

## ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ ГІБРИДНОЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ ПРИВАТНОГО БУДИНКУ У ПРОГРАМНОМУ СЕРЕДОВИЩІ PVSYSY

Гібридні сонячні електростанції (СЕС) відіграють важливу роль у підвищенні енергетичної автономності приватних домогосподарств України, особливо за умов нестабільного електропостачання. Важливим завданням є визначення оптимальних параметрів системи, що забезпечують максимальний виробіток електроенергії та мінімальні експлуатаційні втрати. Попри наявність досліджень у сфері PV-систем, комплексна оптимізація гібридних СЕС з урахуванням типу модулів, кута нахилу та забруднення поверхні (*soiling*) для умов помірного клімату України висвітлена недостатньо.

Метою дослідження є визначення оптимальної конфігурації гібридної СЕС для приватного будинку в м. Чернівці шляхом порівняння технологій фотоелектричних модулів, аналізу впливу кута нахилу панелей та оцінки експлуатаційних втрат.

Моделювання виконано в PVSyst 8.0.18 із використанням даних *Meteonorm*. Розглянуто три групи сценаріїв: порівняння монокристалічних і полікристалічних модулів; робота системи при кутах нахилу 30°, 35° і 40°; вплив рівня забруднення 1–3 %. Використано ключові показники ефективності PV-систем — питому генерацію, коефіцієнт продуктивності (PR) та собівартість електроенергії (LCOE).

За результатами дослідження встановлено, що найкращі показники забезпечують монокристалічні модулі Longi LR7-72НТН-610М під кутом 40°, що дає річний виробіток 13 317 кВт·год, питому генерацію 1213 кВт·год/кВт на рік та PR ≈ 85 %. Підвищення рівня забруднення до 3 % знижує генерацію на ≈1.5 % та збільшує LCOE, що підтверджує важливість регулярного очищення поверхні модулів.

Отримані результати можуть бути використані для підвищення ефективності приватних СЕС та оптимізації конфігурації гібридних систем. Перспективи подальших досліджень включають врахування деградації модулів і сезонної зміни навантаження.

**Ключові слова:** гібридна сонячна електростанція, програмне середовище PVSyst, оптимізація роботи, кут нахилу, рівень забруднення поверхні.

**Вступ:** Сонячна енергетика поступово стає одним із найперспективніших напрямів розвитку енергетичної інфраструктури України, особливо в умовах зростання нестабільності централізованого електропостачання. Як зазначається у дослідженні, присвяченому світовим тенденціям розвитку відновлюваних джерел енергії та їх ролі у відновленні економіки України [1], зелена енергетика є безумовним світовим трендом найближчих десятиліть, а диверсифікація енергопостачання на основі відновлюваних джерел енергії, розглядається як один із ключових чинників підвищення енергетичної безпеки.

Для приватних домогосподарств підвищення рівня енергетичної автономності набуває особливої актуальності, оскільки відсутність резервних джерел живлення ускладнює забезпечення роботи основних побутових навантажень під час аварійних або планових відключень електроенергії. Це зумовлює необхідність застосування рішень, здатних забезпечувати споживача електроенергією навіть за умов тривалих перерв у роботі мережі.

Одним із таких рішень є гібридні сонячні електростанції, що поєднують можливості генерації, накопичення енергії та автономної роботи. Ефективність таких систем визначається сукупністю технічних та експлуатаційних факторів: вибором технології фотоелектричних модулів, їх орієнтацією, кутом встановлення, температурним режимом роботи та впливом забруднення поверхні, яке може суттєво зменшувати реальну генерацію. Дослідження впливу температури на деградацію та ефективність сонячних панелей показують, що підвищення температури поверхні понад 50–55 °C призводить до зниження вихідної потужності та прискорення деградаційних процесів, що необхідно враховувати під час моделювання гібридних СЕС [2].

Аналіз режимів роботи сонячних електростанцій свідчить про значну варіативність графіків генерації та високі швидкості зміни потужності, які в окремі періоди можуть перевищувати 80 % від максимального значення за хвилину [3]. Така динаміка створює додаткові небаланси та ускладнює

забезпечення стабільного енергопостачання без застосування систем накопичення енергії відповідної ємності. Це особливо актуально для гібридних систем приватних домогосподарств, де необхідно поєднати автономність із економічною доцільністю встановлення акумуляторних батарей.

У наукових працях, присвячених впровадженню СЕС у локальних системах енергозабезпечення, підкреслюється необхідність обґрунтованого вибору конфігурації фотоелектричних масивів, застосування систем накопичення та сучасних засобів керування для підвищення ефективності їх функціонування [4]. У систематичних оглядах оптимізації фотоелектричних систем відзначається зростання уваги до моделей, що поєднують класичні інженерні підходи та алгоритмічні методи для підвищення продуктивності, надійності та економічної ефективності PV-конфігурацій [5]. У міжнародних прикладних дослідженнях із використанням програмного середовища PVsyst особливу увагу приділено оптимізації кута нахилу та азимутальної орієнтації модулів, а також застосуванню кліматичних даних типового метеорологічного року (ТМУ) для підвищення точності прогнозування річного виробітку [6].

Зокрема, у дослідженні, присвяченому оптимізації сонячної електростанції для університетського об'єкта в Йорданії, виконано детальний аналіз впливу кута нахилу та азимутальної орієнтації на річну генерацію, коефіцієнт продуктивності та економічні показники системи [6]. Отримані результати підтверджують, що адаптація параметрів системи до локальних кліматичних характеристик дозволяє підвищити енергетичну ефективність і забезпечити економічну доцільність впровадження PV-рішень.

Разом із тим, попри значну кількість досліджень, більшість із них орієнтовані на мережеві або інституційні об'єкти середньої та великої потужності. Для приватних домогосподарств України все ще бракує практично орієнтованих досліджень, які б комплексно враховували поєднану дію кліматичних умов регіону, вибір технології модулів, оптимізацію кута нахилу та вплив експлуатаційних факторів у межах гібридної системи.

**Метою дослідження** є визначення оптимальної конфігурації гібридної сонячної електростанції для приватного будинку в м. Чернівці шляхом порівняння типів фотоелектричних модулів, аналізу впливу кута нахилу на енергетичні показники та оцінки втрат від забруднення поверхні модулів.

#### **Матеріал і результати дослідження**

Дослідження проведено із використанням програмного середовища PVsyst 8.0.18 [7], яке є одним із найбільш розповсюджених інструментів для моделювання, технічного аналізу та оптимізації фотоелектричних систем. Розрахунки виконано для приватного будинку в м. Чернівці з використанням кліматичних даних бази Meteorom, що забезпечує достовірність параметрів сонячної радіації та температури для регіону.

Використання програмного моделювання для визначення оптимальної конфігурації гібридних фотоелектричних систем відповідає сучасним підходам до оптимізації розподіленої генерації та локальних енергетичних систем. У дослідженнях, присвячених управлінню енергетичними спільнотами, наголошується на необхідності врахування мінливості генерації та можливих змін умов експлуатації під час формування оптимальних режимів роботи джерел енергії [8].

Застосування сценарного моделювання у PVsyst дозволяє адаптувати зазначені підходи до задач малої гібридної системи приватного домогосподарства, зосереджуючись на підвищенні енергетичної ефективності та зменшенні втрат генерації.

У дослідженні розглянуто три групи сценаріїв:

- 1) Порівняння типів фотоелектричних модулів: монокристалічні (Mono-Si) та полікристалічні (Poly-Si), що різняться ефективністю, площею та питомою генерацією;
- 2) Оптимізація кута нахилу панелей: моделювання виконано для кутів 30°, 35° та 40° з метою визначення оптимального положення для умов м. Чернівці;
- 3) Оцінка впливу забруднення поверхні модулів: рівні забруднення 1 %, 2 % та 3 % введено в PVsyst через параметр Soiling Losses, що дозволило визначити вплив експлуатаційних втрат на генерацію.

Як видно з рис. 1, генерація характеризується значною варіативністю протягом року, із піковими значеннями в літній період та мінімальними — взимку. Така динаміка підтверджує необхідність використання акумуляторної батареї для згладжування добових коливань виробітку. Крім сезонної нерівномірності, спостерігається також істотна добова мінливість, зумовлена зміною метеорологічних умов (хмарність, температурний режим), що впливає на стабільність енергопостачання. За відсутності накопичувача енергії такі коливання можуть призводити до дефіциту генерації у вечірні години або в періоди зниженої сонячної активності. Це свідчить про необхідність балансування між миттєвою генерацією та профілем навантаження домогосподарства, що є ключовим завданням для гібридних систем із розподіленою генерацією.

#### **Теоретичні розрахункові співвідношення**

У роботі використано стандартні показники ефективності фотоелектричних систем відповідно до рекомендацій сучасної літератури.

Питома потужність ( $SP$ ) та питома генерація ( $SY$ ) визначаються такими співвідношеннями [9]:

$$SP = \frac{P}{W_p}, \quad (1)$$

де  $P$  — фактична потужність системи або певний вихідний параметр;  
 $W_p$  — встановлена (паспортна) потужність масиву панелей.

$$SY = \frac{E}{W_p}, \quad (2)$$

де  $E$  — річний виробіток електроенергії (кВт·год),  $W_p$  — встановлена потужність масиву (кВт);  
 Коефіцієнт продуктивності характеризує відношення фактичної генерації до теоретично очікуваної та визначається як [10]:

$$PR = \frac{SP \cdot G_{POA}}{G_{STC}}, \quad (3)$$

де  $G_{POA}$  — інсоляція на площині модулів (кВт·год/м<sup>2</sup>);  $G_{STC}$  — стандартна інсоляція 1000 Вт/м<sup>2</sup>.  
 Для розрахунку опромінення на похилій площині використано трикомпонентну модель [11]:

$$H_G = R(\beta, \gamma) \cdot H, \quad (4)$$

де  $H$  — горизонтальне опромінення (кВт·год/м<sup>2</sup>).

Хоча  $PV_{syst}$  виконує економічний аналіз автоматично, загальний вираз для LCOE має вигляд [10]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n (C_t + O_t)}{\sum_{t=1}^n E_t}, \quad (5)$$

де:  $C_t$  — капітальні витрати (\$);  $O_t$  — експлуатаційні витрати (\$/рік);  $E_t$  — річна генерація (кВт·год/рік).

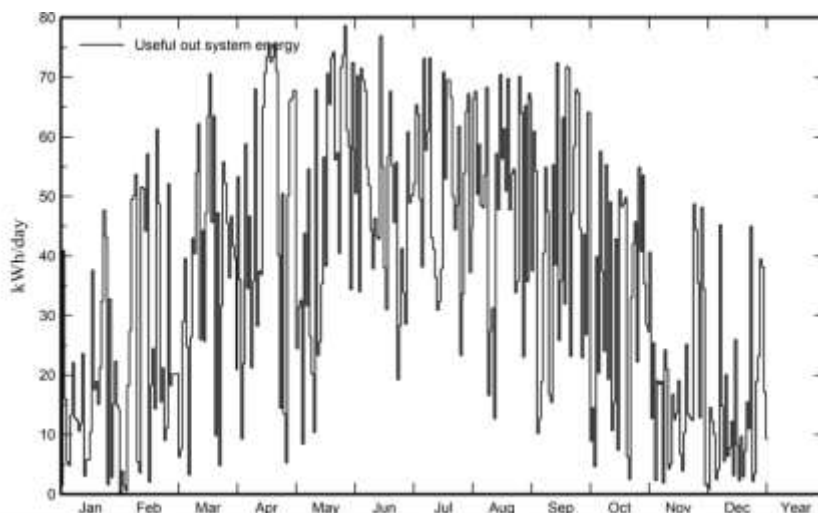


Рисунок 1 – Добова динаміка корисної вихідної енергії фотоелектричної системи протягом року

### Порівняння технологій модулів

У рамках першого блоку сценаріїв у табл. 1 наведено порівняння їхніх ключових технологічних характеристик за ефективністю, температурним коефіцієнтом та доступністю, що дозволяє визначити найбільш доцільні варіанти для подальшого моделювання [9].

Після проведеного порівняльного аналізу було визначено, що для приватної гібридної сонячної електростанції найбільш доцільними є два типи фотоелектричних модулів:

- 1) монокристалічні — завдяки високій ефективності, низькому температурному коефіцієнту та широкій доступності;
- 2) полікристалічні — як більш бюджетний, але менш ефективний варіант, що все ще присутній на ринку.

Саме ці два типи модулів було обрано для детального порівняння в умовах конкретної конфігурації СЕС.

У табл. 2 наведено результати моделювання для кожного типу.

Результати моделювання свідчать про те, що монокристалічні модулі демонструють суттєво кращі технічні характеристики порівняно з полікристалічними: їх ефективність вища приблизно на 5.4 %, що дозволяє отримати більшу встановлену потужність при меншій площі масиву (48.6 м<sup>2</sup> проти 61 м<sup>2</sup>). Це забезпечує зростання річної генерації до 13 317 кВт·год, тоді як Poly-Si дають лише 12 507 кВт·год при майже однаковій загальній потужності. Коефіцієнт продуктивності PR у Mono-Si також вищий (85.12 % проти 83.59 %), що свідчить про менші втрати в реальних умовах експлуатації.

Економічні показники підтверджують перевагу монокристалічної технології: попри нижчу початкову вартість Poly-Si, система на базі Mono-Si має коротший термін окупності — 5.1 року проти 5.9 року. Монокристалічні модулі забезпечують вищу ефективність, менші теплові втрати та більшу

генерацію у межах однакової встановленої потужності, що узгоджується з сучасними дослідженнями надійності та температурної стабільності фотоелектричних модулів [12]. Водночас полікристалічні панелі демонструють нижчу щільність потужності та суттєво більшу зайняту площу, що робить їх менш придатними для приватних дахових систем із обмеженою площею.

Отримані результати підтверджують доцільність використання Mono-Si як базової технології для моделювання гібридної сонячної електростанції.

Таблиця 1 - Порівняння технологій сонячних панелей

Технологія	Ефективність модуля, %	Температурний коефіцієнт потужності	Доступність в Україні (ринок 2024–2025)	Підсумок для проекту
<i>Mono-Si</i>	13.5–19.1	-0.50...-0.38	Дуже висока: JA, Trina, Jinko, Longi та ін.	Оптимально при обмеженій площі; найкраще співвідношення ціна–ефективність
<i>Poly-Si</i>	≈13.1	-0.50...-0.43	Скорочується	Нижча щільність потужності; менш доцільно, ніж <i>Mono-Si</i>
<i>HIT (Si-HJT)</i>	16.7	-0.30	Середня: поодинокі серії	Кращий темп-коэф.; ціна вища — рішення залежить від бюджету
<i>a-Si</i>	6.31	-0.23	Дуже низька	Низька ефективність; недоцільно при дефіциті площі
<i>CdTe</i>	6.94–10.07	-0.25	Здебільшого для великих станцій	Добра термостійкість; обмежена доступність/інтеграція
<i>CIGS</i>	11.17	-0.38	Низька (поодинокі постачання)	Потенціал є, але нерівномірна деградація й доступність

Таблиця 2 - Порівняння монокристалічних і полікристалічних модулів.

Показник	Mono-Si	Poly-Si
Потужність одного модуля, Вт	610	350
Кількість модулів	18	30
Загальна потужність масиву, кВт□	10.98	10.50
Ефективність модуля, %	22.63	17.23
Площа масиву, м <sup>2</sup>	48.6	61
Річна генерація, кВт·год	13 317	12 507
Питома генерація, кВт·год/кВт□·рік	1 213	1 191
<i>PR</i> , %	85.12	83.59
<i>SF</i> , %	84.59	84.29
Вартість системи, \$	6 184	7 050
Окупність, років	5.1	5.9

### Вплив кута нахилу панелей на енергетичну ефективність

Кут нахилу фотоелектричних модулів є одним із ключових параметрів, що визначає рівень їх річної генерації. Від нього залежить кількість сонячної енергії, яка потрапляє на площину модулів протягом року, а також величина сезонних коливань виробітку.

У наукових дослідженнях зазначається, що оптимальний кут нахилу панелей має корелювати з географічною широтою місцевості [10]. Для західних регіонів України він зазвичай становить 35–40°, що забезпечує максимальний річний прийом сонячного випромінювання. Згідно з рекомендаціями [9], зміна кута нахилу навіть на 5° може впливати на річну генерацію на 2–4 %, що підтверджує доцільність проведення окремого моделювання для конкретної локації.

У сучасних дослідженнях з оптимізації фотоелектричних систем також розглядаються підходи до підвищення енергетичної ефективності шляхом адаптації кута нахилу та використання методів оптимізації і трекінгу сонця, що дозволяє мінімізувати втрати та підвищити продуктивність системи [13].

У табл. 3 наведено результати моделювання для трьох значень кута нахилу: 30°, 35° та 40°.

Рис. 2 показує, що максимальні значення інсоляції спостерігаються у літні місяці (червень–серпень), тоді як у зимовий період відбувається суттєве зниження сонячного ресурсу. Саме це обумовлює сезонні коливання генерації та підтверджує доцільність вибору кута нахилу 40° для умов м. Чернівці.

Отже, отримані результати показують, що збільшення кута нахилу з 30° до 40° призводить до покращення більшості енергетичних показників системи:

1. Найвищий показник питомої генерації становить 1213 кВт·год/кВт·рік і досягається при кутах 35° та 40°, що свідчить про більш оптимальний збіг площини модулів із напрямком максимального сонячного випромінювання. При нахилі 30° питома генерація знижується приблизно на 0.6 %, що узгоджується з рекомендаціями літературних джерел щодо недоцільності зменшення кута в умовах помірного клімату.

2. Коефіцієнт продуктивності PR зростає від 84.91 % (30°) до 85.12 % (40°). Це означає, що при збільшенні кута зменшуються втрати, пов'язані з кутовою невідповідністю та розсіюванням на атмосферних шарах.

3. Найнижче значення собівартості електроенергії LCOE становить 0.1180 \$/кВт·год, яке було досягнуто при куті 40°, що робить цей варіант економічно найвигіднішим. Відповідно, термін окупності є найменшим - 5.1 року.

Таблиця 3 - Результати моделювання залежно від кута нахилу

Кут нахилу, °	Річна генерація, кВт·год	Питома генерація, кВт·год/кВт·рік	PR, %	SF, %	LCOE, \$/кВт·год	Окупність, р.
30°	13 237	1 206	84.91	84.95	0.1189	5.2
35°	13 317	1 213	85.03	84.79	0.1181	5.1
40°	13 317	1 213	85.12	84.59	0.1180	5.1

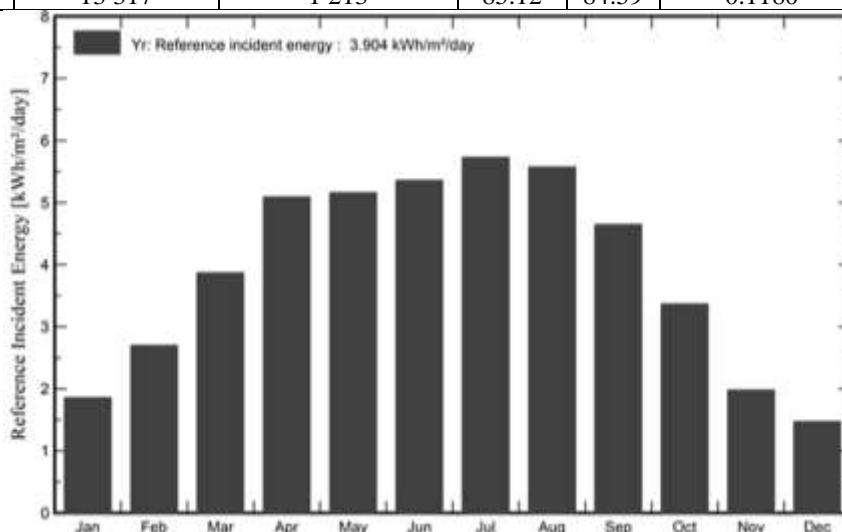


Рисунок 2 – Помісячна референтна інсоляція у площині колектора при  $\beta = 40^\circ$

#### Вплив забруднення поверхні модулів

Забруднення поверхні фотоелектричних модулів — це накопичення пилу, бруду, пилку, сажі, органічних частинок або інших забруднювачів на скляній поверхні панелей. Згідно з сучасними дослідженнями [14], [15] soiling може знижувати річний виробіток СЕС на 1–7 % у регіонах із помірним кліматом, та на 10–25 % у посушливих регіонах.

Механізм впливу полягає в тому, що пил та частинки:

- 1) зменшують пропускання світла через скло;
- 2) спричиняють локальні затінення;
- 3) сприяють утворенню гарячих точок (hot-spots);
- 4) порушують рівномірність освітлення комірок.

У результаті падає інсоляція на площині модулів, що напряму впливає на річну генерацію та коефіцієнт продуктивності PR, що підкреслено в табл. 4.

Таблиця 4 - Вплив рівня забруднення поверхні модулів на показники роботи СЕС

Рівень soiling, %	Річна генерація, кВт·год	Питома генерація, кВт·год/кВт·рік	PR, %	Solar Fraction (SF), %	LCOE, \$/кВт·год	Окупність, р.
1 %	13 185	1201	84.27	84.51	0.119	5.2
2 %	13 053	1189	83.43	84.42	0.120	5.3
3 %	12 983	1183	83.00	84.10	0.121	5.4

Отримані результати показують:

1. Питома генерація зменшується зі 1201 до 1183 кВт·год/кВт $\cdot$ рік при зростанні забруднення з 1 % до 3 %. Це означає втрату корисної енергії на кожен встановлений кіловат потужності та в практичних умовах еквівалентне декільком втраченим сонячним дням на рік.

2. Коефіцієнт продуктивності PR також демонструє негативну динаміку — від 84.27 % до 83.00 %. Таке зниження пов'язане зі збільшенням оптичних втрат, погіршенням пропускання світла та нерівномірністю освітлення фотоелементів, що є критичним для малопотужних систем, де навіть 1 % зменшення PR вважається значущим.

3. Показник Solar Fraction змінюється менш виражено, однак при рівні забруднення 3 % SF знижується до  $\approx$  84.10 %, що свідчить про зменшення частки навантаження, яку система здатна покривати власною генерацією.

4. Економічні показники погіршуються пропорційно втратам енергії: LCOE зростає з 0.119 до 0.121 \$/кВт·год, а термін окупності збільшується з 5.2 до 5.4 року. Це підтверджує, що навіть помірні рівні soiling призводять до додаткових фінансових втрат, посилюють сезонні дисбаланси та подовжують строк повернення інвестицій. Отримані результати підкреслюють необхідність регулярного очищення панелей, особливо в літній період.

#### Фінальний опис оптимізованої гібридної електростанції

На основі проведеної оптимізації сформовано підсумкову конфігурацію гібридної сонячної електростанції загальною потужністю 10.98 кВт, що включає монокристалічні модулі Longi LR7-72НТН-610М, встановлені під оптимальним кутом нахилу 40°, гібридний інвертор з двома MPPT-трекерами та акумуляторну батарею ємністю 5.12 кВт·год. Наявність акумуляторної батареї дозволяє реалізувати функцію резервування генерації та підвищує стійкість системи до короточасних змін попиту або перебоїв у зовнішній мережі, що узгоджується із сучасними підходами до побудови локальних систем із розподіленою генерацією [8].

Така конфігурація забезпечує річну генерацію 13 317 кВт·год за умов базового рівня забруднення поверхні 1 %, що дозволяє покривати близько 80–85 % добового навантаження домогосподарства ( $\approx$ 12.3 кВт·год/добу).

На рис. 3 наведено помісячні значення коефіцієнта продуктивності PR, які перебувають у вузькому діапазоні 0.84–0.87. Така рівномірність свідчить про стабільну роботу системи протягом року та високу відповідність робочих умов параметрам проектування. Незначне літнє зниження PR зумовлене підвищенням температури фотомодулів і відповідними тепловими втратами, тоді як у зимові місяці коефіцієнт покращується завдяки нижчій робочій температурі та більшому коефіцієнту прозорості атмосфери.

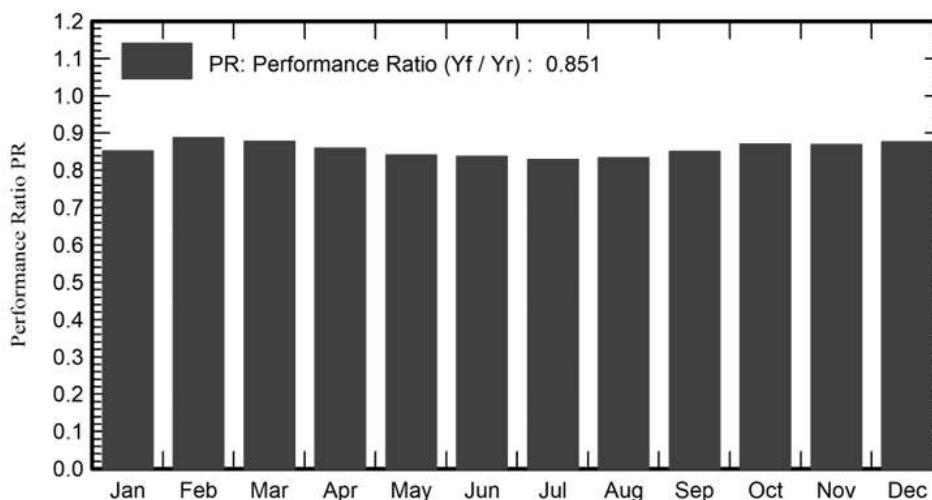


Рисунок 3 - Щомісячні значення коефіцієнта продуктивності PR для оптимізованої конфігурації

#### Висновки

У результаті проведеного моделювання та аналізу параметрів гібридної фотоелектричної системи для умов м. Чернівці встановлено, що технічні характеристики модулів, кут нахилу та рівень експлуатаційних втрат є ключовими факторами, які визначають енергетичну та економічну ефективність СЕС. Порівняльний аналіз показав, що застосування монокристалічних модулів Longi LR7-72НТН-610М у поєднанні з оптимальним кутом нахилу 40° забезпечує найвищі показники продуктивності системи: питомий виробіток 1213 кВт·год/кВт $\cdot$ рік та коефіцієнт продуктивності PR близько 85 %.

Виявлено, що збільшення рівня забруднення поверхні модулів навіть на 2–3 % призводить до зниження річної генерації, погіршення показника PR та зростання собівартості електроенергії LCOE, що підкреслює важливість регулярного технічного обслуговування та очищення панелей.

Отримані результати підтверджують доцільність представленої конфігурації для побутових гібридних сонячних електростанцій та можуть бути використані при розробці систем автономного живлення, оптимізації енергоспоживання та плануванні інвестицій у приватному секторі.

Перспективи подальших досліджень передбачають аналіз довгострокової деградації модулів, оцінку роботи системи за змінних профілів навантаження, моделювання різних сценаріїв накопичення енергії та дослідження впливу погодних аномалій на продуктивність гібридних СЕС.

#### **Список використаної літератури**

1. Денисюк С. П., Белоха Г. С., Чернещук І. С., Лисий В. В. Світові тенденції впровадження відновлюваних джерел енергії та особливості їх реалізації при відновленні економіки України // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2022. № 4. С. 7–28. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273360>
2. Цих В. С., Кульчак А. М., Яворський А. В. Аналіз досліджень впливу температури на деградацію та ефективність роботи сонячних панелей // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2024. № 2 (76). С. 37–45. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2024.303071>
3. Хомяк А. О., Розен В. П. Аналіз режиму роботи сонячної електростанції // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2024. № 3 (77). С. 132–137. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2024.314622>
4. Денисюк С. П., Стржелецьки Р., Богойко І. І., Стржелецька Н. Аналіз особливостей ефективного впровадження сонячних електростанцій в локальних системах енергозабезпечення // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2023. № 2. С. 7–28. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2023.279536>
5. Iturralde Carrera L. A., Alfonso-Francia G., Constantino-Robles C. D., Terven J., Chávez-Urbiola E. A., Rodríguez-Reséndiz J. Advances and Optimization Trends in Photovoltaic Systems: A Systematic Review // AI. 2025. Vol. 6, No. 9. Art. 225. DOI: <https://doi.org/10.3390/ai6090225>
6. Abdelhafez E., Abd-Alhamid F. Design and performance optimization of a solar photovoltaic system for Al-Zaytoonah University's computer center using PVsyst software // Journal of Renewable Energy and Environment (JREE). – 2025. – Vol. 12, No. 3 (Summer). – P. 77–84. – DOI: <https://doi.org/10.30501/jree.2025.513397.2314>
7. PVsyst 8 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.pvsyst.com/en/products/pvsyst-8/>
8. Веремійчук Ю. В., Притискач І. В., Яромлюк О. О. Оптимізація роботи енергетичних спільнот при непередбачуваних змінах попиту або обмеженнях в енергосистемі // Системні дослідження в енергетиці. – 2025. – № 3 (83). – С. 31–46. DOI: <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.03.031>
9. Aïssa B., Tabet N. (ред.). Photovoltaic Technology for Hot and Arid Environments. – London: The Institution of Engineering and Technology, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1049/PBPO144E>
10. Messenger R. A., Ventre J. Photovoltaic Systems Engineering. – Boca Raton: CRC Press, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1201/9781003470892>
11. Stuart R. Wenham, Martin A. Green, Muriel E. Watt, Richard Corkish, Alistair Sproul Applied Photovoltaics (3rd edition), 2012. DOI: <https://doi.org/10.4324/9781849776981>
12. Weiß K.-A. Photovoltaic Modules: Reliability and Sustainability. Berlin; Boston: De Gruyter, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1515/9783110685558>
13. Mandal S., Dutta P. Photovoltaic Systems: Advances in Research and Applications, 2023. DOI: <https://doi.org/10.52305/FDQH0067>
14. Mani M., Pillai R. Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. – 2010. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.065>
15. Klemens K. Ilse, Benjamin W. Figgis, Volker Naumann, Christian Hagendorf, Jörg Bagdahn, Fundamentals of soiling processes on photovoltaic modules, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.015>

**M. Mohylat**<sup>1</sup>, master student, ORCID 0009-0000-2279-9552

**V. Tkachenko**<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0002-4528-7661

**D. Yatsenko**<sup>1</sup>, PhD, asst., ORCID 0000-0001-6702-569X

<sup>1</sup>National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

### **OPTIMIZATION OF A HYBRID PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR A PRIVATE HOUSE USING THE PVSYST SOFTWARE ENVIRONMENT**

*Hybrid photovoltaic (PV) systems play an important role in increasing the energy autonomy of private households in Ukraine, especially under conditions of unstable electricity supply and the growing need for distributed generation. Determining the optimal parameters of such systems is an important task, since the efficiency and economic feasibility of hybrid PV installations depend on the configuration of the photovoltaic array, installation angle, and operational conditions. Despite the availability of studies in the field of photovoltaic systems, comprehensive optimization of hybrid installations that accounts for module type, tilt angle, and surface soiling for the moderate climate of Ukraine remains insufficiently investigated.*

The objective of the study is to determine the optimal configuration of a hybrid PV system for a private household in Chernivtsi by comparing photovoltaic module technologies, analysing the influence of panel tilt angle on energy production, and assessing operational losses caused by surface contamination. The research focuses on improving both the energy efficiency and economic performance of residential photovoltaic systems.

The modelling was performed in PVsyst 8.0.18 using Meteor norm climatic data, which ensures reliable simulation of solar radiation and temperature conditions for the selected region. Three groups of scenarios were examined: comparison of monocrystalline and polycrystalline modules; system performance at tilt angles of 30°, 35°, and 40°; and the impact of 1–3% surface soiling. Key PV performance indicators were used, including specific yield, performance ratio (PR), and levelized cost of energy (LCOE), which allow a comprehensive evaluation of the system efficiency.

The results show that the best performance is achieved with monocrystalline Longi LR7-72HTH-610M modules installed at a 40° tilt, providing an annual generation of 13,317 kWh, a specific yield of 1213 kWh/kWp/year, and PR ≈ 85%. The increase of the tilt angle within the studied range slightly improves the annual energy yield, while higher levels of surface soiling reduce the performance of the system. Increasing the soiling level to 3% leads to a decrease in energy production by approximately 1.5% and increases the LCOE, confirming the importance of regular cleaning of the module surface.

The obtained results can be used to improve the efficiency of residential PV systems and to optimize the configuration of hybrid installations under the climatic conditions of Ukraine. Future research may include the analysis of module degradation, variation of load profiles, and the influence of different storage capacities on the performance of hybrid photovoltaic systems.

**Keywords:** hybrid solar power plant, PVsyst software environment, operation optimization, tilt angle, surface soiling level.

#### References

1. S. Denysiuk, H. Bielokha, I. Cherneshchuk, and V. Lysyi, “Global trends in implementation of renewable energy sources and features of their implementation during the recovery of Ukraine's economy,” *Power Engineering: Economics, Technique, Ecology*, no. 4, pp. 7–28, 2022. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273360>
2. V. Tsykh, A. Kulchak, and A. Yavorskyi, “Analysis of research on the influence of temperature on the degradation and efficiency of solar panels,” *Power Engineering: Economics, Technique, Ecology*, no. 2 (76), pp. 37–45, 2024. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2024.303071>
3. A. Khomiak and V. Rozen, “Analysis of the operation mode of the solar power plant,” *Power Engineering: Economics, Technique, Ecology*, no. 3 (77), pp. 132–137, 2024. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2024.314622>
4. S. Denysiuk, R. Strzelecki, I. Bohoiko, and N. Strzelecki, “Analysis of the features of effective implementation of solar power plants in local energy supply systems,” *Power Engineering: Economics, Technique, Ecology*, no. 2, pp. 7–28, 2023. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2023.279536>
5. L. A. Iturralde Carrera, G. Alfonso-Francia, C. D. Constantino-Robles, J. Terven, E. A. Chávez-Urbiola, and J. Rodríguez-Reséndiz, “Advances and optimization trends in photovoltaic systems: A systematic review,” *AI*, vol. 6, no. 9, Art. 225, 2025. <https://doi.org/10.3390/ai6090225>
6. E. Abdelhafez and F. Abd-Alhamid, “Design and performance optimization of a solar photovoltaic system for Al-Zaytoonah University's computer center using PVsyst software,” *Journal of Renewable Energy and Environment*, vol. 12, no. 3, pp. 77–84, 2025. <https://doi.org/10.30501/jree.2025.513397.2314>
7. PVsyst SA, “PVsyst 8,” [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/en/products/pvsyst-8/>
8. Y. Veremiyshuk, I. Prytyskach, and O. Yarmolyuk, “Optimization of energy communities' operation considering unpredictable changes in demand or restrictions in the power system,” *System Research in Energy*, no. 3 (83), pp. 31–46, 2025. <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.03.031>
9. Aïssa B., Tabet N. (eds.) *Photovoltaic Technology for Hot and Arid Environments*. – London: The Institution of Engineering and Technology, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1049/PBPO144E>
10. Messenger R. A., Ventre J. *Photovoltaic Systems Engineering*. – Boca Raton: CRC Press, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1201/9781003470892>
11. Stuart R. Wenham, Martin A. Green, Muriel E. Watt, Richard Corkish, Alistair Sproul *Applied Photovoltaics* (3rd edition), 2012. DOI: <https://doi.org/10.4324/9781849776981>
12. Weiß K.-A. *Photovoltaic Modules: Reliability and Sustainability*. Berlin; Boston: De Gruyter, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1515/9783110685558>
13. Mandal S., Dutta P. *Photovoltaic Systems: Advances in Research and Applications*, 2023. DOI: <https://doi.org/10.52305/FDQH0067>
14. Mani M., Pillai R. *Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations*. – 2010. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.065>
15. Klemens K. Ilse, Benjamin W. Figgis, Volker Naumann, Christian Hagedorf, Jörg Bagdahn, *Fundamentals of soiling processes on photovoltaic modules*, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.015>

Надійшла: 14.10.2025  
Received: 14.10.2025

Прийнята: 07.03.2026  
Accepted: 07.03.2026