності на рівні номіналу інвертора), що враховується як окрема стаття втрат у балансі.

У SAM (System Advisor Model) реалізована відома «CEC Performance Model with Module Database» – розширення класичної 5-параметрової моделі модуля – з прямою інтеграцією відкритих бібліотек CEC (California Energy Commission) для модулів та інверторів. Через PySAM і PVLIB ці ж бібліотеки доступні для програмного відтворення симуляцій і пакетного аналізу, що спрощує відтворюваність проєктних розрахунків і перевірок. У PVsyst підтримується власний формат бібліотек компонентів .PAN (модулі) та .OND (інвертори) з напівформалізованим заповненням даних із техпаспортів і/або сертифікатів. У довідкових матеріалах виробника описано процедури приведення  $P_{mpp}$  для умов STC до внутрішнього формату моделі та показано, як це відбивається на діаграмі втрат і на значенні  $PR$ , яке порівнює фактичний вихід з очікуваним за умовною «еталонною» опроміненістю. HelioScore працює з великими бібліотеками модулів і інверторів, імпортує формати OND/PAN і підтримує ієрархію «товарна позиція (SKU) ↔ характеристика», що дає змогу узгоджувати «паспортну» поведінку обладнання з «модельною» в різних кліматичних сценаріях та компоновках системи.

Порівняно з SAM і PVsyst комплекс SolarPro ближчий за ідеологією до PVsyst: у ньому застосовано аналогічну на рівні принципів однодіодну модель ВАХ, деталізоване налаштування інверторних вікон MPPT та звичний для практики набір перевірок стрінгінгу. Водночас PVsyst має більш кількість форматів (.PAN/.OND), усталені процедури приведення паспортних даних до модельних параметрів і канонічну «діаграму втрат/ $PR$ », що полегшує економічну оцінку та обмін файлами між учасниками проєкту. SAM/CEC

надає відкриті бібліотеки модулів та інверторів і реалізацію СЕС-моделі, доступну для відтворюваних розрахунків та пакетних сценаріїв через PySAM і PVLIV. Це робить SAM зручним для дослідницьких завдань, автоматизації та підтвердження чутливості, однак досвід використання там менш проєктно-орієнтований, ніж у спеціалізованих САД-рішеннях. HelioScore, своєю чергою, поєднує електричну модель на основі бібліотек із геометричною САД-компонентою та механізмами ієрархії «код товарної позиції ↔ модельна характеристика», спрощуючи трасування полів, підбір обладнання у великомасштабних компоновках і оцінку затінення без ручного перенесення геометрії. З урахуванням цього SolarPro можна охарактеризувати як інженерний програмний комплекс середнього рівня із акцентом на коректний електричний розрахунок, перевірку узгодженості стрингів та МРРТ і покрокове енергетичне моделювання, що добре підходить для типових завдань проєктування та експлуатаційної аналітики, але поступається SAM у відкритості інструментарію та PVsyst/HelioScore у ширині бібліотек і сценаріїв взаємообміну даними. [8; 10; 14; 15]

На етапі конфігурування електричної частини у всіх згаданих програмах є перевірки безпеки і працездатності стрингів (послідовно з'єднаних модулів) та МРРТ-каналів інвертора в усьому робочому температурному діапазоні  $[\theta_{\min}; \theta_{\max}]$ . Зокрема, контролюється, щоб максимальна напруга холостого ходу стрингу  $U_{xx, \max}$  за мінімальної розрахункової температури не перевищувала допустиму системну напругу для обладнання (наприклад, 1000 або 1500 В DC), а робоча напруга у точці максимальної потужності  $U_{mpp}$  знаходилася всередині діапазону МРРТ інвертора за всіх очікуваних температур і опроміненостей. Окремо перевіряються граничні струми на вхід/канал і межа дійсної потужності інвертора (для оцінки імовірності «кліпінгу», що зменшує активне виробництво енергії). Такі перевірки узгоджуються з вимогами ІЕС 62548-1 до проєктування масивів (DC-частина) та з нормами EN 50549-1/-2 для паралельної роботи з розподільчими мережами (допустимі діапазони напруги і частоти, протиострівні

функції, режими реактивної підтримки), а результати моделювання подаються у вигляді енергетичного балансу і «дерева втрат» у форматі, який сумісний з вимогами EN IEC 61724-1 до моніторингу і звітності [1].

Конфігуратори вказаних ПЗ виконують автоматизовані перевірки на граничну напругу холостого ходу  $U_{xx.max}$  за мінімальної розрахункової температури, на перебування робочої напруги  $U_{mpp}$  у вікні МРРТ інвертора для всього діапазону температур, на граничні струми МРРТ-каналів і вхідні обмеження інвертора, а також попереджають про можливий «кліпінг» за номіналом  $P_{AC}$ . Параметричні межі та вимоги узгоджуються з IEC 62548-1 та EN 50549-1/-2, що забезпечує перенесення проєктних перевірок із ПЗ до сфери нормативної відповідності.

## 2.5 Розрахунок затінення та оптичних втрат

Усі розглянуті програмні засоби розкладають сонячну опроміненість на три складові: пряму (від самого диска Сонця), дифузну (від розсіяного небосхилу) та відбиту від земної поверхні (визначається коефіцієнтом відбивання альbedo). Далі ці складові перераховують у опроміненість на площині модуля  $POA$ , тобто на похилій площині панелей, з урахуванням кута падіння променів ( $AOI$ ) та тіней від навколишніх об'єктів.

У PVsyst для цього використано 3D-сцену Near shadings («близькі затінення»). Програма формує таблицю факторів затінення в координатах «сонячний азимут – висота Сонця» (азимут – напрям від півночі по горизонту, висота – кут підняття Сонця над горизонтом) і будує ізолінійну діаграму затінення. На її основі окремо зменшуються прямий та дифузний внески в  $POA$ , а для складних об'єктів передбачено покрокові інструменти, що допомагають знайти джерела тіней і кількісно оцінити їх вплив [14].

У PV\*SOL є повноцінний 3D-редактор будівель і рельєфу з трасуванням тіней. Результати інтегруються у блок «Втрати/Діаграми» для звітності. Якщо сцена проста, затінення можна задати спрощено як середньорічний відсоток або по лінії горизонту [34; 43].

HelioScore пропонує кілька методів моделювання тіней із прозорою математичною постановкою: показано, як тіні зменшують  $POA$ , а далі – електричну потужність. Це з'єднано з компонентними моделями (масив модулів ↔ інвертор), тож вплив тіней прямо потрапляє у енергетичний баланс і «дерево втрат». У відкритій базі знань наведено покрокові алгоритми та приклади налаштування [13].

Окремо враховують втрати від кута падіння через модифікатор кута інциденту  $IAM$  – коефіцієнта, який зменшує ефективну опроміненість на модулі, коли промінь падає під великим кутом до скла (через зростання відбиття/оптичних втрат). Його застосування процедурно пов'язане зі стандартом EN IEC 61853-2 (він задає, як вимірювати вплив кута – AOI-ефект – для модулів), і воно реалізоване у ланцюгах розрахунку PVsyst / HelioScore / PV\*SOL [10; 13; 14].

У SolarPro розрахунок затінення та оптичних втрат реалізовано як поєднання 3D-геометрії сцени з миттєвими (покрововими) обчисленнями опроміненості та подальшою інтеграцією у часі. Програма використовує вбудований 3D-CAD для моделювання об'єктів, що затінюють, і розраховує енергетичний вихід із прив'язкою до координат майданчика та метеоданих. Користувач може візуалізувати «безтіньову» та фактичну опроміненість, а також врахувати відбиті складові. Окремо заявлено можливість моделювання відбиттів для біфасіальних масивів, з відтворенням відбитого світла від землі або перешкод і навіть багаторазових (до двох порядків) відбиттів, що прямо впливають на  $POA$ -компоненти. Отже, пряме, дифузне та відбите випромінювання перераховуються у площину модуля з урахуванням орієнтації, рельєфу і близьких перешкод. Алгоритмічні деталі модифікатора кута інциденту ( $IAM$ ) не розкриваються, однак постановка розрахунку явно базується на урахуванні AOI та 3D-тіней у процесі формування  $POA$ .

Порівняно з PVsyst, де затінення формалізується через 3D-сцену «Near Shadings» з побудовою матриці факторів затінення у координатах «азимут–висота Сонця» та, окремо, «Horizon profile» для далеких перешкод, SolarPro

також працює зі сценою 3D і дає змогу оцінювати вплив затінення безпосередньо на POA та генерацію, але більший акцент робить на цілісну 3D-моделювання з інтеграцією відбиттів і біфасіальних ефектів. У PVSOL ядром є повноцінний 3D-редактор будівель і рельєфу з трасуванням тіней і можливістю спрощеного задання затінення як річного відсотка або лінії горизонту. SolarPro функціонально близький за підходом до 3D-сцени, проте додатково позиціонує розрахунок відбитого світла та багаторазових відбиттів як елемент підвищення точності для специфічних компонок. HelioScore подає прозору методичну постановку з відображенням втрат у «дереві втрат» і різними способами моделювання тіней. У SolarPro аналогічний зв'язок між 3D-тінями та розрахунком енергетичних параметрів забезпечується через покроковий перерахунок опроміненості в POA та модульний розрахунок ВАХ, однак акцент у звіті робиться радше на підсумкових графіках, ніж на детальному картину діаграми втрат. З погляду IAM PVsyst, PVSOL і HelioScore явно декларують застосування кутових модифікаторів, однак SolarPro у відкритих матеріалах це не деталізовано, проте врахування АОІ-ефектів опосередковано присутнє через геометрію променя та 3D-оптику сцени. [10; 13; 14]

У підсумку SolarPro забезпечує повноцінне 3D-моделювання затінення з часовою дискретизацією та підтримкою оптичних явищ відбиття, що робить його співставним із PVsyst/PV\*SOL за точністю 3D-трасування тіней і близьким до HelioScore за ідеологією «геометрія → POA → електричні розрахунки», однак ступінь відкритості алгоритмів IAM і детальної декомпозиції втрат у публічній документації SolarPro нижчий, ніж у згаданих аналогів.

## 2.6 Діаграма втрат і сукупні позамодульні втрати

Діаграма втрат у PVsyst – це зведене подання всіх основних втрат електроенергії у моделі станції від сонця до електричної мережі. Втрати поділяють на групи і показують у річному та помісячному вигляді, щоб

інженер міг швидко побачити де втрачається енергія та наскільки якісним є проєктне рішення [14].

Оптичні втрати включають:

- 1) затінення (тіні від будівель, дерев, рядів панелей тощо);
- 2) *IAM* – зменшення пропускання світла склом модуля та зростання відбиття при великому куті падіння променів;
- 3) забруднення – пил, бруд, сніг на поверхні модулів, що зменшують корисне світло.

Втрати масиву (DC-частина) враховують:

- 1) температурні втрати (потужність фотомодулів зменшується зі зростанням температури осередків);
- 2) невідповідність між модулями і стрингами;
- 3) омичні втрати у кабелях постійного струму DC.

Втрати в інверторі включають:

- 1) ККД перетворення постійного струму на змінний;
- 2) поріг увімкнення (мінімальна потужність на вході, за якої інвертор запускається);
- 3) кліпінг – обмеження активної потужності на виході інвертора до його номіналу, коли масив подає надлишок енергії.

Втрати на стороні AC. Це падіння напруги та втрати в кабелях змінного струму і у трансформаторі, якщо він є в моделі.

Недоступність та примусове обмеження:

- 1) недоступність – простої обладнання, відключення на сервіс тощо;
- 2) примусове обмеження – зовнішнє примусове обмеження генерації оператором мережі або системою керування (наприклад, «нульовий експорт» у певні години) [19].

Аналогічний підхід застосовано у PV\*SOL: інструмент Diagram editor формує порівняльні графічні звіти з діаграмою втрат, які можна включати до підсумкових презентацій і технічних звітів для замовника [13].

Щоб результати моделі були порівнюваними з реальними експлуатаційними даними, порядок обліку втрат і звітності узгоджують зі стандартом EN IEC 61724-1:2021. Стандарт визначає, як вимірювати вхідні величини (сонячну опроміненість, енергію на лічильнику), як з них обчислювати коефіцієнт продуктивності  $PR$  – безрозмірний показник, що порівнює фактичний вихід із еталонним, приведеним до опромінення, та які вимоги до якості даних і звітних періодів необхідно виконати. Дотримання EN IEC 61724-1 забезпечує, що діаграма втрат з моделі і підсумкові  $PR/CF$  (де  $CF$  – коефіцієнт використання встановленої потужності) коректно зіставляються з експлуатаційними звітами станції [20].

У SolarPro підсумкова звітність також формується у вигляді зведеної діаграми втрат, що включає оптичні втрати, втрати масиву на стороні постійного струму, інверторні втрати, втрати на стороні змінного струму, а також експлуатаційні компоненти щодо недоступності і примусового обмеження. Відображення доступне у помісячному та річному розрізі з можливістю зіставити сценарій, що не враховує вплив затінення із фактичним, а також побачити внесок позамодульних (BOS) складових до загальної різниці між еталонним і відпущеним у мережу обсягом енергії. За структурою звіту SolarPro орієнтується на метрологічно коректний порядок обліку: опроміненість у площині модуля → електрична потужність масиву → перетворення в інверторі → облік мережевих обмежень і доступності. При цьому коефіцієнт продуктивності  $PR$  та коефіцієнт використання встановленої потужності  $CF$  розраховуються на тих самих вхідних величинах, тому результати можуть бути зведені до вимог EN IEC 61724-1. [1; 50–52]

## 2.7 Обмеження за електричними параметрами

Коректність конфігурації стрингів (послідовних ланцюгів модулів) та інвертора перевіряють за кількома обов'язковими умовами. По-перше, максимальна напруга холостого ходу стрингу  $U_{xx,max}$  за найнижчої розрахункової температури довкілля не повинна перевищувати дозволenu

системну напругу застосованих модулів/обладнання (як правило 1000 або 1500 В постійного струму). По-друге, напруга в точці максимальної потужності  $U_{mpp}$ , має лежати всередині вікна пошуку МРРТ інвертора ( $U_{mpp.min}$ ,  $U_{mpp.max}$ ) для усього діапазону температур та очікуваних значень опроміненості. Інакше алгоритм відстеження максимальної потужності МРРТ не зможе працювати коректно. По-третє, перевіряють струмові обмеження: максимальний струм на МРРТ-канал або вхід інвертора і допустимі струми модулів у паралельних гілках. Нарешті, виконують перевірку мережевих обмежень на стороні змінного струму: діапазони напруги і частоти, протиострівний захист, а також режими підтримки реактивної потужності  $Q$  відповідно до EN 50549-1 (для приєднання до мережі низької напруги) і EN 50549-2 (для середньої напруги). Ці вимоги методично закріплені в IEC 62548-1 (проектування масивів і DC-частини) та в EN 50549, і реалізовані у конфігураторах PVsyst, HelioScore, PV\*SOL, що дозволяє автоматично виявляти порушення меж напруги, струму, потужності та коректно оцінювати втрати від кліпінгу за номінальною активною потужністю інвертора  $P_{AC}$ .

У SolarPro контроль електричних обмежень реалізовано на рівні конфігуратора стрингів і входів МРРТ інвертора з урахуванням температурної та радіаційної залежності параметрів модуля. Для кожного варіанта компонування програма:

а) обчислює  $U_{oc,string}(\theta_{min})$  за паспортним  $dU_{oc}/d\theta$  і перевіряє нерівність  $U_{oc,string}(\theta_{min}) \leq U_{DC.max.sys}$  (як правило 1000 або 1500 В), а також граничну напругу вхідного ланцюга інвертора;

б) перевіряє, що робоча напруга  $U_{mpp}$  стрингу протягом усього робочого діапазону температур і очікуваних значень опроміненості потрапляє у вікно відстеження точки максимальної потужності  $\left[ U_{mpp.min}; U_{mpp.max} \right]$ , включно з умовами низької освітленості;

в) контролює струмові обмеження:  $I_{sc,string}$  та  $I_{mpp,string}$  проти допустимих для вхідного каналу або МРРТ ( $I_{mpp,max}$ ), враховує паралельність гілок (сумування струмів) і необхідність запобіжників на відгалуженнях за правилом « $n - 1$ » для зворотних струмів;

г) оцінює DC- і AC-обмеження потужності інвертора та формує «кліпінг» як окрему статтю втрат, якщо  $P_{DC} > P_{AC,nom}$  або якщо напруга чи струм виходять за межі керованого діапазону;

д) виконує базові перевірки мережевої сумісності на стороні AC (діапазони напруги, частоти, вимоги до параметрів cosφ або режимів реактивної потужності відповідно до обраного профілю), з відображенням наслідків у зведеній діаграмі втрат.

Для інверторів із кількома МРРТ SolarPro дозволяє призначати стринги на окремі трекери, перевіряє узгодженість кількості модулів у послідовних гілках, відображає попередження щодо асиметрії навантаження МРРТ та перевищення вхідних струмів окремих каналів. Омічні втрати у DC-кабелях і падіння напруги в AC-частині враховуються в розрахунку та включаються до BOS-втрат. Результати перевірок зводяться у перелік повідомлень або попереджень і у відповідні позиції діаграми втрат, що полегшує ітеративне доведення конфігурації до нормативних меж. [10; 13–14]

У підсумку, за функціональністю перевірок SolarPro відповідає практиці, закладеній в IEC 62548-1 (проектування масивів DC) та у профілях приєднання EN 50549-1/-2: як і в PVsyst, PVSOL та HelioScore, користувач отримує автоматичний контроль меж напруги, струму і потужності, придатність робочої напруги до робочого діапазону МРРТ і кількісну оцінку кліпінгу. Відмінності полягають у рівні деталізації у інтерфейсі: PVsyst має найрозгорнутіші інструменти формальної звітності та сценаріїв перевірок для економічної експертизи; HelioScore сильний у зв'язці з 3D-компонуванням і швидкій перевірці на трекерах або складних дахах; PVSOL – у наочності і звітах, оформлених як презентації. SolarPro забезпечує порівняні

характеристики з акцентом на покрокове моделювання і прозорі повідомлення щодо порушень, тому придатний для проєктних калькуляцій і експлуатаційної аналітики, коли потрібне швидке підтвердження відповідності конфігурації електричним межам і вимогам мережі.

## **2.8 Метрологічні аспекти, перевірка і підтвердження моделей**

Щоб порівнювати модельні результати з реальними вимірюваннями і робити з цього надійні висновки, потрібна метрологічна трасовність – безперервний ланцюг калібрувань і процедур від датчиків до розрахованих показників. Для сонячної опроміненості використовують піранометри спектрально-плоского типу з класами точності SF A/B/C згідно з ISO 9060:2018. Чинні сертифікати калібрування та правильний монтаж у площині модуля *POA* гарантують відомі межі похибок. Облік електроенергії має виконуватися лічильниками відповідного класу точності з простежуваною повіркою. Процедура моніторингу – частота дискретизації, контроль якості даних, правила відбракування та заповнення пропусків, визначення коефіцієнта продуктивності *PR* – повинна відповідати EN IEC 61724-1:2021. За цих умов значення *PR* і складові «дерева втрат», одержані з моделі, можна коректно зіставляти з експлуатаційними даними, а невизначеність *PR* оцінювати через сукупні невизначеності вимірювань опромінення, енергії та встановленої потужності за STC  $P_{STC}$  [1].

## **2.9 Характеристика SolarPro як середовища моделювання**

SolarPro (Laplace System, Японія) – відтворюване середовище для моделювання СЕС із модульною архітектурою, яке поєднує вибір метеоданих/локації, 3D-редактор сцени (розміщення полів, об'єктів затінення), бібліотеки модулів та інверторів, конфігуратор електричної частини та генератори звітів. У керівництві користувача задокументовано послідовність налаштування: вибір джерела сонячного випромінювання і місця встановлення, створення 3D-сцени, вставка масивів, редагування

параметрів масиву та інвертора і запуск моделювання. Окремі частини інструкції користувача описують операції 3D-CAD (додавання об'єктів, «PV Array», маніпуляції оглядом, діапазон та вибір), що є основою для геометрично коректного врахування тіней.

Функціонально SolarPro підтримує вибір і імпорт погодинних рядів (у т. ч. форматів TMY), розрахунок  $GHI \rightarrow POA$  з урахуванням альbedo, термомодель модуля (оцінка  $\theta_c$  як функції  $POA$  і впливу вітру та конвекції), електричну модель масиву на базі паспортних параметрів, моделювання інверторів (ККД-карта, MPPT-вікно, обмеження напруги, струму, потужності), врахування втрат BOS (кабельні, трансформаторні), кліпінгу та недоступності. Пакет формує енергетичний баланс і «дерево втрат» (річне або помісячне) для включення до звіту, що уможливорює узгодження з метриками EN IEC 61724-1. [1]

## Висновки з розділу 2

Професійні програми для моделювання сонячних електростанцій будуються на спільній логіці. Спершу виконують перерахунок сонячної опроміненості з горизонталі в площину модуля (транспозицію глобальної горизонтальної опроміненості  $GHI$  у опроміненість у площині масиву  $POA$ ). Перерахунок виконується з урахуванням кута падіння променів  $AOI$ , відбитої складової від земної поверхні (альbedo) і тіней від об'єктів. Далі застосовують термомодель модуля класу Faïman/PVsyst (оцінює температуру комірки  $T_c$  як функцію  $POA$  та умов охолодження і електричну модель модуля – однодіодну еквівалентну схему (відтворює криву I–V). У системному балансі враховують усі втрати BOS: оптичні (затінення, IAM – втрати від кута), масиву постійного струму (температурні, невідповідність, омичні), інверторні (ККД, поріг увімкнення, кліпінг – обмеження активної потужності інвертора), а також втрати на стороні змінного струму (кабелі, трансформатор) та простої і обмеження. Обов'язково виконують перевірки:

- 1) граничних режимів на максимальну напругу холостого ходу стрингу  $U_{xx.max}$ , яка не повинна перевищувати дозволена системну напругу;
- 2) напруги у точці максимальної потужності  $U_{mpp}$ , яка повинна знаходитись у діапазоні робочих характеристик МРРТ інвертора  $\left[ U_{mpp.min}; U_{mpp.max} \right]$ ;
- 3) обмежень струмів, які не повинні перевищувати допустимих меж для входів та каналів.

Результати подають у вигляді діаграм втрат і уніфікованих звітів: коефіцієнт продуктивності  $PR$  та коефіцієнт використання встановленої потужності  $CF$ . Відмінності між пакетами (PVsyst, PV\*SOL, HelioScope тощо) зводяться переважно до глибини 3D-моделювання тіней, деталізації втрат, прозорості бібліотек обладнання та роботи з кліматичними даними. За функціоналом і структурою інструментів SolarPro відповідає вимогам для побудови відтворюваних енергетичних балансів і узгодженої звітності відповідно до EN IEC 61724-1:2021 (моніторинг продуктивності) та суміжних стандартів, що діють в Україні як гармонізовані ДСТУ EN / ДСТУ EN IEC (зокрема IEC 62548-1 для проектування масивів і EN 50549-1/-2 для приєднання до мереж). Дотримання такого підходу забезпечує коректне порівняння «модель ↔ вимірювання» і підвищує якість інженерних рішень у проєктах СЕС.

### 3 МОДЕЛЮВАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ У SOLARPRO

У роботі використовується пакет програмного забезпечення для моделювання SolarPro для моделювання таких даних, як вихідна потужність фотоелектричних систем генерації електроенергії.

Принцип розрахунку використовує вбудовану в програмне забезпечення метеорологічну базу даних для відповідних географічних локацій (таких як температура повітря та еквівалентні години сонячного світла) через програмні розрахунки моделювання. [11; 12; 28; 51]

#### 3.1 Огляд інтерфейсу

Доступні для моделювання варіанти включають двосхилі дахи, односхилі дахи, прямокутні дахи, а також установки на зовнішніх стінах і наземні конфігурації. Після побудови моделі будівлі користувачі можуть вільно регулювати кут огляду (рис. 3.1 і 3.2). [50–52]

Розрахунок ВАХ (I-V кривої) проілюстровано на рис. 3.3. Програмне забезпечення попередньо налаштовує дані для більшості комерційно доступних марок, моделей та специфікацій сонячних модулів та інверторів [10; 11; 15], що дозволяє здійснювати вибір із вбудованої бази даних. Якщо необхідні дані відсутні, користувачі можуть вручну ввести додаткову інформацію. Після налаштування марок сонячних модулів та інверторів, технічних характеристик та кількості послідовних і паралельних з'єднань для модулів, система може швидко та точно розрахувати діаграму I-V кривої на основі введених даних.

Розрахунки генерації електроенергії подані на рис. 3.4. На вихідну потужність як правило впливають кілька ключових факторів, включаючи технічні характеристики сонячних панелей, технічні характеристики інвертора, широту і довготу місця розташування, кут нахилу панелей і кут азимуту. Звичайно, сонячна радіація і місцевий клімат також є незамінними факторами при виборі місця розташування сонячної електростанції. Після

введення в експлуатацію на виробництво електроенергії значний вплив мають поточне технічне обслуговування та чистота модулів (ефекти затінення). Ці додаткові витрати необхідно враховувати при розрахунку терміну окупності. Програмне забезпечення для моделювання дозволяє вибрати період часу для розрахунку, наприклад, весь рік, конкретний місяць або конкретний день. Розрахунки виконуються на основі вибраного користувачем періоду часу, а результати представлені у графічному форматі або у вигляді звіту у форматі \*.pdf. Аналіз економічної вигоди розраховується на основі загальних витрат на монтаж та обслуговування фотоелектричної системи генерації електроенергії, виражених у доларах США або у налаштованій валюті. Витрати на установку включають інвертори, сонячні модулі та витрати на монтаж системи. Витрати на обслуговування після встановлення включають періодичну заміну інверторів та витрати на експлуатаційне обслуговування. Розрахунки дають період окупності інвестицій. [50–52]

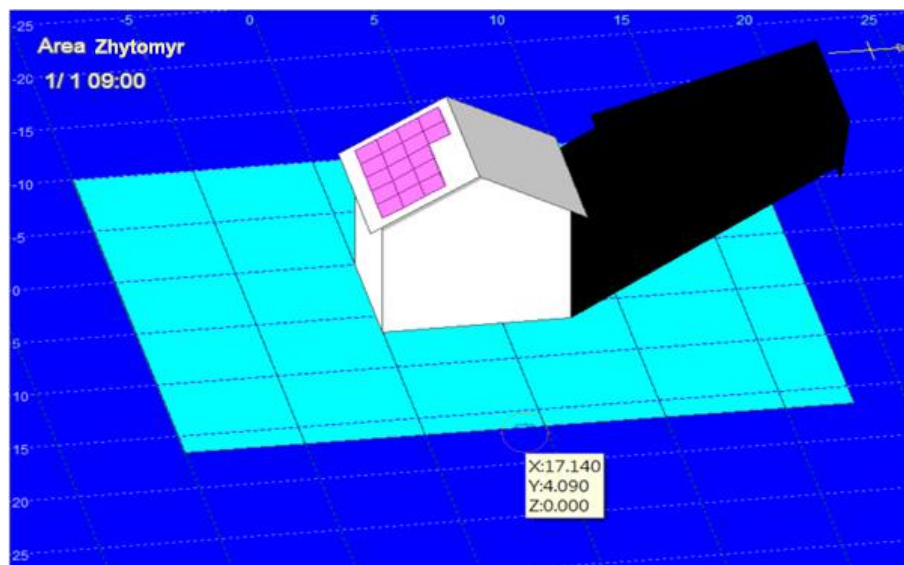


Рисунок 3.1 – Створення 3D-об'єктів  
у програмному забезпеченні для моделювання

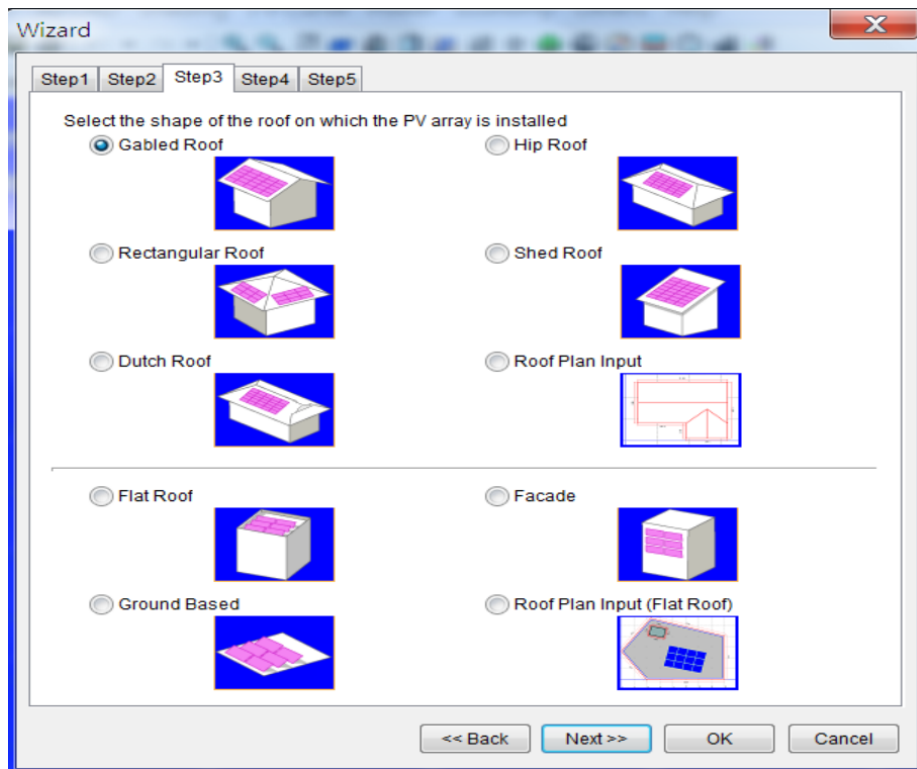


Рисунок 3.2 – Вибір типів 3D-об'єктів у програмному забезпеченні  
ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ

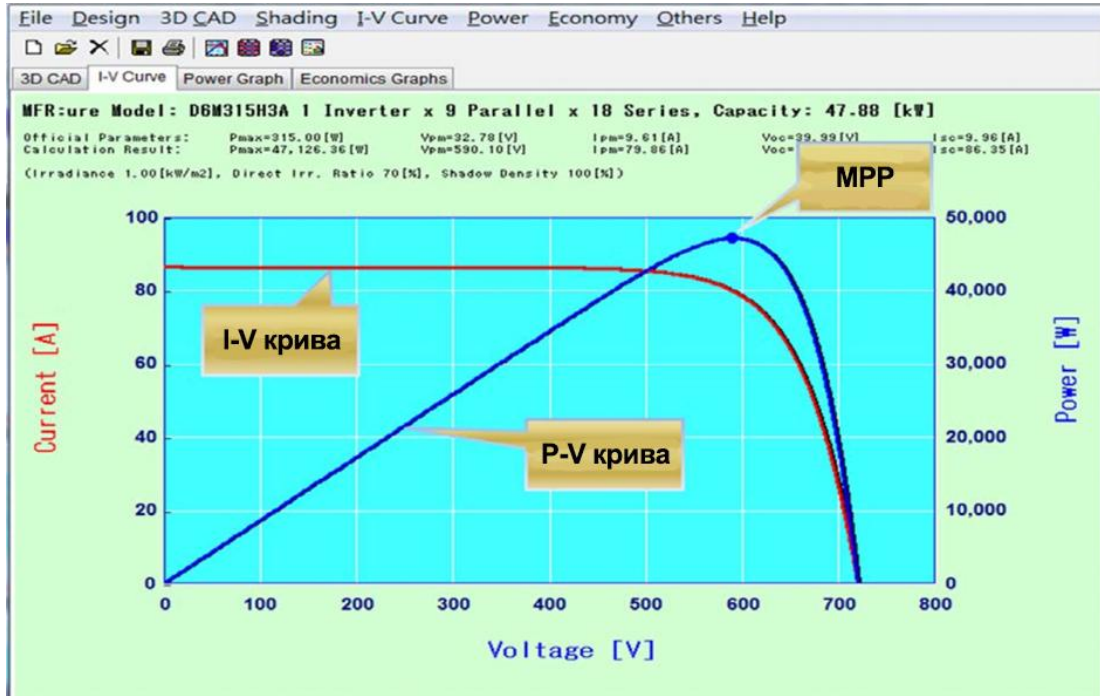


Рисунок 3.3 – Діаграми кривих: I-V (ВАХ); P-V (залежність потужності від  
напруги) і MPP (точка максимальної потужності) програмного забезпечення  
ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ

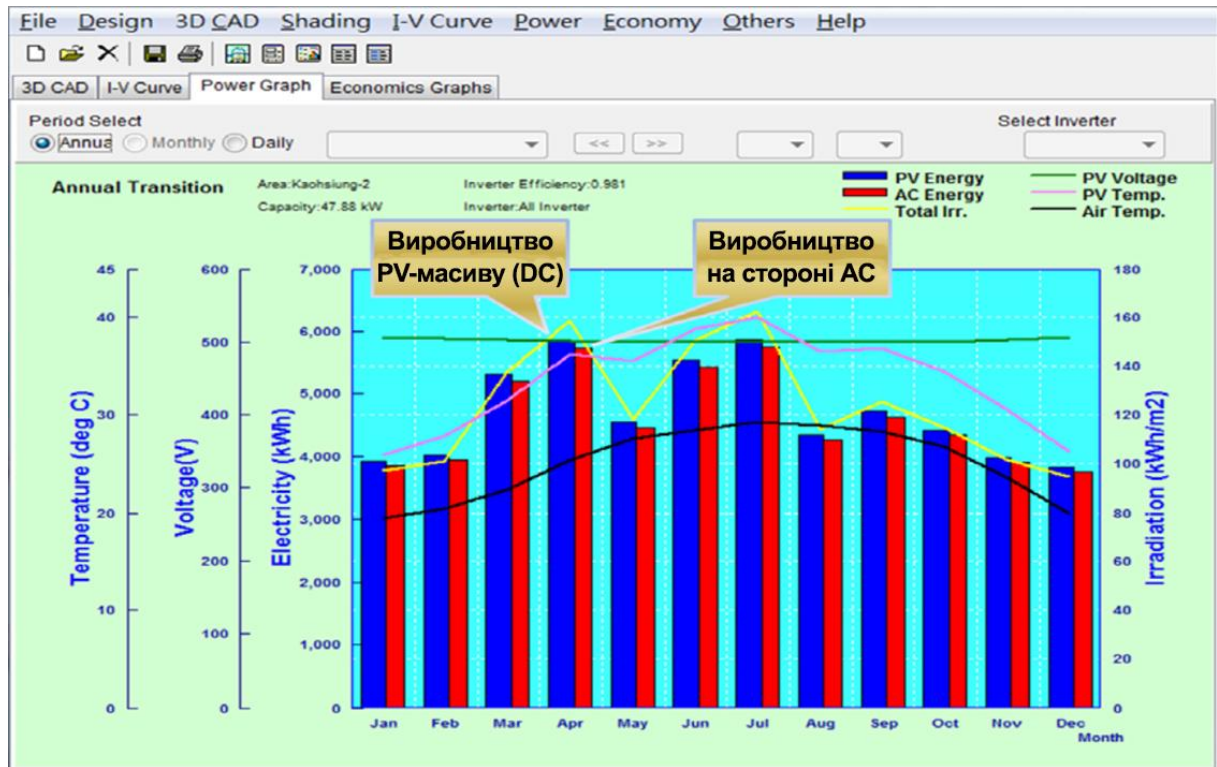


Рисунок 3.4 – Діаграма генерації електроенергії у програмному забезпеченні для моделювання

### 3.2 Структура моделі

Для моделювання та аналізу обрано об'єкт у м. Житомир. На основі фактичних даних про виробництво електроенергії та сонячне випромінювання, зібраних протягом одного року для цих ділянок, було використано програмне забезпечення SolarPro для моделювання та перевірки загального виробництва електроенергії та пов'язаних даних фотоелектричних систем. Дані про сонячну радіацію та температуру атмосфери, включені до програмного забезпечення для моделювання, представляють середні значення за 10 років, тому модельовані показники виробництва електроенергії можуть дещо відрізнятися від фактичного річного виробництва електроенергії. Спочатку було проаналізовано та обчислено дані про виробництво електроенергії та сонячну радіацію, отримані з об'єкта. Ці дані було статистично зареєстровано щодня між 5:00 та 19:00. Потім за допомогою програмного забезпечення для моделювання було створено модель та

проаналізовано дані моделювання. Схема структури моделювання наведена на рис. 3.5.

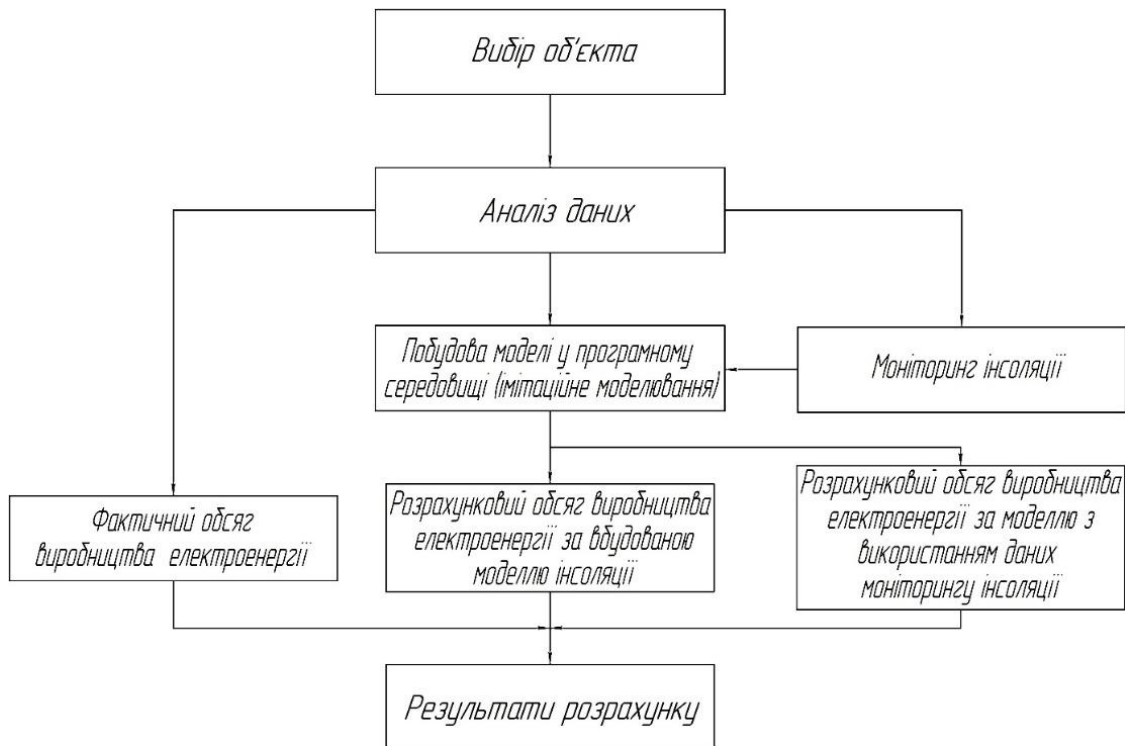


Рисунок 3.5 – Схема структури моделювання

### 3.3 Результати моделювання фотоелектричної системи

У цьому розділі розглядається багатоповерхова будівля у м. Житомир. На даху будівлі була встановлена сонячна фотоелектрична система потужністю 48 кВт.

Система була підключена до електромережі у травні 2023 року з використанням конфігурації підключення до електромережі. Всього 152 сонячні модулі розміщені на двосхилому даху під кутом нахилу  $30^\circ$ , з кутами азимуту  $180^\circ$  і  $270^\circ$ . Технічні характеристики сонячних модулів наведені у табл. 3.1, а технічні характеристики інвертора наведені у табл. 3.2.

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики сонячних модулів для фотоелектричної системи генерації електроенергії потужністю 48 кВт

| Бренд/Модель  | URE/D6M315H3A                                       |
|---|---|
| Максимальна вихідна потужність, $P_{max}$ , Вт                            | 315   |
| ККД модуля, %   | 19,4  |
| Напруга розімкнутого ланцюга $U_{oc}$ , В                                 | 39,99   |
| Напруга максимальної потужності $U_{mpp}$ , В                             | 32,78   |
| Струм короткого замикання $I_{sc}$ , А                                    | 9,96  |
| Струм максимальної потужності $I_{mpp}$ , А                               | 9,61  |
| Розміри $B \times Ш \times T$ , мм  | 1640 × 992 × 40                                     |
| Сонячні елементи  | 60 монокристалічних кремнієвих 6-дюймових елементів |
| Температурний коефіцієнт струму короткого замикання $1/^\circ\text{C}$    | 0,072   |
| Температурний коефіцієнт напруги розімкнутого ланцюга, $1/^\circ\text{C}$ | -0,3912   |
| Температурний коефіцієнт максимальної потужності, $1/^\circ\text{C}$      | -0,4335   |

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики інвертора для фотоелектричної системи генерації електроенергії потужністю 48 кВт

| Бренд/модель                  | SMA/Sunny Tripower<br>CORE1 STP 50-40 |
|-------------------------------|---------------------------------------|
| Розміри, мм                   | 569 × 733 × 621                       |
| Вхід (DC)                     |                                       |
| Максимальна потужність, кВт   | 75                                    |
| Максимальна вхідна напруга, В | 1000                                  |
| Номинальна вхідна напруга, В  | 670                                   |

Продовження табл. 3.2

|   |                                       |
|---|---------------------------------------|
| Бренд/модель                                | SMA/Sunny Tripower<br>CORE1 STP 50-40 |
| Діапазон напруги, $V$ /кількість MPPT       | 500–800 / 6                           |
| Мінімальна вхідна напруга, $V$              | 150                                   |
| Вихід (AC)                                  |                                       |
| Номінальна потужність змінного струму, $kW$ | 50                                    |
| Напруга змінного струму, $V$                | 3Ф4W 220 / 380                        |
| Частота, $Гц$                               | 50 / 60                               |
| Максимальний вихідний струм, $A$            | 72,5                                  |
| Максимальна ефективність, %                 | 98                                    |

Ця установка складається з 152 сонячних модулів URE-D6M315H3A (по 315  $Вт$  кожен), загальною потужністю 48  $kW$ . Вона включає один інвертор SMA 50  $kW$  для перетворення постійного струму на змінний.

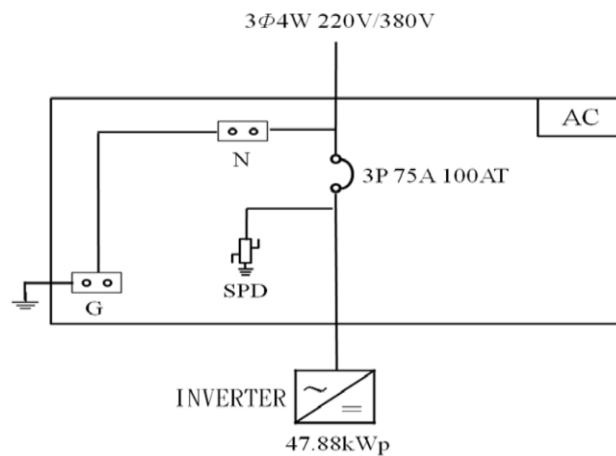


Рисунок 3.6 – Однолінійна схема сонячної фотоелектричної системи генерації електроенергії потужністю 48  $kW$  (AC сторона)

Сонячні модулі розташовані у послідовно-паралельній конфігурації: 18 ланцюгів у 4 паралельних групах і 16 ланцюгів у 5 паралельних групах. Однолінійна схема системи показана на рис. 3.6 і 3.7, а 3D-візуалізація будівлі – на рис. 3.8.

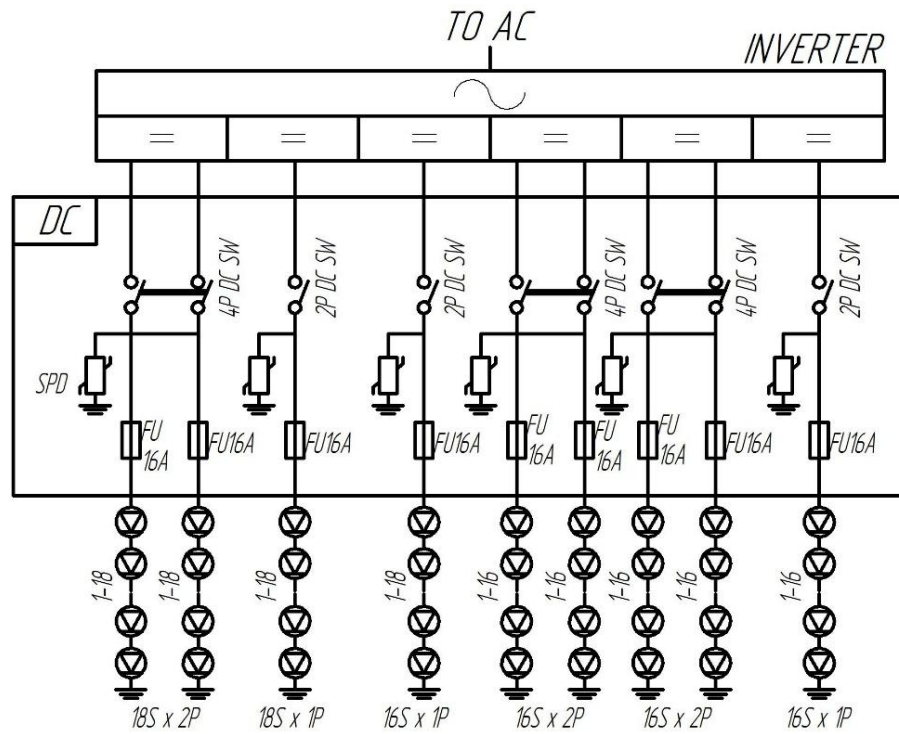


Рисунок 3.7 – Однолінійна схема сонячної фотоелектричної системи генерації електроенергії потужністю 48 кВт (DC сторона)

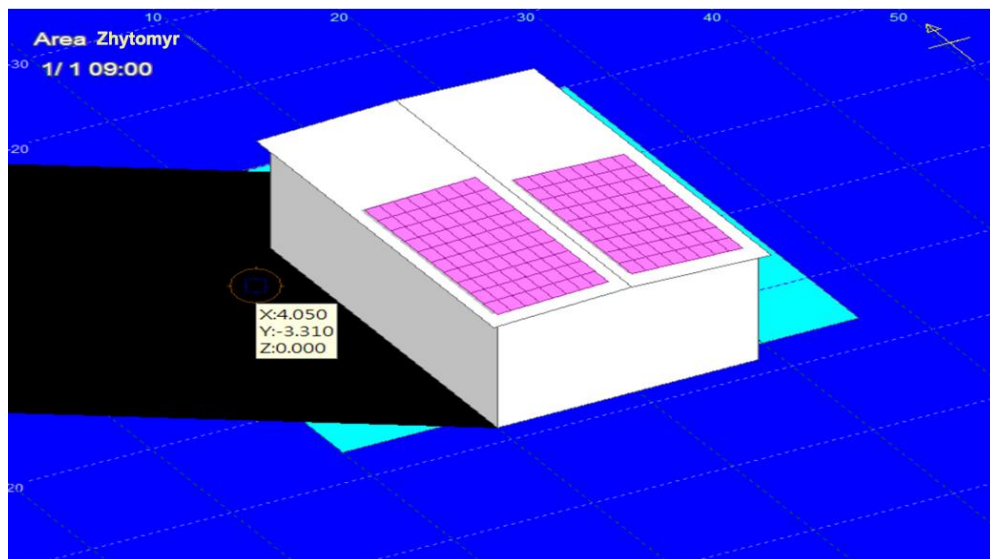


Рисунок 3.8 – 3D-візуалізація сонячної фотоелектричної системи потужністю 48 кВт

На основі технічних характеристик та конфігурації установки сонячних модулів та інверторів потужністю 48 кВт у м. Житомир можна отримати діаграму

I-V кривої. Діаграма відображає лише діаграму I-V кривої для максимальної кількості послідовно-паралельних з'єднань, як показано на рис. 3.9.

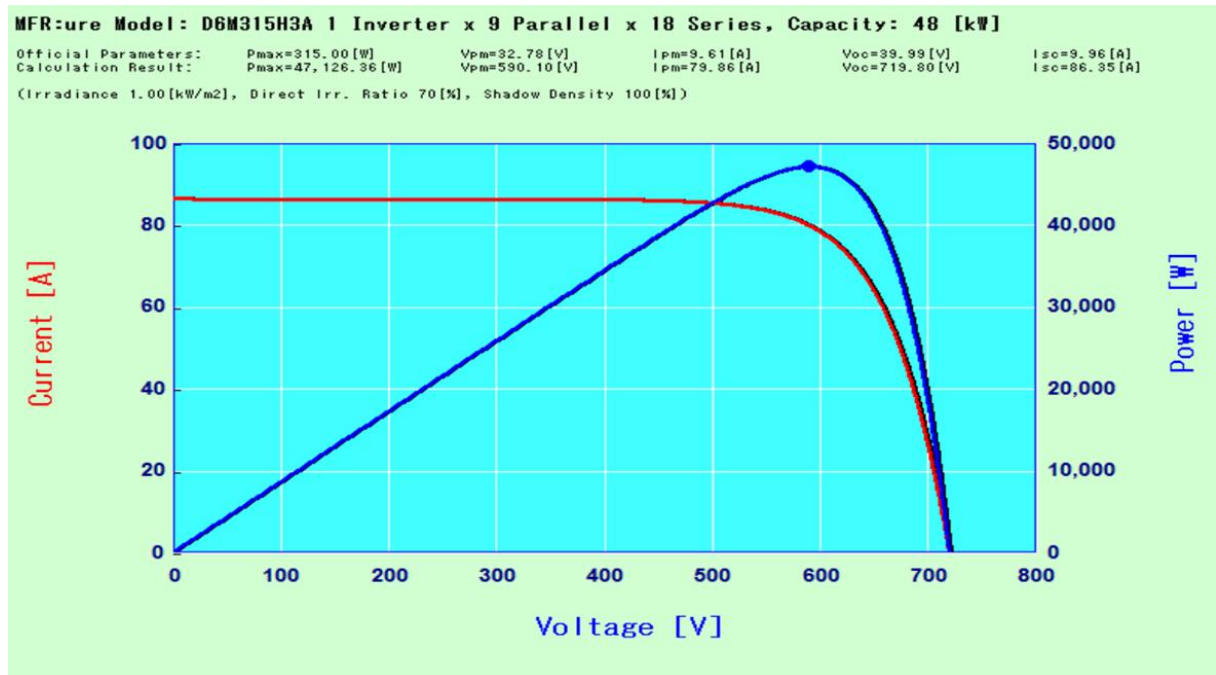


Рисунок 3.9 – Діаграма I-V кривої для сонячної фотоелектричної системи генерації електроенергії потужністю 48 кВт

У табл. 3.3 наведено вбудовані еквівалентні години сонячного світла для м. Житомир у програмному забезпеченні для моделювання, з середньорічною еквівалентною тривалістю сонячного світла 3,58 год/добу.

На рис. 3.10 подано модельоване виробництво електроенергії фотоелектричною системою у м. Житомир з використанням вбудованих еквівалентних годин сонячного світла у програмному забезпеченні.

Таблиця 3.3 – Таблиця еквівалентних годин сонячного світла PHS

| Місяць | Вбудовані у програмне забезпечення PHS, год/добу | Місяць  | Вбудовані у програмне забезпечення PHS, год/добу |
|--------|--|---------|--|
| Січень | 1,01   | Липень  | 5,04   |
| Лютий  | 1,82   | Серпень | 4,66   |

Продовження табл. 3.3

| Місяць   | Вбудовані у програмне забезпечення<br><i>PHS, год/добу</i> | Місяць   | Вбудовані у програмне забезпечення<br><i>PHS, год/добу</i> |
|----------|--|----------|--|
| Березень | 2,87   | Вересень | 3,06   |
| Квітень  | 3,88   | Жовтень  | 1,87   |
| Травень  | 5,16   | Листопад | 1,04   |
| Червень  | 5,19   | Грудень  | 0,83   |
| Середній | 3,04   |          |  |

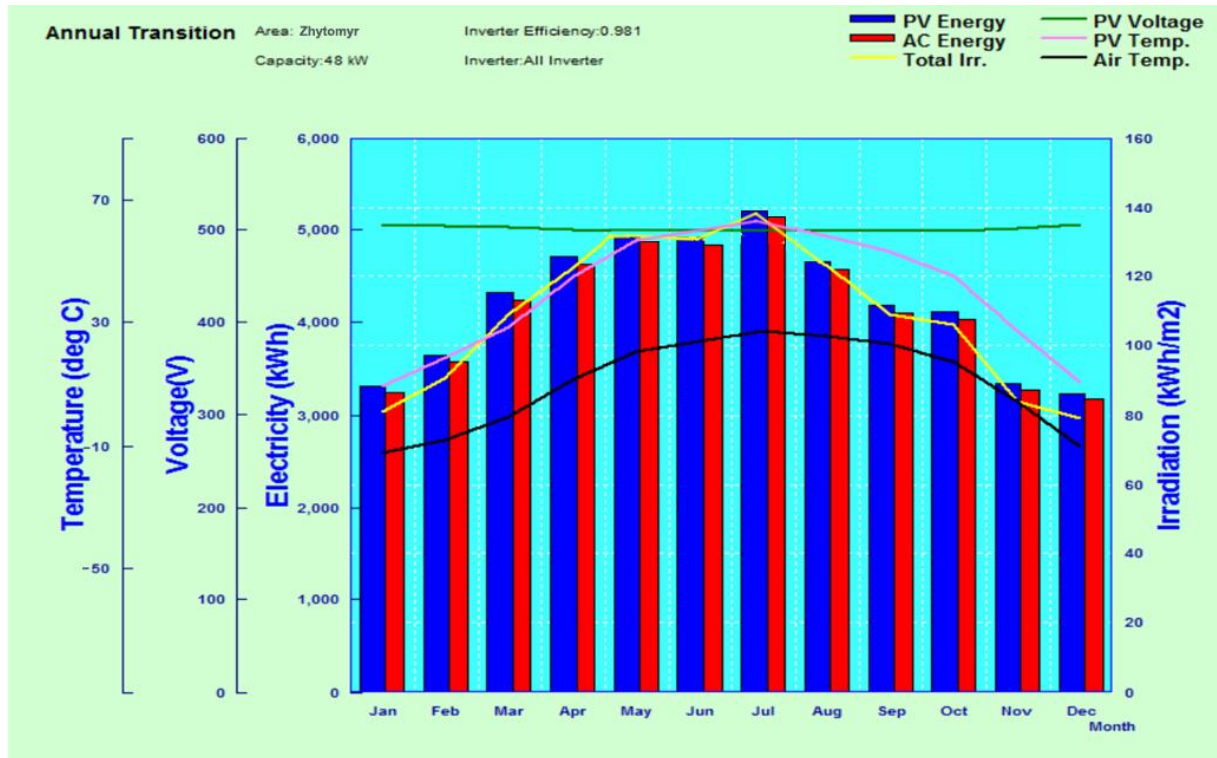


Рисунок 3.10 – Діаграма генерації електроенергії, змодельована за допомогою програмного забезпечення для СЕС 48 кВт

Дані про виробництво електроенергії з рис. 3.10, «Графік виробництва електроенергії, змодельований за допомогою програмного забезпечення для сонячної радіації у м. Житомир, 48 кВт», зведені до табл. 3.4. Найбільша місячна генерація відбулася у липні і склала 4890,63 кВт·год, а найнижча була

зафіксована в грудні і склала 3177,75 *кВт·год*. Річна загальна генерація склала 49775,77 *кВт·год*, а середня місячна генерація – 4148,16 *кВт·год*. Середня добова генерація на 1 *кВт* склала 2,85 *кВт·год/доба/кВт*.

Таблиця 3.4 – Таблиця моделювання виробництва електроенергії для СЕС потужністю 48 *кВт* у м. Житомир на основі еквівалентних годин сонячного світла, розрахованих за допомогою програмного забезпечення

| Місяць            | Сонячна радіація, інтегрована у програмне забезпечення. Модельоване виробництво електроенергії, <i>кВт·год</i> | Місяць   | Сонячна радіація, інтегрована у програмне забезпечення. Модельоване виробництво електроенергії, <i>кВт·год</i> |
|-------------------|--|----------|--|
| Січень            | 3256,52  | Липень   | 4890,63  |
| Лютий             | 3583,81  | Серпень  | 4814,57  |
| Березень          | 4117,30  | Вересень | 4578,67  |
| Квітень           | 4250,19  | Жовтень  | 4048,12  |
| Травень           | 4840,13  | Листопад | 3285,08  |
| Червень           | 4633,57  | Грудень  | 3177,75  |
| Повний рік        | 49775,77   |          |  |
| Середньо-місячний | 4148,16  |          |  |
| Середньо-добовий  | $49775,77 / 365 / 48 = 2,85 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{доба}/\text{кВт}$                                 |          |  |

Далі ми моделюємо виробництво електроенергії, використовуючи фактично виміряні еквівалентні сонячні години у м. Житомир. У табл. 3.5 наведено фактично виміряні еквівалентні сонячні години для м. Житомир, з середньорічною еквівалентною тривалістю сонячного світла 3,24 *год/добу*.

Таблиця 3.5 – Фактично виміряні еквівалентні сонячні години (PHS) для СЕС 48 кВт у м. Житомир

| Місяць            | PHS, год/добу | Місяць   | PHS, год/добу |
|-------------------|---------------|----------|---------------|
| Січень            | 1,52          | Липень   | 4,79          |
| Лютий             | 2,55          | Серпень  | 4,66          |
| Березень          | 3,44          | Вересень | 3,37          |
| Квітень           | 4,27          | Жовтень  | 2,34          |
| Травень           | 5,26          | Листопад | 1,46          |
| Червень           | 4,93          | Грудень  | 1,25          |
| Середнє за місяць | 3,24          |          |               |

У табл. 3.5 розглядається модельоване виробництво електроенергії на основі моніторингу сонячної радіації порівняно з фактичним виробництвом електроенергії для фотоелектричної системи потужністю 48 кВт у м. Житомир.

Було виявлено, що середня похибка між модельованим та фактичним значенням еквівалентних сонячних годин становить  $-7,77\%$ . Це значення похибки є дещо завищеним, і вважається, що похибка може бути спричинена забрудненням піранометра. Тому для її коригування використовується метод лінійного коригування. Фактичні еквівалентні години сонячного світла, що були виміряні, помножені на 1,08, а скориговані еквівалентні години сонячного світла наведені у табл. 3.6. Середньорічна еквівалентна кількість сонячних годин на день становила 3,50 год. Модельоване виробництво електроенергії на основі скоригованих еквівалентних сонячних годин подано на рис. 3.11.

Таблиця 3.6 – Фактична кількість годин сонячного світла (PHS) (скоригована) для м. Житомир, СЕС 48 кВт

| Місяць            | Внесені в програмне забезпечення PHS, год/добу | Місяць   | Внесені в програмне забезпечення PHS, год/добу |
|-------------------|--|----------|--|
| Січень            | 1,64   | Липень   | 5,17   |
| Лютий             | 2,73   | Серпень  | 5,03   |
| Березень          | 3,72   | Вересень | 3,64   |
| Квітень           | 4,61   | Жовтень  | 2,50   |
| Травень           | 5,68   | Листопад | 1,58   |
| Червень           | 5,32   | Грудень  | 1,35   |
| Середнє за місяць | 3,50   |          |  |

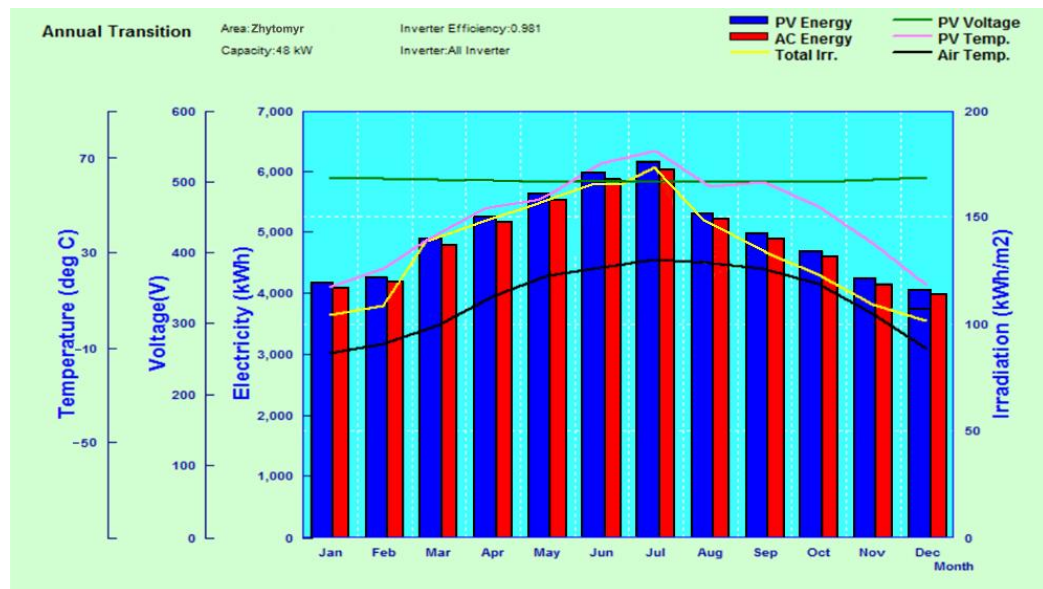


Рисунок 3.11 – Фактичний моніторинг сонячної радіації.

Діаграма результатів моделювання генерації електроенергії (скоригована) для м. Житомир, СЕС 48 кВт

Скориговані дані про модельоване виробництво електроенергії для об'єкта моніторингу потужністю 48 кВт у м. Житомир, як подано на рис. 3.11,

були зібрані та узагальнені у табл. 3.7. Найвища місячна генерація відбулася в липні і склала 6054,33 *кВт·год*, а найнижча була зафіксована в грудні і склала 3999,75 *кВт·год*. Річна загальна генерація склала 58686,24 *кВт·год*, а середньомісячна генерація – 4890,55 *кВт·год*. Середньодобова генерація на 1 *кВт* склала 3,36 *кВт·год/добу/кВт*.

Таблиця 3.7 – Результати моделювання виробництва електроенергії за фактичними даними моніторинг сонячної радіації (скоригована) для м. Житомир, СЕС 48 *кВт*

| Місяць            | Сонячна радіація, розрахована за допомогою програмного забезпечення. Моделюване виробництво, <i>кВт·год</i> | Місяць   | Сонячна радіація, розрахована за допомогою програмного забезпечення. Моделюване виробництво, <i>кВт·год</i> |
|-------------------|---|----------|---|
| Січень            | 4112,37   | Липень   | 6054,43   |
| Лютий             | 4206,73   | Серпень  | 4912,16   |
| Березень          | 4756,42   | Вересень | 4548,20   |
| Квітень           | 5519,39   | Жовтень  | 4617,86   |
| Травень           | 5743,23   | Листопад | 4173,16   |
| Червень           | 6043,34   | Грудень  | 3999,75   |
| Повний рік        | 58686,24  |          |   |
| Середньо-місячний | 4890,55   |          |   |
| Середньо-добовий  | $58686,24 / 365 / 48 = 3,36 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{доба}/\text{кВт}$                              |          |   |

Вищезазначені дані про виробництво електроенергії та пов'язана з ними інформація підсумовані у табл. 3.8. Значення похибки були розраховують, порівнюючи фактичне виробництво електроенергії, вбудоване у програмне забезпечення моделювання виробництва електроенергії за допомогою сонячної енергії та значення похибки моделювання виробництва

електроенергії за допомогою сонячної енергії, що контролюється. Середня похибка між модельованим виробництвом електроенергії за допомогою вбудованої в програмне забезпечення функції моделювання сонячної радіації та фактичним виробництвом електроенергії становить  $-17,07\%$ . Середня похибка між скоригованим моніторинговим виробництвом електроенергії за допомогою моделювання сонячної радіації та фактичним виробництвом електроенергії становить  $-2,35\%$ . Результати показують, що похибка в моніторинговому виробництві електроенергії за допомогою моделювання сонячної радіації є меншою порівняно з фактичним виробництвом електроенергії.

Таблиця 3.8 – Порівняння значень похибки моделювання виробництва електроенергії для системи потужністю  $48\text{ кВт}$

| Дата    | Фактичне виробництво ел/енергії, $\text{кВт}\cdot\text{год}$ | Моделювання за вбудованими даними сонячної радіації |            | Моделювання за даними моніторингу (скориговане)     |            |
|---------|--|---|------------|---|------------|
|         |  | Виробництво ел/енергії, $\text{кВт}\cdot\text{год}$ | Похибка, % | Виробництво ел/енергії, $\text{кВт}\cdot\text{год}$ | Похибка, % |
| 08/2024 | 5235,37  | 4814,57   | -8,72      | 4912,16   | -6,17      |
| 09/2024 | 4807,82  | 4578,67   | -4,74      | 4548,20   | -5,45      |
| 10/2024 | 4783,14  | 4048,12   | -15,38     | 4617,86   | -3,47      |
| 11/2024 | 4038,14  | 3285,08   | -18,66     | 4173,16   | 3,34       |
| 12/2024 | 3664,17  | 3177,75   | -13,24     | 3999,75   | 9,15       |
| 01/2025 | 3844,53  | 3256,52   | -15,27     | 4112,37   | 6,95       |
| 02/2025 | 4299,87  | 3583,81   | -16,67     | 4206,73   | -2,14      |
| 03/2025 | 5031,10  | 4117,30   | -22,25     | 4756,32   | -5,43      |
| 04/2025 | 5635,34  | 4250,19   | -24,56     | 5519,39   | -2,04      |

Продовження табл. 3.8

| Дата            | Фактичне виробництво ел/енергії, $кВт \cdot год$ | Моделювання за вбудованими даними сонячної радіації |            | Моделювання за даними моніторингу (скориговане) |            |
|-----------------|--|---|------------|---|------------|
|                 |  | Виробництво ел/енергії, $кВт \cdot год$             | Похибка, % | Виробництво ел/енергії, $кВт \cdot год$         | Похибка, % |
| 05/2025         | 6270,89  | 4840,13   | -22,83     | 5743,23   | -8,43      |
| 06/2025         | 6363,78  | 4633,57   | -27,17     | 6043,34   | -5,05      |
| 07/2025         | 6648,30  | 4890,63   | -26,45     | 6054,43   | -8,95      |
| Середньомісячне | 5051,77  | 4148,16   | -17,07     | 4890,65   | -2,35      |

У табл. 3.9 наведено порівняльну таблицю коефіцієнтів ефективності для сонячної фотоелектричної системи потужністю 48  $кВт$  у м. Житомир. Значення  $PR$  було розраховано за формулою [1; 24]:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{AC} / P_{STC}}{H_{POA} / G^*}, \quad (3.1)$$

де  $Y_f$  – кінцева віддача,  $год$ , що чисельно дорівнює корисній електроенергії на виході станції, віднесена до встановленої потужності;

$Y_r$  – референтна віддача,  $год$ , що чисельно дорівнює еквівалентним «сонячним годинам» за опроміненістю у площині масиву;

$E_{AC}$  – відпущена активна енергія на боці змінного струму за період інтегрування,  $кВт \cdot год$ ;

$P_{STC}$  – сумарна встановлена DC-потужність ФЕ-масиву за стандартних умов STC (25 °C, спектр AM1,5);

$H_{POA}$  – сумарна опроміненість в площині масиву за період інтегрування,  $кВт \cdot год / м^2$ ;

$G^*$  – референтна опроміненість STC,  $G^* = 1кВт / м^2$ .

Фактичне значення  $PR$  має середньорічний показник приблизно 0,85. Моделювання за вбудованим значенням  $PR$  має середньорічний показник приблизно 0,8, тоді як значення  $PR$  за даними моніторингу має середньорічний показник приблизно 0,79. Наразі нововстановлені фотоелектричні системи генерації електроенергії як правило мають значення  $PR$  близько 0,8. [9; 24]

Таблиця 3.9 – Таблиця порівняння коефіцієнтів продуктивності  $PR$  для СЕС 48 кВт

| Дата    | Фактичне значення $PR$ | Моделювання за вбудованими параметрами |            | Моделювання за скоригованими параметрами |            |
|---------|------------------------|--|------------|--|------------|
|         |                        | Значення $PR$                          | Похибка, % | Значення $PR$                            | Похибка, % |
| 08/2024 | 0,88                   | 0,78                                   | -11,45     | 0,78                                     | -10,71     |
| 09/2024 | 0,87                   | 0,78                                   | -9,66      | 0,77                                     | -11,19     |
| 10/2024 | 0,87                   | 0,80                                   | -8,14      | 0,79                                     | -8,93      |
| 11/2024 | 0,83                   | 0,82                                   | -1,17      | 0,80                                     | -2,73      |
| 12/2024 | 0,80                   | 0,84                                   | 4,37       | 0,83                                     | 3,10       |
| 01/2025 | 0,82                   | 0,84                                   | 1,85       | 0,83                                     | 0,56       |
| 02/2025 | 0,88                   | 0,82                                   | -6,69      | 0,81                                     | -7,61      |
| 03/2025 | 0,85                   | 0,81                                   | -4,76      | 0,79                                     | -7,28      |
| 04/2025 | 0,84                   | 0,79                                   | -5,64      | 0,75                                     | -9,67      |
| 05/2025 | 0,88                   | 0,77                                   | -12,41     | 0,79                                     | -10,77     |
| 06/2025 | 0,87                   | 0,77                                   | -11,02     | 0,76                                     | -13,03     |
| 07/2025 | 0,85                   | 0,77                                   | -10,0      | 0,74                                     | -13,23     |
| Середнє | 0,85                   | 0,80                                   | -6,23      | 0,79                                     | -7,62      |

У табл. 3.9 наведено порівняння модельованої генерації електроенергії на основі вимірної сонячної радіації з фактичною генерацією електроенергії для фотоелектричної системи потужністю 48 кВт у м. Житомир.

Рис. 3.12 показує, що модельоване виробництво на основі вимірної інсоляції більш точно відповідає фактичному виробництву. На рис. 3.13

подано діаграму порівняння значень  $PR$ . Очевидно, що середні значення  $PR$  для моделювання за вбудованими параметрами інсоляції та моделювання вимірної інсоляції за скоригованими параметрами практично ідентичні і коливаються у діапазоні 0,8.

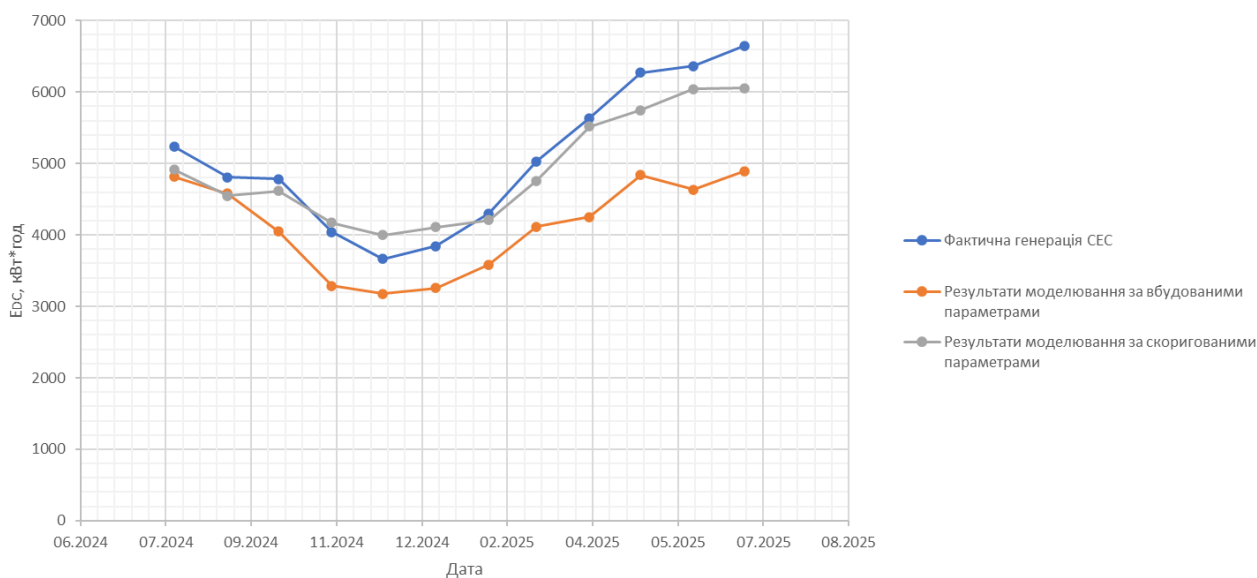


Рисунок 3.12 – Порівняння виробництва електроенергії для СЕС потужністю 48 кВт у м. Житомир

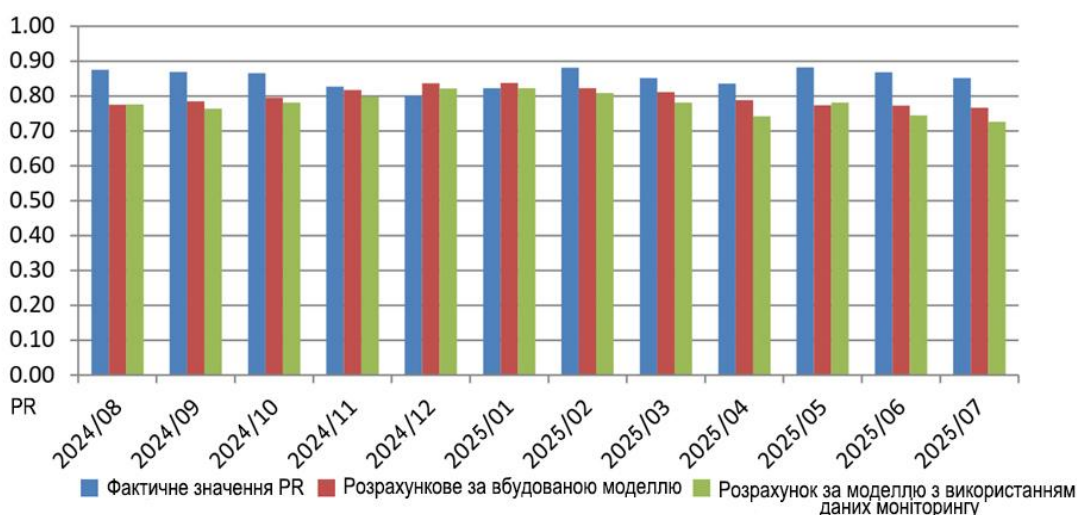


Рисунок 3.13 – Діаграма порівняння коефіцієнтів продуктивності  $PR$  для системи потужністю 48 кВт

### Висновки з розділу 3

У цьому дослідженні було використано програмний комплекс SolarPro для моделювання виробництва електроенергії та пов'язаних з цим даних для фотоелектричних систем. Аналізована система складалася з установки потужністю 48 *кВт* у м. Житомир.

У розділі, що моделює виробництво електроенергії з використанням фактичних даних моніторингу, середня похибка між модельованою потужністю системи 48 *кВт* м. Житомир (на основі вбудованої в програмне забезпечення моделі сонячної радіації) та її фактичною потужністю становила  $-17,05\%$ . Середня похибка між модельованим виробництвом електроенергії на основі моніторингу інсоляції та фактичним виробництвом електроенергії становила  $-2,3\%$ . Замінивши всі параметри Комітету з перегляду тарифів на електроенергію в програмному забезпеченні для моделювання, було отримано термін окупності проекту приблизно 10 років і 3 місяці. Що стосується моделювання виробництва електроенергії, результати показують, що сонячна радіація, виміряна на місці, більш точно відповідає фактичному виробництву електроенергії, ніж вбудована модель сонячної радіації в програмному забезпеченні для моделювання.

Порівнюючи модельоване виробництво електроенергії з фактичною потужністю для СЕС 48 *кВт*, середній показник відхилення становив відповідно  $-1,73\%$ , що вказує на досить високу точність моделювання. Теоретично, все отримане сонячне випромінювання повинно перетворюватися на фактичну вироблену електроенергію. Однак на практиці системи зазнають втрат через такі фактори, як температура, втрати в лініях, затінення та забруднення модулів, які впливають на фактичну вироблену електроенергію на місці. Крім того, надійність даної системи є критично важливим аспектом під час аналізу. Наприклад, коли системи моніторингу отримують дані про виробництво електроенергії від інверторів або витягують відповідну інформацію з піранометрів для статистичної реєстрації, такі несправності, як порушення роботи інверторів, відключення ліній електропередачі або

забруднення або затінення піранометрів, неминуче впливають на результати аналізу.

На основі розглянутих джерел і результатів моделювання можна рекомендувати такі напрямки майбутніх досліджень:

1. У роботі використано дані про сонячну радіацію за весь небосхил за десять років. Після перетворення на еквівалентні години сонячного світла ці значення вводяться до програмного забезпечення для моделювання з метою порівняльного аналізу виробництва електроенергії. Дані мають значну довідкову цінність, оскільки модельовані показники виробництва іноді перевищують показники, отримані в результаті фактичного моніторингу сонячної радіації на місці. Отже, необхідні подальші практичні дослідження для підтвердження доцільності та надійності використання даних метеорологічного бюро для оцінки виробництва електроенергії на конкретному місці.

2 Дані про виробництво електроенергії на об'єкті та пов'язані з цим дані наразі доступні лише за два роки. Аналіз на основі даних за більш тривалий період повинен дати кращі результати порівняно з аналізом за більш короткий період. Значення *PR* системи необхідно щорічно порівнювати з цим базовим показником для оцінки потенційних ризиків погіршення стану системи, що слугуватиме орієнтиром для технічного обслуговування об'єкта.

3 Рекомендується, щоб фотоелектричні системи певного масштабу під час установки були оснащені невеликою метеорологічною станцією для реєстрації ключових даних. Це полегшує перехресне порівняння та самоперевірку, що значно полегшує подальший аналіз системи.

## 4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

У цьому розділі узгоджується методологія оцінювання економічної доцільності проектів СЕС із вимогами чинних в Україні національних стандартів, гармонізованих з ЄС, і з регуляторним середовищем українського ринку електроенергії. За базу приймається підхід чистої приведеної вартості (NPV), сценарно-чутливий аналіз і правила побудови бізнес-кейсів відповідно до ДСТУ EN 17463:2022 (VALERI) та облік вартості життєвого циклу за ДСТУ ISO 15686-5:2020 (LCC). Саме ці документи визначають, як збирати, розраховувати, оцінювати і документувати дані, як обирати ставку дисконту, як проводити аналіз невизначеностей та як оформлювати звітність з економічної ефективності енергоінвестицій, включно з СЕС. [53]

### 4.1 Методологічна основа розрахунків

Методологія VALERI (EN 17463) передбачає послідовність: постановка моделі (ідентифікація вигід/витрат, їх кількісна оцінка та монетизація, урахування деградації й цінових трендів, визначення ставки дисконту), розрахунок NPV для «найімовірного» сценарію, аналіз чутливості та сценарний аналіз, інтерпретація і звітування з контрольними переліками додатків. Підхід LCC (ISO 15686-5) доповнює це класифікацією витрат по стадіях (придбання, введення в експлуатацію, експлуатація, техобслуговування, заміни, виведення з експлуатації та утилізація) і встановлює правила роботи з реальними/номінальними грошовими потоками та інфляцією. Для енергетичного блоку задають показники доступності за EN IEC 61724-1:2021 (класи моніторингу A/B/C, визначення *PR*, вимоги щодо якості даних), що забезпечує метрологічну узгодженість виробництва з вимогами національними стандартами. Питання приєднання та режимних вимог (антиострівний захист, діапазони напруги/частоти, керованість реактивної потужності) регламентуються EN 50549-1/-2 для мереж низької і середньої напруг у чинних редакціях з поправкою A1:2023.

З урахуванням ринку збуту в Україні розглядаються три базові режими: продаж за «зеленим» тарифом (відповідно до діючого законодавства і постанов НКРЕКП), продаж на конкурентному ринку (РДН/ВДР/балансуючий ринок або корпоративний РРА) та самоспоживання/Net Billing для активних споживачів за Правилами роздрібного ринку (НКРЕКП № 312 зі змінами). Нормативні засади становлять Закон України «Про альтернативні джерела енергії», Порядок встановлення та припинення дії «зеленого» тарифу, поточні рішення НКРЕКП щодо ставок «зеленого» тарифу, а також Правила ринку і Правила роздрібного ринку. Для взаємодії з Оператором систем передачі (ОСП) використовується регламентована інформація НЕК «Укренерго».

#### 4.2 Структура капітальних та експлуатаційних витрат

До складу капітальних витрат (*CAPEX*) для СЕС входять: фотомодулі, інвертори, несучі конструкції, кабельно-провідникова продукція, апаратура захисту і КВПіА, будівельно-монтажні роботи, проектування та авторський нагляд, приєднання до мережі, системи моніторингу (відповідно до класу за EN IEC 61724-1), пусконаладжувальні роботи, резерви на непередбачені витрати та, за потреби, земельні роботи і оформлення майнових прав. Нормативно-технічні інтерфейси і вимоги приєднання встановлюються відповідно до EN 50549-1/-2 і локальними умовами операторів систем.

До експлуатаційних витрат (*OPEX*) відносять планове та позапланове техобслуговування, моніторинг/калібрування вимірювальних каналів згідно з класом системи спостереження, страхування, оренду землі/дахів, диспетчеризацію, небаланси та балансуючу відповідальність, мережеві виплати відповідно до Правил ринку, а також періодичну заміну інверторів або інших вузлів.

Аналітичні співвідношення подаються у вигляді

$$CAPEX = \sum_0^i C_i ; \quad (4.1)$$

$$OPEX_t = OPEX_0 (1 + \pi)^{t-1}, \quad (4.2)$$

де  $C_i$  – статті початкових інвестицій, грн або євро;

$OPEX_0$  – базові річні операційні витрати;

$\pi$  – темп інфляції та індексації обслуговування відповідно до життєвого циклу  $t$  проекту ( $LCC$ ) за методикою ISO 15686-5.

### 4.3 Енерго-економічна модель

Річне виробництво продукту (для СЕС це виробництво електроенергії) описується виразом

$$E_t = P_{DC,STC} Y_{sp} A (1 - curt) (1 - d)^{t-1}, \quad (4.3)$$

де  $P_{DC,STC}$  – встановлена потужність по постійному струму,  $kWm_p$ ;

$Y_{sp}$  – питоме виробництво у перший рік,  $kWh/god/kWm_p$ ;

$A$  – коефіцієнт доступності відповідно до EN IEC 61724-1; [54]

$curt$  – частка вимушеного обмеження відпуску;

$d$  – річна деградація модулів.

Визначення  $Y_{sp}$  базується на транспозиційній та термомоделі, а вимоги до даних моніторингу – на EN IEC 61724. [53; 55]

### 4.4 Режими збуту та грошові потоки

Грошовий потік до оподаткування для року  $t$  задається як

$$CF_t = R_t - OPEX_t - R_t^{cap}, \quad (4.4)$$

де  $R_t$  – виручка (або уникнені витрати);

$R_t^{cap}$  – капітальні витрати заміщення.

Для «зеленого» тарифу використовується

$$R_t^{FIT} = E_t^{\text{exp}} \cdot p_{FIT}(t), \quad (4.5)$$

де  $E_t^{\text{exp}}$  – відпуск у мережу;

$p_{FIT}(t)$  – ставка «зеленого» тарифу за рішеннями НКРЕКП.

Для продажу на ринку (РДН/ВДР/БР) або за корпоративним РРА виручка у спрощенні подається як

$$R_t^{DAM} = \sum_{h=1}^H (E_{t,h} \cdot p_{DAM,t,h}), \quad (4.6)$$

де  $p_{DAM,t,h}$  – погодинні ціни РДН або контрактні ціни за Правилами ринку та у взаємодії з ОСП.

Для самоспоживання/Net Billing (активні споживачі за Правилами роздрібного ринку) зручно використовувати

$$R_t^{NB} = \alpha \cdot E_t \cdot p_{ret,t} + (1 - \alpha) \cdot E_t \cdot p_{NB,t}, \quad (4.7)$$

де  $\alpha$  – частка самоспоживання;

$p_{ret,t}$  – уникнена ціна роздрібної покупки;

$p_{NB,t}$  – розрахункова ціна відпуску надлишків за механізмом Net Billing відповідно до НКРЕКП № 312 зі змінами 2024–2025 рр.

#### 4.5 Інтегральні показники моделі

Відповідно до EN 17463 і ISO 15686-5 розраховуються  $NPV$ ,  $IRR$ , строк окупності та дисконтовану приведену собівартість електроенергії  $LCOE$ :

$$NPV = -CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t}; \quad (4.8)$$

$$IRR: NPV(r^*) = 0; \quad (4.9)$$

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{OPEX_t + R_t^{cap}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (4.10)$$

де  $r$  – ставка дисконту;

$N$  – горизонт аналізу, роки.

Вибір  $r$  здійснюється відповідно до EN 17463 (реальна чи номінальна ставка; джерело – вартість капіталу або альтернативних інвестицій; у сценаріях – діапазон значень), із перетворенням  $r \approx (1 + r_{real})(1 + \pi) - 1$  за наявності інфляції  $\pi$ . [54; 56]

#### 4.6 Регуляторні вимоги та ризики

Приєднання та експлуатація генеруючих установок виконуються з дотриманням EN 50549-1/-2 (зокрема антиострівні функції, діапазони  $U/f$ , режими  $Q(P)$ ,  $Q(U)$ ,  $P(f)$ , вимоги до якості електроенергії) та умов операторів систем, що безпосередньо впливає на доступність і можливий curtailment як економічний ризик [57]. Режими збуту для виробників із відновлювальних джерел енергії охоплюють «зелений» тариф, продаж на РДН/ВДР/БР та/або корпоративні РРА (параметри – за Правилами ринку й документами ОСП), а

для роздрібного сегмента і активних споживачів – механізм Net Billing за Правилами роздрібного ринку. Дані моніторингу виробництва,  $PR$  і доступності, що входять у розрахунок приведеної вартості електроенергії  $LCOE$ , що визначає нульову прибутковість, та чистої приведеної вартості проєкту  $NPV$ , що оцінює вигідність, наприклад, «зеленого» тарифу, мають відповідати класу та процедурам EN IEC 61724- 1. Це знижує невизначеність і підвищує доказовість економічних висновків.

#### 4.7 Техніко-економічні розрахунки проєкту

Техніко-економічний розрахунок СЕС номінальною потужністю геліополя  $P_{DC} = 48 \text{кВт}$ ; питомими капітальними витратами  $CAPEX_0 = 800 \text{євро} / \text{кВт}$  малопотужної дахової СЕС; питомими експлуатаційними витратами  $OPEX_0 = 21 \text{євро} / \text{кВт}$  зі щорічним зростанням на рівні інфляції  $10\% / \text{рік}$ ; вартість заміни інверторів  $60 \text{€} / \text{кВт}$  у 12-му році;  $Y_{sp} = 1200 \text{кВт} \cdot \text{год} / \text{кВт}$  у 1-й рік; доступність  $A = 0,98$ ; вимушені обмеження  $curt = 0,02$ ; деградація панелей  $d = 0,5\% / \text{рік}$ ; тривалість життя (горизонт) проєкту  $N = 20 \text{років}$ ; ставка дисконту  $r_{реал} = 10\%$  (реальна).

Щоб зберегти реальну ставку дисконту  $r_{реал} = 10\%$  з урахуванням інфляції  $\pi = 10\%$ , розраховуємо номінальну ставку дисконту

$$r_{ном} = (1 + r_{реал})(1 + \pi) - 1 = (1 + 0,1)(1 + 0,1) - 1 = 0,21 = 21\% . \quad (4.11)$$

Отже, у розрахунках використовуємо реальну ставку дисконту  $r = 10\%$ , зростання вартості коштів компенсується такою самою дефляцією.

Загальні початкові капітальні витрати складуть

$$CAPEX = P_{DC} \cdot CAPEX_0 = 48 \cdot 800 = 38400 \text{євро} . \quad (4.12)$$

Річні експлуатаційні витрати

$$OPEX = P_{DC} \cdot OPEX_0 = 48 \cdot 21 = 1008 \text{€вро}. \quad (4.13)$$

Вартість заміни інвертора на 12-й рік життя проекту

$$C_{inv,12} = P_{DC} \cdot C_{inv,12}^0 = 48 \cdot 60 = 2880 \text{€вро}. \quad (4.14)$$

Річне виробництво електроенергії СЕС на першому році експлуатації

$$\begin{aligned} E_1 &= P_{DC} \cdot Y_p \cdot A \cdot (1 - curt) = \\ &= 48 \cdot 1200 \cdot 0,98 \cdot (1 - 0,02) = 55319,04 \text{кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned} \quad (4.15)$$

Річне виробництво електроенергії СЕС у  $N$ -ому році експлуатації

$$E_N = E_1 \cdot (1 - d)^{N-1}. \quad (4.16)$$

Наприклад, для другого року експлуатації маємо

$$E_2 = 55319,04 \cdot (1 - 0,005)^{2-1} = 55042,44 \text{кВт} \cdot \text{год}.$$

Сумарне недисконтоване виробництво електроенергії протягом терміну життя проекту (20 років)

$$E_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N E_i = 1055371,33 \text{кВт} \cdot \text{год} = 1,055 \text{ГВт} \cdot \text{год}. \quad (4.17)$$

Сумарне дисконтоване виробництво електроенергії протягом терміну життя проекту (20 років)

$$E_{PV} = \sum_{t=1}^{20} \frac{E_N}{(1+r)^t} = \frac{E_1}{1+r} \cdot \frac{1-g^{20}}{1-g}, \quad (4.18)$$

$$\text{де } g = \frac{1-d}{1+r} = \frac{0,995}{1,1} = 0,904545;$$

$$E_{PV} = \sum_{t=1}^{20} \frac{E_N}{(1+r)^t} = \frac{55319,04}{1+0,1} \cdot \frac{1-0,904545^{20}}{1-0,904545} = 456242 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Поточні витрати OPEX для ануїтету

$$PV(OPEX) = \sum_{t=1}^{20} \frac{OPEX}{(1+r)^t} = 1008 \cdot \frac{1-1,1^{-20}}{0,1} = 1008 \cdot 8,511 = 8579 \text{ євро}. \quad (4.19)$$

Додаткові витрати OPEX від заміни інверторів на  $k = 12$  році

$$PV(inv) = \frac{C_{inv,12}}{(1+r)^k} = \frac{2880}{(1+0,1)^{12}} = 917 \text{ євро}. \quad (4.20)$$

Повна приведена вартість (NPV витрат)

$$\begin{aligned} C_{PV} &= CAPEX + PV(OPEX) + PV(inv) = \\ &= 38400 + 8579 + 917 = 47896 \text{ євро}. \end{aligned} \quad (4.21)$$

Дисконтована LCOE (реальна)

$$LCOE = \frac{C_{PV}}{E_{PV}} = \frac{47896}{456242} = 0,105 \text{ євро} / \text{кВт} \cdot \text{год}.$$

Проект СЕС реалізуємо за фіксованим «зеленим» тарифом  
 $p_T = 0,12 \text{ євро} / \text{кВт} \cdot \text{год}$ , тоді отримуємо

$$PV(\text{rev}) = p_T \cdot E_{PV} = 0,12 \cdot 456242 = 54749 \text{ євро}; \quad (4.22)$$

$$NPV = PV(\text{rev}) - C_{PV} = 54749 - 47896 = 6853 \text{ євро}. \quad (4.23)$$

Результати проміжних розрахунків зводимо до табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Економічні показники проекту

| Рік | $E_N$ ,<br>кВт·год | Дохід,<br>євро | ОРЕХ,<br>євро | $C_{inv}$ ,<br>євро | Чист.<br>грош.<br>потік,<br>євро | Кумул.<br>недисконт.<br>потік, євро | Коеф.<br>дисконт. | Чистий<br>дисконт.<br>дохід,<br>євро | Кумул.<br>дисконт.<br>дохід,<br>євро |
|-----|--------------------|----------------|---------------|---------------------|----------------------------------|-------------------------------------|-------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 1   | 55319,04           | 6638,28        | 1008          | 0                   | 5630,28                          | -32769,72                           | 0,909             | 5118,44                              | -33281,56                            |
| 2   | 55042,44           | 6605,09        | 1008          | 0                   | 5597,09                          | -27172,62                           | 0,826             | 4625,70                              | -28655,86                            |
| 3   | 54767,23           | 6572,07        | 1008          | 0                   | 5564,07                          | -21608,55                           | 0,751             | 4180,37                              | -24475,50                            |
| 4   | 54493,40           | 6539,21        | 1008          | 0                   | 5531,21                          | -16077,35                           | 0,683             | 3777,89                              | -20697,61                            |
| 5   | 54220,93           | 6506,51        | 1008          | 0                   | 5498,51                          | -10578,83                           | 0,621             | 3414,14                              | -17283,46                            |
| 6   | 53949,82           | 6473,98        | 1008          | 0                   | 5465,98                          | -5112,86                            | 0,564             | 3085,40                              | -14198,06                            |
| 7   | 53680,08           | 6441,61        | 1008          | 0                   | 5433,61                          | 320,75                              | 0,513             | 2788,30                              | -11409,76                            |
| 8   | 53411,68           | 6409,40        | 1008          | 0                   | 5401,40                          | 5722,15                             | 0,466             | 2519,79                              | -8889,97                             |
| 9   | 53144,62           | 6377,35        | 1008          | 0                   | 5369,35                          | 11091,51                            | 0,424             | 2277,13                              | -6612,84                             |
| 10  | 52878,89           | 6345,47        | 1008          | 0                   | 5337,47                          | 16428,98                            | 0,386             | 2057,82                              | -4555,01                             |
| 11  | 52614,50           | 6313,74        | 1008          | 0                   | 5305,74                          | 21734,72                            | 0,350             | 1859,63                              | -2695,38                             |
| 12  | 52351,43           | 6282,17        | 1008          | 2880                | 2394,17                          | 24128,89                            | 0,319             | 762,86                               | -1932,53                             |
| 13  | 52089,67           | 6250,76        | 1008          | 0                   | 5242,76                          | 29371,65                            | 0,290             | 1518,64                              | -413,88                              |
| 14  | 51829,22           | 6219,51        | 1008          | 0                   | 5211,51                          | 34583,15                            | 0,263             | 1372,35                              | 958,47                               |
| 15  | 51570,08           | 6188,41        | 1008          | 0                   | 5180,41                          | 39763,56                            | 0,239             | 1240,15                              | 2198,62                              |
| 16  | 51312,22           | 6157,47        | 1008          | 0                   | 5149,47                          | 44913,03                            | 0,218             | 1120,67                              | 3319,29                              |
| 17  | 51055,66           | 6126,68        | 1008          | 0                   | 5118,68                          | 50031,71                            | 0,198             | 1012,70                              | 4331,99                              |
| 18  | 50800,39           | 6096,05        | 1008          | 0                   | 5088,05                          | 55119,76                            | 0,180             | 915,20                               | 5247,12                              |
| 19  | 50546,38           | 6065,57        | 1008          | 0                   | 5057,57                          | 60177,32                            | 0,163             | 826,95                               | 6074,08                              |
| 20  | 50293,65           | 6035,24        | 1008          | 0                   | 5027,24                          | 65204,56                            | 0,149             | 747,27                               | 6821,34                              |

### Простий термін окупності

$$SPP = \min \left\{ T : -CAPEX + \sum_{t=1}^T C_t \right\}. \quad (4.24)$$

Відповідно до даних табл. 4.1 кумулятивний недисконтований грошовий потік на 6 році складає  $-5112,86$  євро, а на сьомому  $320,75$  євро, отже, простий термін окупності складає

$$SPP = 6 + \frac{5112,86}{5433,61} = 6,94 \text{ року}.$$

### Внутрішня норма дохідності при $NPV = 0$

$$-CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (4.25)$$

звідки

$$IRR \approx 12,62\%.$$

### Дисконтований термін окупності

$$DPP = \min \left\{ T : -CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+IRR)^t} \geq 0 \right\}. \quad (4.26)$$

Відповідно до даних табл. 4.1 отримуємо кумулятивний дисконтований грошовий потік на 13 році складає  $-413,88$  євро, а на 14-ому  $958,47$  євро, отже, дисконтований термін окупності складає

$$DPP = 13 + \frac{413,88}{1372,35} = 13,3 \text{ роки}.$$

#### 4.8 Економічний аналіз СЕС з використанням SolarPro

«Зелений тариф» на електроенергію в Україні – це державна програма, що гарантує купівлю електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, який також відомий у світі як «фіксована ціна на електроенергію» (FIT) [58]. Система FIT, що бере свій початок від німецького Закону про відновлювані джерела енергії (EEG) 2000 року, значно сприяла розвитку відновлюваних джерел енергії в усьому світі. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» (із подальшими змінами, у т. ч. Закон № 810-IX), який визначає підходи до підтримки та межі застосування FIT після 2020 року (для бізнес-СЕС – перехід на аукціони та інші механізми; для домогосподарств – збереження FIT до 2030 року).

Цей проєкт, встановлена потужність якого становить 48 *кВт* (до 50 *кВт*), був підключений до енергомережі у квітні 2023 року, тому застосовується тариф, встановлений середнього значення аукціонів на рівні 0,12 *євро/кВт·год* для відновлюваної сонячної енергії.

| Expense Item                        | Manufacturer | Model     | Price    | Quantity | Amount    |
|-------------------------------------|--------------|-----------|----------|----------|-----------|
| PV Module                           | ure          | D6M315H3  | 126.00   | 152      | 19,152.00 |
| Inverter                            | SMA          | Sunny_Trp | 6,667.00 | 1        | 6,667.00  |
| Construction Cost                   |              |           |          |          | 12,581.00 |
| Total(dollars)                      |              |           |          |          | 38400.00  |
| Grand Total (Tax Included)(dollars) |              |           |          |          | 38400.00  |

Рисунок 4.1 – Налаштування економічного аналізу для програмного забезпечення SolarPro для СЕС потужністю 48 *кВт*

Початкові витрати на установку склали близько \$800 за 1  $kW$  для систем потужністю понад 20  $kW$ , але менше 100  $kW$ . Витрати на експлуатацію та технічне обслуговування становлять 2,6 % від початкових капітальних витрат. Ці початкові витрати на встановлення включають інвертори, сонячні модулі та витрати на встановлення системи. Період постачання електроенергії становить 20 років. Ціна сонячних модулів станом на весну 2023 року (момент закупки) становила \$0,40 за 1  $W$ . Отже, кожна сонячна панель потужністю 315  $W$  коштувала 126 доларів США, що у сумі становить \$19152 за 152 панелі. На момент закупки вартість інвертора становила \$133,33 за 1  $kW$  потужності, що дорівнює \$6667 за пристрій потужністю 50  $kW$ . Витрати на встановлення системи становлять \$12581. Налаштування програмного забезпечення для моделювання подано на рис. 4.1. Відповідно до результатів моделювання у SolarPro, простий термін окупності цієї системи становить приблизно 6 років і 3 місяці, як показано на рис. 4.2.

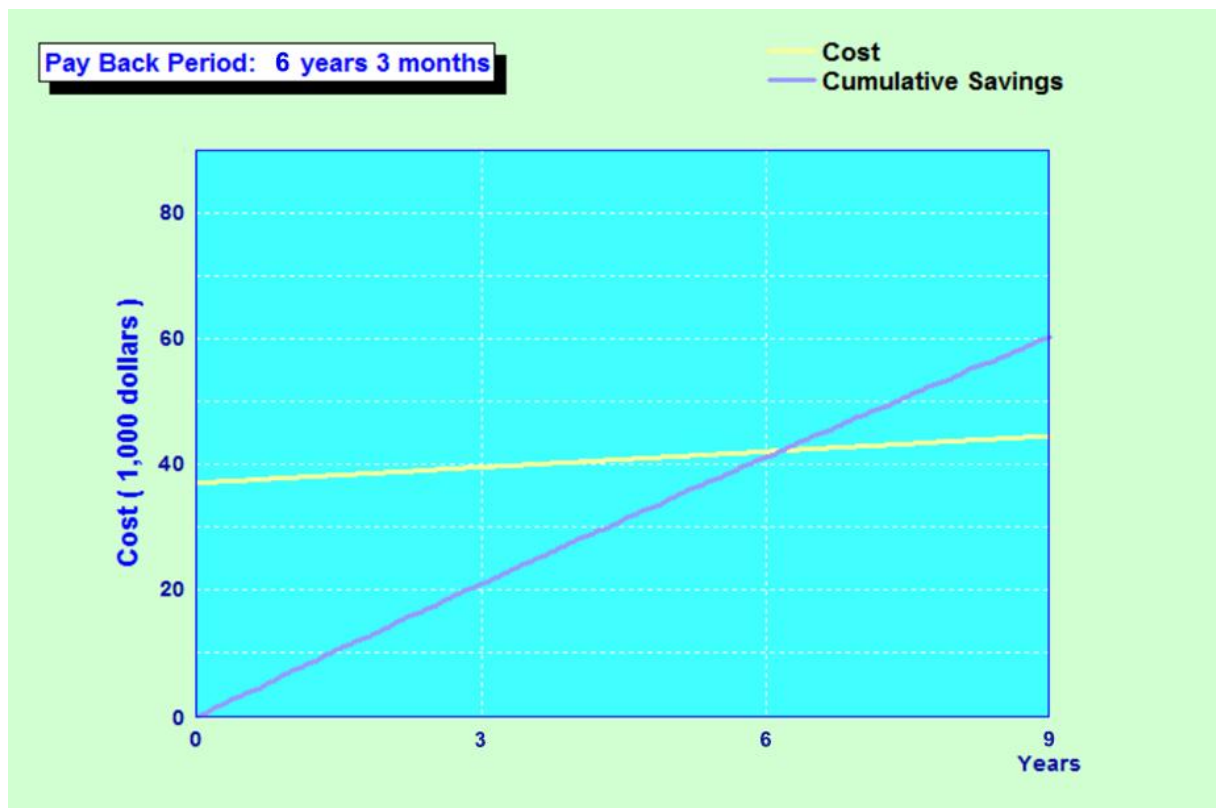


Рисунок 4.2 – Результати розрахунку терміну окупності за допомогою SolarPro для СЕС потужністю 48  $kW$

Як видно з результатів розрахунку, використання програми SolarPro дозволяє швидко розрахувати простий термін окупності від використання СЕС заданої конфігурації. Відмінність результатів порівняно з розгорнутим економічним розрахунком, наведеним у попередньому розділі, полягає у тому, що SolarPro імовірно (припущення внаслідок прихованості методики розрахунку) не враховує капітальні витрати на додаткові елементи СЕС (проводи, з'єднання тощо), необхідність заміни елементів СЕС, якщо їх термін менший ніж строк життя проєкту (наприклад, інвертор), деградацію панелей з часом тощо. Також програма SolarPro не дозволяє розрахувати дисконтований термін окупності, у тому числі з урахуванням наявності інфляції. Разом з тим, напівавтоматизований економічний розрахунок у SolarPro є корисною функцією, що може використана для попередніх (оцінних) розрахунків і швидкої перевірки або оцінки проєктів.

#### **Висновки з розділу 4**

Проведений розрахунок для дахової СЕС потужністю 48 *кВт* із реалістичними припущеннями (*CAPEX*  $\approx$  800 €/кВт, *OPEX*  $\approx$  21 €/кВт/рік, заміна інвертора на 12-му році, деградація 0,5 %/рік, доступність 0,98, обмеження 2 %) показав такі інтегральні показники: річне виробництво електроенергії першого року склало близько 55,3 *МВт·год*, реальна *LCOE*  $\approx$  0,105 €/кВт·год, простий термін окупності близько 7 років, *IRR* близько 12,6 %, дисконтований термін окупності близько 14 років. Методологічно розрахунки узгоджені з підходами EN 17463 (VALERI) та ISO 15686-5 (LCC), із чітким відокремленням реальних і номінальних потоків та ставкою дисконту.

Автоматизований розрахунок у SolarPro для такої самої конфігурації дав коротший простий термін окупності (6 років 3 міс.), що пояснюється спрощеннями інструмента: відсутністю дисконтованих показників, імовірним неврахуванням частини витрат, майбутніх замін (інвертор), інфляції та деградаційних та експлуатаційних ефектів у довгостроковому грошовому

потоці. Тому SolarPro доцільно застосовувати як скрінінговий інструмент швидкої оцінки, а інвестиційні висновки робити за повним економічним розрахунком через *NPV*, *IRR*, *LCOE*, *SPP*, *DPP* відповідно до стандартів.

## **5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **5.1 Загальні положення та нормативна база**

Розділ визначає вимоги до організації безпечної праці під час проєктування, будівництва, експлуатації та технічного обслуговування СЕС, а також порядок дій у надзвичайних ситуаціях (НС). Система управління охороною праці вибудовується на принципах і циклі PDCA відповідно до ДСТУ ISO 45001:2019, із обов'язковою ідентифікацією небезпек, оцінкою професійних ризиків, плануванням заходів контролю та готовністю до НС [58]. Вимоги до безпечної експлуатації електроустановок установлює ДСТУ EN 50110-1, що регламентує категорії персоналу, допуски, підготовку робочого місця, порядок робіт під напругою та без напруги, заземлення та блокування повторного вмикання [59]. Спеціальні вимоги до фотоелектричних установок наведені у IEC/EN 60364-7-712 щодо будівель, де розміщують електроустановки у частині PV установок та IEC 62548-1:2023 щодо вимог до проєктування масивів PV-модулів, прокладання кабелів постійного струму, комутації та заземлення) [60; 61]. Паралельна робота з електричними мережами регламентується EN 50549-1/-2 щодо вимог до приєднання на рівні низької та середньої напруги, функції захисту, антиострівних алгоритмів, діапазонів напруги і частоти) [62]. Вимоги до моніторингу продуктивності СЕС, якості даних та звітності встановлює EN IEC 61724-1:2021 у частині класів точності систем моніторингу, вимірювальних каналів, PR) [63]. Система блискавкозахисту проєктується за ДСТУ EN 62305, де розглянуто ризик-орієнтований підхід, клас LPS, методи «кульового радіуса», «захисного кута», «сітки», та чинними національними будівельними нормами [64]. Документація, введення в експлуатацію та періодичні випробування СЕС виконуються відповідно до EN/IEC 62446-1 [65].

## 5.2 Ідентифікація небезпек і ризик-орієнтоване керування

Для СЕС характерні електричні (удар струмом на сторонах DC і AC, дуговий розряд), термічні (нагрівання модулів і обладнання), механічні (пересування вантажів, гострі кромки), метеорологічні (спека, обмерзання, вітер), висотні (роботи на покрівлях та опорах), пожежні (електрична дуга у мережі постійного струму, гарячі точки, короткі замикання), атмосферні перенапруги та організаційні небезпеки (людський чинник). Керування ризиками передбачає:

- 1) усунення або застосування спеціальних технічних рішень (ізоляція, екрани, огороження);
- 2) організаційні заходи (права доступу, навчання, наряд-допуск);
- 3) індивідуальний захист (PPE), послідовно зменшуючи залишковий ризик за логікою ISO 45001 [58; 59]

Також застосовують специфічні для PV вимоги:

- двополюсне відключення кола постійного струму;
- використання роз'єднувачів на рівнях масив, стринг та інвертор;
- застосування кабелів EN 50618 (H1Z2Z2-K) або IEC 62930 (номінал 1,5 *kV* DC; стійкість до УФ/AD8; безгалогенність);
- маркування кабельних трас та використання попереджувальних табличок «PV DC – під напругою за освітлення» [60; 61; 66].

Під час робіт на висоті застосовуються анкерні системи та точки кріплення за EN 795 з належним інструктажем і періодичним оглядом [67]. Для робіт поблизу живих частин імовірність та наслідки дуги зменшують організаційні бар'єри EN 50110-1 і захисний одяг IEC 61482-2 (класи випробувань «open-arc» і «box test») [59; 68].

## 5.3 Вимоги до безпечної експлуатації електроустановок СЕС

Експлуатаційна документація визначає ролі «відповідальний керівник робіт», «допущений персонал», «електротехнічний персонал», процедури допуску, блокування, контролю відсутності напруги, встановлення

переносного заземлення та перевірку апаратури захисту (відповідно до EN 50110-1) [59]. Для частини кола постійного струму СЕС застосовуються вимоги IEC/EN 60364-7-712 та IEC 62548-1 щодо:

- конфігурації стрингів, допустимої максимальної напруги холостого ходу при мінімальній температурі, робочих вікон МРРТ інверторів;
- вимог до комутації (DC-роз'єднувачі), захисту від перевантаження та короткого замикання, вибору класу ізоляції та перерізів провідників;
- мінімізації ризику самоутримної дуги у колі постійного струму (коректне з'єднання провідників із використанням надійних електричних контактів (клем, роз'ємів, шин), зменшення довжин незахищених ділянок, контроль з'єднань), періодичних оглядів і випробувань [60; 61]. На стороні кола змінного струму та у вузлі приєднання дотримуються вимог EN 50549 щодо:

1) діапазонів напруги і частоти, щоб СЕС працювала всередині допустимих меж напруги та частоти мережі та автоматично від'єднувалася при аварійних режимах;

2) антиострівної функції – захисту генератора та інвертора, який виявляє зникнення напруги мережі або ненормальні мережеві умови і автоматично від'єднує електростанцію від мережі у встановлений нормативами час;

3) режимів реактивної потужності та якості електроенергії, щоб СЕС могла працювати в одному з режимів керування реактивною потужністю  $Q$  (одночасно активний лише один режим), а також підтримувати керування активною потужністю  $P$  як функцією частоти  $f$  [62].

#### **5.4 Пожежна безпека, аварійне відключення та взаємодія з аварійно-рятувальними службами**

Під час проектування та експлуатації СЕС потрібно забезпечити, щоб засоби відключення на стороні постійного струму і на боці змінного струму були легко доступні, однозначно промарковані та зрозумілі для персоналу і пожежно-рятувальних підрозділів. Зручно розрізняти централізоване

(накопичувальне) відключення – вимикання групи масивів або всієї станції на головних апаратах, і пофідерне відключення – вимикання окремих ліній та стрингів у комбінерах або на інверторних шафах. Маркування має бути доведене до конкретної точки вимкнення та включати попередження «PV DC – під напругою при освітленні», оскільки фотоелектричні модулі створюють електричну напругу завжди, коли на них падає світло, і повне відключення напруги ланцюгів постійного струму неможливе лише вимкненням вимикачів.

Для будівлі або майданчика визначається послідовність аварійного відключення: від локального (на інверторі або підмасиві) до загального (на головному розподільчому пристрої), з фіксацією порядку дій, вказанням відповідальних осіб, шляхів евакуації та зон безпечного перебування. У плані реагування мають бути передбачені дії на випадок пожежі у інверторній, загоряння у кабельних трасах або осередків перегріву у PV-масиві, із чітким розподілом ролей та каналами зв'язку з диспетчером і ДСНС. Підготовка персоналу включає періодичні навчання та тренування з НС з документуванням результатів та корекцією процедур.

Введення в експлуатацію та періодичні технічні перевірки виконують відповідно до EN/IEC 62446-1: перевірка безперервності захисних провідників, полярності та підключення стрингів, вимірювання опору ізоляції ланцюгів постійного струму, перевірка параметрів на стороні змінного струму, огляд маркування та встановлення відповідності схем і табличок фактичній конфігурації. Цей самий стандарт визначає зміст технічної документації для служби експлуатації, що необхідно і для взаємодії з аварійними службами [65].

Блискавкозахист і захист від імпульсних перенапруг проектується відповідно до ДСТУ EN / EN IEC 62305. Спочатку виконується оцінка ризику з урахуванням чотирьох категорій наслідків R1–R4 (ризик для життя і здоров'я людей, перерва у наданні послуг, втрата культурної спадщини, економічні збитки). За результатом підбирають клас системи блискавкозахисту (LPS) і визначають заходи зовнішнього LPS (блискавкоприймачі, струмовідводи, заземлювачі) та внутрішнього LPS (вирівнювання потенціалів, пристрої

захисту від імпульсних перенапруг (SPD), координація їх класів між собою). Параметри заземлювача, спосіб прокладання струмовідводів і мінімальні відстані до металевих конструкцій і кабелів визначають відповідно до вимог стандарту з урахуванням геометрії об'єкта та типу покрівлі або покриття [64].

### **5.5 Безпека робіт на висоті та метеорологічні впливи**

Монтаж і обслуговування на покрівлях, естакадах і наземних опорах виконуються із застосуванням анкерних пристроїв відповідно до EN 795 (типи А–Е, з урахуванням способу кріплення та несучої здатності основи), а також повного комплекту засобів індивідуального захисту від падіння відповідно до EN 363 (клас і конфігурація систем утримання та позиціонування) та EN 365 (загальні вимоги до інструкцій, маркування та періодичних оглядів). Перед початком робіт перевіряють несучу здатність покрівельних елементів і кріплень, розраховують навантаження у точках встановлення анкерів з урахуванням можливого динамічного ривка. Обов'язковим є документований передопераційний огляд фіксуючих з'єднань, строп, поглиначів енергії та карабінів, а також ведення журналів оглядів із установленою періодичністю.

Організація робіт коригується за метеорологічними умовами. У спеку впроваджується графік роботи з підвищеним тепловим впливом, що включає: роботу переважно в ранкові і вечірні години, регламентовані перерви, зволоження, захист від прямого сонячного впливу. За ожеледиці або сильного вітру доступ на покрівлю тимчасово обмежується до відновлення безпечного стану. Перед допуском проводять огляд маршрутів переміщення і застосовують протиковзні засоби. З ергономічних міркувань організовується безпечне транспортування модулів і кабельної арматури, мінімізуються тривалі статичні пози, використовуються допоміжні підйомні пристрої, щоб зменшити навантаження на опорно-руховий апарат працівників [67].

## **5.6 Метрологічна простежуваність безпекових даних і моніторинг**

Щоб порівнювати модельні розрахунки з фактичними вимірюваннями та приймати коректні рішення щодо безпеки і експлуатації, застосовуються вимоги EN IEC 61724-1:2021. Стандарт класифікує системи моніторингу СЕС на класи А/В/С залежно від точності та складу вимірювальних каналів і встановлює правила збору, контролю якості та звітування даних. Для вимірювання сонячної опроміненості використовуються піранометри Spectrally Flat (SF) класів А/В/С за ISO 9060 (спектрально-плоскі прилади з відомою похибкою у широкому діапазоні довжин хвиль). Вимірювання виконуються у площині масиву (*POA*), а датчики мають чинні сертифікати калібрування з простежуваністю до еталонів. Температура модулів вимірюється контактними датчиками із правильним встановленням на тильній стороні, а енергія обліковується лічильниками на стороні змінного струму із підтверженою точністю [58; 63].

Стандарт також визначає показники звітності, зокрема за коефіцієнт продуктивності *PR* та коефіцієнтом доступності, і описує вимоги до обробки даних: синхронізація часової шкали, виключення недійсних інтервалів (наприклад, відмов датчиків), правила заповнення пропусків та оцінювання невизначеності. Дотримання цих процедур забезпечує метрологічну простежуваність усіх ключових величин, у тому числі тих, що стосуються безпеки (наприклад, виявлення надтемпературних станів, некоректної роботи вимикачів, аномалій у профілях напруг та струмів), і дає можливість відтворювано порівнювати результати між різними періодами, майданчиками та програмними моделями [63].

## **5.7 Підготовка та реагування на надзвичайні ситуації**

План реагування на надзвичайні ситуації формують так, щоб персонал і зовнішні служби мали однозначні інструкції для будь-якого сценарію. Спершу проводять аналіз загроз, у якому окремо розглядають пожежу в інверторній або у кабельних каналах, коротке замикання на боці постійного або змінного

струму, удар блискавки по будівлі або наземних рядах, повинь і бурю, теплове перевантаження працівників у спеку та падіння з висоти. Далі фіксують «матрицю ролей» із розподілом відповідальності та каналами зв'язку, описують порядок оповіщення і взаємодії з диспетчером та підрозділами ДСНС, визначають місця збору і маршрути евакуації, додають актуальні схеми інженерних систем і розміщення вогнегасників потрібних класів. Оскільки фотоелектричні модулі генерують напругу за наявності світла, у плані спеціально наголошується на неможливості повного зняття небезпечної напруги у ланцюгах «PV-DC» лише комутаційними діями. На огорожах і дверях розміщують попереджувальні таблички з чіткими вказівками точок відключення. Послідовність аварійного відключення формулюють як «спочатку DC, потім AC, і лише після цього – ввід на стороні підприємства», із застосуванням процедур блокування і біркування апаратів, відомих як LOTO – механічне блокування та маркування для унеможливлення випадкового вмикання. Введення в експлуатацію і періодичні перевірки відповідають EN/IEC 62446-1 і включають вимірювання опору ізоляції на стороні постійного струму, перевірку безперервності захисних провідників, полярності і відповідності маркування фактичним схемам, а також перевірки на стороні змінного струму. Ці процедури одночасно забезпечують готовність до дій у надзвичайних умовах і дають змогу оперативно локалізувати несправність [65].

Індивідуальний захист персоналу добирають з урахуванням електротехнічних ризиків і роботи на висоті. Для робіт поблизу струмоведучих частин застосовують діелектричні рукавиці, захисні щитки обличчя, інструмент з електроізоляцією та спеціальний одяг, сертифікований за IEC 61482-2 (захист від термічної дії електричної дуги; стандарт визначає класи випробувань і критерії відбору). Для висотних операцій використовують системи утримання і позиціонування з анкерними пристроями відповідно до EN 795, а також засоби запобігання падінню з документованими перевітками справності. До складу чергового оснащення включають термографічні камери

для безконтактної діагностики «гарячих точок» у масивах і комутаційних шафах, переносні засоби огороження небезпечних зон і аптечки першої допомоги. Усі перелічені заходи оформлюють в єдиній системі управління охороною праці відповідно до ДСТУ ISO 45001:2019, яка вимагає регулярного навчання, тренувань і періодичного аудиту процедур і записів, зокрема щорічного перегляду ризик-реєстру, протоколів навчань і розслідувань інцидентів на відповідність ISO 45001 та EN 50110-1 (експлуатація електроустановок) [58; 58; 68].

### **5.8 SolarPro у контексті безпеки СЕС**

Застосування спеціалізованого програмного комплексу SolarPro у контексті безпеки доцільне тому, що він надає засоби для попередньої перевірки граничних електричних режимів і оформлення результатів у вигляді, сумісному з обов'язковою експлуатаційною документацією. На етапі моделювання надійності сторони постійного струму виконують обчислення максимальної напруги холостого ходу стрингу  $U_{xx,max}$ , з урахуванням найнижчої розрахункової температури модуля, та контроль відповідності отриманого значення системній межі 1000 або 1500 В DC; паралельно перевіряють, щоб робоча напруга у точці максимальної потужності  $U_{mpp}$  залишалася у вікні відстеження MPPT інвертора для всього діапазону температур і опроміненостей. Окремо оцінюють струми у паралельних гілках і найгірші комбінації відмов як вихідні дані для вибору номіналів запобіжників і роз'єднувачів на стороні постійного струму та для перевірки селективності на стороні змінного струму. Результати таких перевірок разом із геометрією розміщення масивів і трасуванням кабелів використовуються для формування «паспортів безпеки» вузлів і переліку випробувань при введенні в експлуатацію відповідно до EN/IEC 62446-1, що полегшує подальші планові огляди й аудит [65].

## 5.9 Розрахунки безпечної експлуатації СЕС

### 5.9.1 Перевірка максимальної напруги холостого стрингу при мінімальній температурі

**Вихідні дані.** Необхідно оцінити максимальної напруги  $U_{xx,max}$  холостого стрингу та відповідність обмеженню 1500 В для ланцюга постійного струму відповідно до ЕС 62548-1 та ІЕС/EN 60364-7-712 для вихідних даних:

- напруга холостого ходу для умов випробувань модуля (STC)  
 $U_{xx,STC} = 49В$ ;
- температура для умов випробувань модуля STC  $\theta_{STC} = 25^\circ C$ ;
- температурний коефіцієнт модуля  $\beta_{U_{oc}} = -0,0029\% / ^\circ C$ ;
- найнижча розрахункова температура модуля (для району експлуатації)  
 $\theta_{min} = -25^\circ C$ ;
- кількість модулів у стрингу  $N = 28 шт.$

**Розрахунок.** Розрахункова різниця температур

$$\Delta\theta = \theta_{STC} - \theta_{min} = 25 - (-25) = 50^\circ C.$$

Збільшення напруги холостого ходу при зниженні температури до  $\theta_{min}$

$$U_{xx}(\theta_{min}) = U_{xx,STC} \cdot \left[ 1 + |\beta_{U_{oc}}| \cdot \Delta\theta \right] = 49 \cdot [1 + 0,0029 \cdot 50] = 56,105В / модуль;$$

Напруга холостого ходу стрингу при температурі  $\theta_{min}$

$$U_{xx}^{string} = N \cdot U_{xx}(\theta_{min}) = 28 \cdot 56,105 \approx 1571В.$$

Отримане значення  $U_{xx}^{string}$  перевищує 1500 В постійного струму, отже така конфігурація небезпечно наближається або перевищує межу системи 1,5 кВ. Необхідно зменшити кількість модулів у стрингу до  $N = 26 шт.$  тоді

$$U_{xx}^{string} = N \cdot U_{xx}(\theta_{min}) = 26 \cdot 56,105 \approx 1458В < 1500В.$$

що відповідає вимогам. Додатково перевіряють напругу  $U_{mpp}$  в усьому діапазоні температур щодо вікна МРРТ інвертора та виконують корекцію за допуском виробника (позитивний розкид  $U_{xx}$ ), як вимагають ІЕС 62548-1 та ІЕС/EN 60364-7-712 [60; 61].

### 5.9.2 Вибір номіналу струмового захисту стрингу на стороні постійного струму

**Вихідні дані.** Визначити номінал запобіжника стрингу для комбінації паралельних стрингів, з урахуванням ймовірних зворотних струмів та вимог до відсічення дуги на стороні постійного струму відповідно до вихідних даних:

- струм короткого замикання модуля (STC)  $I_{sc} = 10,5 A$  ;
- струм стрингу дорівнює  $I_{sc}$  відповідно до IEC/EN 60364-7-712.
- число паралельних стрингів у підмасиві: 12 (найгірший режим для зворотного струму при одній несправній гілці).
- комбінер із запобіжниками на кожну гілку, кабелі типу EN 50618 (H1Z2Z2-K), напруга масиву 1,5 кВ постійного струму.

**Розрахунок.** Номінал захисту стрингу вибирають більше струму у стрингу  $I^{string}$  з урахуванням коефіцієнта запасу та умов відсічення на стороні постійного струму. Настанови та практика експлуатації, узгоджена з IEC 62548 та галузевими керівництвами застосовують коефіцієнт не менше  $1,25I_{sc}$  для безпечної роботи у тривалому режимі, а характеристика плавкої вставки забезпечує розсічення у разі зворотного струму від паралельних гілок [60; 61; 69].

Вибір плавкої вставки запобіжника здійснюють відповідно до умови:

$$I_n > 1,25 \cdot I_{sc} = 1,25 \cdot 10,5 = 13,1 A.$$

Задаємося найближче більше стандартне значення сили струму плавкої вставки, що дорівнює 15 А постійного струму (DC) з відповідною комутаційною здатністю та класом DC.

Далі перевіряють здатність запобіжника перервати зворотний струм (від 11 працездатних стрингів) на напрузі 1,5 кВ DC та вибирають категорію відсічення відповідно до каталогу виробника. Паралельно перевіряють

перерізи кабелів (допустимий тривалий струм, що повинен бути більше  $I_n$  відповідно до IEC 62930 [66])

Отже, підібрано номінал плавкої вставки 15 A (DC) із підтвердженою відсічною здатністю на 1,5 кВ.

### **Висновки з розділу 5**

Викладені у розділі принципи охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях формують цілісну систему управління ризиками для СЕС, яка спирається на цикл PDCA за ДСТУ ISO 45001:2019 та забезпечує послідовність «ідентифікація небезпек → оцінка ризиків → технічні та організаційні бар'єри → контроль ефективності → постійне поліпшення» [58]. Нормативна сумісність електротехнічних процедур з EN 50110-1 дає необхідну рамку для безпечної експлуатації електроустановок, регламентує компетентності персоналу, правила підготовки робочого місця, роботи під/без напруги та застосування LOTO, що прямо знижує ймовірність ураження електричним струмом, дугових інцидентів і помилок оператора [59]. Вимоги IEC/EN 60364-7-712 і IEC 62548-1 забезпечують правильне проектування і експлуатацію лінії постійного струму: від конфігурації стрингів і перевірки  $U_{xx,max}$  при мінімальній температурі до вибору кабелів, захистів, що є критичним для запобігання пожеж та інших надзвичайних і аварійних ситуацій. Узгодження інтерфейсу з мережею за EN 50549-1/-2 гарантує наявність протиострівних функцій, дотримання діапазонів напруги і частоти, керованість реактивної потужності та виконання показників якості електроенергії у точці приєднання, що мінімізує системні та регуляторні ризики під час паралельної роботи з мережею [62].

Сформований у розділі порядок введення в експлуатацію та періодичних перевірок за EN/IEC 62446-1 з'єднує технічні вимоги із практичною придатністю обладнання, роблячи прозорими процедури вимірювань опору ізоляції ланцюгів постійного струму, безперервності захисних провідників, полярності, огляду маркування та відповідності фактичних схем, що підвищує

керованість об'єкта в штатних і аварійних режимах [65]. Запроваджений підхід до блискавкозахисту на базі ДСТУ EN 62305, з ризик-орієнтованим вибором класу LPS, зовнішніх і внутрішніх заходів і координованих SPD, забезпечує цільовий рівень залишкового ризику для будівельних і відкритих частин СЕС протягом усього життєвого циклу [64]. Комплекс вимог щодо робіт на висоті та індивідуального захисту (EN 795, EN 363/EN 365, IEC 61482-2) сприяє зменшенню впливу людського чинника – від падіння до термічної дії електричної дуги – та інтегрується у навчання й періодичні тренування персоналу [67; 68].

Використання EN IEC 61724-1 як еталона для моніторингу продуктивності й доступності створює метрологічно простежуваний контур контролю стану СЕС: класифіковані датчики опроміненості та температури, повірені лічильники енергії, правила якості даних і коректний розрахунок *PR* уможливають раннє виявлення небезпечних відхилень – перегрівів, аномальних втрат, некоректної роботи вимикачів або захистів – та їх оперативну локалізацію [63]. Формалізований план реагування на надзвичайні ситуації з чіткою ієрархією відключень «DC → AC → ввід», маркуванням точок комутації, процедурою взаємодії з ДСНС і регулярними тренуваннями замкнув організаційний контур безпеки, врахувавши технологічну особливість PV-масивів – наявність напруги за освітлення незалежно від стану вимикачів.

Сукупно викладені технічні і організаційні вимоги утворюють узгоджений безпековий фундамент, у якому інженерні рішення, вимірювання та документообіг взаємно підкріплюють одне одного. Такий каркас зменшує частоту та тяжкість подій, підвищує готовність до дій в аварійних ситуаціях, спрощує приймально-здавальні та страхові процедури і підсилює банківську цінність активу. Інтеграція вимог [58–68] у регламенти експлуатації, програми навчання та планово-попереджувальні заходи є достатньою і необхідною умовою сталого та безпечного функціонування СЕС у сучасному регуляторному середовищі України.

## ВИСНОВКИ

У роботі продемонстровано, що SolarPro забезпечує повноцінне 3D-моделювання об'єктів, у тому числі затінення з часовою дискретизацією, розрахунок *POA* із врахуванням прямої, дифузної і відбитої складових та покрокову електричну модель (ВАН, MPPT, кліпінг), що робить інструмент зіставним із PVsyst та PV\*SOL за точністю трасування тіней і близьким до HelioScore за ідеологією «геометрія → *POA* → електричний розрахунок», хоча відкритість алгоритмів розрахунку складових втрат менша, ніж у вказаних програм-аналогів, порівняльний аналіз яких поданий у роботі.

У роботі розглянуто результати порівняння результатів експериментальних вимірювань для діючої СЕС потужністю 48 *кВт*, що була введена у експлуатацію навесні 2023 року та розміщена у м. Житомир, з результатами, отриманими у результаті числового моделювання у програмі SolarPro. За підсумками моделювання було визначено, що для коректної оцінки продуктивності СЕС значення інсоляції, вбудовані у бібліотеку SolarPro, необхідно коригувати під конкретні локальні умови її регіону розміщення. Вбудовані у бібліотеку SolarPro значення інсоляції можуть використовуватися виключно для отримання оцінних результатів з похибкою до 26 %.

У економічному розділі на прикладі тієї самої СЕС потужністю 48 *кВт* SolarPro було показано, що програма може надати швидку оцінку простого терміну окупності (близько 6 років 3 міс) Відмінність від результату розгорнутого економічного розрахунку (близько 6 років 11 міс) пояснюється тим, що вбудований економічний модуль, імовірно, не враховує частину витрат, деградацію, наявність періодичної заміни інвертора протягом терміну життя проекту та ефект інфляції, а також зовсім не враховує ефекти дисконтування, тому рекомендовано розглядати його як скрінінговий інструмент, а інвестиційні висновки робити за EN 17463/ISO 15686-5 із використанням повного економічного розрахунку. Дисконтований термін

окупності проєкту склав 13 років 4 міс за умови незмінності тарифу на електроенергію, індексу інфляції та ставки дисконтування, що є малоймовірним. Покращити економічні показники можна за рахунок здешевлення технологій виробництва сонячних панелей та інверторів, зменшенню ставки дисконтування, підвищення тарифу.

Практичні рекомендації за результатами виконання роботи:

1) використовувати стандартизовані джерела метеоданих (PVGIS, SARAH3, NSRDB, SolarGIS), за наявності, віддавати перевагу місцевим метеоданим, отриманим процедурою моніторингу за EN IEC 61724-1;

2) виконувати обов'язкові перевірки електричних параметрів MPPT контролерів, наприклад,  $U_{oc,max}$ ,  $U_{mp}$ , враховувати струмові обмеження і вимоги до електричної мережі СЕС;

3) перед затвердженням проєкту СЕС до будівництва проводити його чутливісний аналіз та аналіз виробництва (капітальні витрати, економічний дохід від виробництва електроенергії, ставка дисконтування тощо), а для проєктів на ринку – доповнювати розрахунками питомої вартості електроенергії та зведеної питомої вартості;

4) для складних об'єктів – використовувати 3D моделювання геліополя з урахуванням відбиттів, повних і часткових затінь оточуючими геліополе об'єктами тощо.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ EN IEC 61724-1:2022. Ефективність фотоелектричної системи. Частина 1. Моніторинг (EN IEC 61724-1:2021, IDT; IEC 61724-1:2021, IDT). Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2022. – 42 с.
2. Постанова НКРЕКП від 30.06.2025 № 985 «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств». Київ, 2025. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0985874-25> (дата звернення: 19.10.2025).
3. ДСТУ ISO 15686-5:2020. Будівлі та об'єкти нерухомого майна. Планування строку експлуатації. Частина 5. Оцінювання вартості життєвого циклу (ISO 15686-5:2017, IDT). Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2020. – 76 с.
4. ДСТУ EN 17463:2022 (VALERI). Оцінювання інвестицій, пов'язаних з енергоспоживанням (EN 17463:2021, IDT). Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2022. – 64 с.
5. Матеріали Міжнародної конференції IEEE Ukraine Section «Енергоефективність та відновлювана енергетика». Збірник тез, 2023-2024. Київ: IEEE Ukraine Section. URL: <https://ieee.org.ua/> (дата звернення: 19.10.2025).
6. NREL. PySAM – Pvwattsv8 module reference (7.1.0). 2025. URL: <https://nrel-pysam.readthedocs.io/en/main/modules/Pvwattsv8.html> (дата звернення: 19.10.2025).
7. NREL. PVWatts® Version 8 – API documentation. 2025. URL: <https://developer.nrel.gov/docs/solar/pvwatts/v8/> (дата звернення: 19.10.2025).
8. Відновлювана енергетика. Український науково-технічний журнал (НАНУ/Ін-т відновлюваної енергетики). Вибрані статті 2021-2025 рр. URL: <https://re.org.ua/> (дата звернення: 19.10.2025).
9. IEA PVPS. Trends in Photovoltaic Applications – 2024. Paris: IEA, 2024. – 98 p.
10. PVlib-python. PV Modeling – reference (v0.13.1). 2025. URL: [https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/reference/pv\\_modeling/index.html](https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/reference/pv_modeling/index.html) (дата звернення: 19.10.2025).

11. Жежерун, Я. М.; Михайлюк, О. В. Відновлювана енергетика: методи аналізу та моделювання фотогенерації. Навчальний посібник. Львів: ЛНУ, 2022. – 228 с.
12. Європейська Комісія (JRC). PVGIS – Monthly radiation (MRcalc). 2025. URL: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-tools/monthly-radiation\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-tools/monthly-radiation_en) (дата звернення: 19.10.2025).
13. PV\*SOL Help Center. Climate data (Calculation). 2024–2025. URL: <https://help.valentin-software.com/pvsol/en/calculation/irradiation/climate-data/> (дата звернення: 19.10.2025).
14. PVsyst SA. Shadings – documentation hub. 2025. URL: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/shadings/index.html> (дата звернення: 19.10.2025).
15. Гуменюк, В. Й.; Кучерук, П. П.; Коваленко, О. О. Фотоелектричні системи: теорія, моделювання, експлуатація: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ» ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 312 с.
16. Солопенко, І. М.; Шевченко, Д. С. Оптимізація МРРТ-вікна при низьких температурах навколишнього середовища. Збірник тез конф. «Енергоефективність та ВДЕ», 2024, – С. 55–58.
17. NREL. PVWatts – datasets & methods. 2025. URL: <https://pvwatts.nrel.gov/> (дата звернення: 19.10.2025).
18. Саєнко, О.В. Методика розрахунку ІАМ для скляних панелей із покриттями. Збірник праць ХНУРЕ «Електроніка та енергетика», 2023, вип. 12, – С. 77–84.
19. Коваленко, О. О.; Риженко, А. В. Аналіз впливу деградації фотомодулів на показник PR мережевих СЕС. Відновлювана енергетика, 2023, №2, – С. 34–42.
20. Faiman, D. Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2008, 16(4), 307–315. DOI: 10.1002/pip.813.

21. Закон України «Про альтернативні джерела енергії». Редакція від 18.09.2024. Київ, 2024. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/555-15> (дата звернення: 19.10.2025).
22. Aurora Solar – Knowledge Base (загальний покажчик). 2025. URL: <https://help-center.helioscope.com/> (дата звернення: 19.10.2025).
23. Aurora Solar. HelioScope – Shade Modeling (methods & calculations). 08.07.2025. URL: <https://help-center.helioscope.com/hc/en-us/articles/7899937559443-Shade-Modeling> (дата звернення: 19.10.2025).
24. PV Performance Modeling Collaborative (Sandia). Performance Ratio (IEC 61724). 2024. URL: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/5-ac-system-output/pv-performance-metrics/performance-ratio/> (дата звернення: 19.10.2025).
25. Держенергоефективності. Методичні рекомендації щодо оцінювання енергоефективних інвестицій у ВДЕ. Київ, 2023. – 56 с. URL: <https://saee.gov.ua/> (дата звернення: 19.10.2025).
26. Міненерго України. Щорічна доповідь про стан та перспективи ВДЕ в Україні, 2024. Київ, 2025. – 120 с.
27. НКРЕКП. Інформаційна сторінка щодо «зелених» тарифів для приватних домогосподарств. URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/provstanovlennya-zelenih-tarifiv-na-elektrichnu-energiyu-vioblenu-generuyuchimi-ustanovkami-privatnih-domogospodarstv-14> (дата звернення: 19.10.2025).
28. Європейська Комісія (JRC). PVGIS API (non-interactive service) v5.3. 2025. URL: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/api-non-interactive-service\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/api-non-interactive-service_en) (дата звернення: 19.10.2025).
29. EUMETSAT. Surface Solar Radiation Data Set – Heliosat (SARAH-3). Product Navigator. 2023-2025. URL: <https://navigator.eumetsat.int/product/EO%3AEUM%3ADAT%3A0863> (дата звернення: 19.10.2025).
30. CM SAF (DWD). SARAH-3 Product User Manual, issue 3.3, 24.02.2023. – 82 p.

31. Valentin Software. PV\*SOL Premium – сторінка продукту / реліз-ноти. 2024–2025. URL: <https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/> (дата звернення: 19.10.2025).
32. PVsyst SA. Near Shadings – tutorial. 2025. URL: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/shadings/near-shadings-main-dialog/near-shadings-tutorial.html> (дата звернення: 19.10.2025).
33. Постанова НКРЕКП. Правила роздрібного ринку електричної енергії (чинна редакція). Київ, 2024. URL: <https://www.nerc.gov.ua/> (дата звернення: 19.10.2025).
34. Закон України «Про ринок електричної енергії». Київ, 2024. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/> (дата звернення: 19.10.2025).
35. НЕК «Укренерго». Регламенти балансуючого ринку та диспетчеризації (офіційні матеріали). Київ, 2024–2025. URL: <https://ua.energy/> (дата звернення: 19.10.2025).
36. Патент України №154321. Спосіб діагностики затінення фотомодулів у мережевих СЕС. Зареєстр. 2023-11-18.
37. Казарін, П.В.; Дяченко, М.С. Порівняння SARAH-3 та PVGIS для умов України. Відновлювана енергетика, 2024, №1, – С. 21–29.
38. Європейська Комісія (JRC). PVGIS – огляд інструментів. 2025. URL: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en) (дата звернення: 19.10.2025).
39. PVsyst – General help index. 2025. URL: <https://www.pvsyst.com/help/> (дата звернення: 19.10.2025).
40. Valentin Software – Product overview (PV\*SOL family). 2025. URL: <https://valentin-software.com/en/> (дата звернення: 19.10.2025).
41. ДП «УкрНДНЦ». Каталог національних стандартів у сфері ВДЕ (огляд). Київ, 2024. – 40 с.
42. Держенергоефективності. Зелена трансформація: статистичний збірник 2023–2024. Київ, 2025. – 88 с. URL: <https://saee.gov.ua/> (дата звернення: 19.10.2025).

43. Міненерго України. Путівник з приєднання СЕС до мереж НН/СН (практичний довідник). Київ, 2023. – 52 с.
44. Інститут відновлюваної енергетики НАН України. Методичні засади оцінювання PR та CF для мережевих ФЕС. Київ, 2022. – 36 с.
45. Українська енергетика (журнал). Публікації щодо Net Billing/ринку 2023-2025. URL: <https://ua-energy.org/> (дата звернення: 19.10.2025).
46. Патент України №159876. Система детекції PID у фотомодулях за допомогою аналізу PR. Зареєстр. 2024-05-12.
47. ДСТУ ISO 9060:2021. Сонячна енергія. Специфікація та класифікація піреанометрів (ISO 9060:2018, IDT). Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2021. – 32 с.
48. IEC 61724-1:2021. Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. Geneva: IEC, 2021. – 42 p. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/65561>. (дата звернення: 19.10.2025).
49. SolarPro – Product pamphlet (Laplace System). Коротка специфікація ПЗ. URL: [https://www.lapsys.co.jp/english/common/download/SolarPro\\_pam.pdf](https://www.lapsys.co.jp/english/common/download/SolarPro_pam.pdf). (дата звернення: 11.09.2025).
50. SolarPro – User’s Manual (частина 1): вибір метеоданих і локації. Laplace System. URL: [https://www.lapsys.co.jp/english/common/download/manual\\_e\\_01.pdf](https://www.lapsys.co.jp/english/common/download/manual_e_01.pdf) (дата звернення: 11.09.2025).
51. SolarPro – User’s Manual (частина 2): 3D-CAD операції, додавання PV Array. Laplace System. URL: [https://www.lapsys.co.jp/english/common/download/manual\\_e\\_02.pdf](https://www.lapsys.co.jp/english/common/download/manual_e_02.pdf) (дата звернення: 11.09.2025).
52. Жежерун Я.М., Михайлюк О.В. Відновлювана енергетика: методи аналізу та моделювання фотогенерації. Львів: ЛНУ, 2022. – 228 с.
53. Інститут відновлюваної енергетики НАН України. Методичні засади оцінювання PR та CF для мережевих ФЕС. Київ, 2022. – 36 с.
54. Казарін П. В., Дяченко М. С. «Порівняння SARAH-3 та PVGIS для умов України», Відновлювана енергетика, 2024, №1. – С. 21–29.
55. Міненерго України. Путівник з приєднання СЕС до мереж НН/СН (практичний довідник). Київ, 2023. – 52 с.

56. Держенергоефективності. Зелена трансформація: статистичний збірник 2023–2024. Київ, 2025. – 88 с.
57. ДСТУ ISO 45001:2019. Системи управління охороною праці та безпекою здоров'я. Вимоги та настанови щодо застосування. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019.
58. EN 50110-1:2023. Operation of electrical installations. Brussels: CENELEC, 2023.
59. IEC/EN 60364-7-712:2017. Low-voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Photovoltaic (PV) power supply systems. Geneva: IEC / Brussels: CENELEC, 2017.
60. IEC 62548-1:2023. Photovoltaic (PV) arrays – Part 1: Design requirements. Geneva: IEC, 2023.
61. EN 50549-1:2019+A1:2023; EN 50549-2:2019+A1:2023. Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks. Brussels: CENELEC, 2019/2023.
62. EN IEC 61724-1:2021. Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. Brussels: CENELEC, 2021.
63. ДСТУ EN 62305 (EN/IEC 62305), частини 1–4. Блискавкозахист. Київ: ДП «УкрНДНЦ».
64. EN/IEC 62446-1:2016+A1:2018. Grid connected PV systems – Requirements for system documentation, commissioning tests and inspection. Brussels/Geneva, 2016/2018.
65. EN 50618:2014; IEC 62930:2017. Електричні кабелі для фотогальванічних систем (H1Z2Z2-K) / Photovoltaic cables 1.5 kV DC. Brussels/Geneva, 2014/2017.
66. EN 795:2012. Personal fall protection equipment – Anchor devices. Brussels: CEN, 2012.
67. IEC 61482-2:2018/2020. Live working – Protective clothing against the thermal hazards of an electric arc – Part 2: Requirements. Geneva: IEC, 2018/2020.