

МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК КРЕМНІЄВОГО ФОТОЕЛЕКТРИЧНОГО МОДУЛЯ З КОНЦЕНТРАТОРОМ СОНЯЧНОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ

Отримано 30 лист. 2025 р.; рекомендовано до публікації 09 груд. 2025 р.
Доступно онлайн 31 груд. 2025 р.

Кузнєцов М. М.

Автор для кореспонденції: Кузнєцов Микола,
e-mail: kuznietsov.m.m@gmail.com

канд. техн. наук.
<https://orcid.org/0000-0002-0286-5652>

Інститут відновлюваної енергетики НАН
України, м. Київ, Україна

Анотація. Метою роботи є аналіз електричних характеристик фотоелектричного модуля з концентратором сонячної енергії. Об'єкт дослідження – простий фотоелектричний модуль з найпростішим концентратором сонячної енергії без додаткових систем охолодження, що робить таке рішення технічно простим і комерційно привабливим. Задача роботи полягає в оцінці технічної доцільності такого рішення. У роботі наводяться порівняльні характеристики залежності потужності від напруги та помісячної генерації електроенергії зазначеного рішення порівняно з традиційним рішенням – набором послідовно включених фотоелектричних модулів. Для оцінки впливу самого концентратора на характеристики модуля наведено також порівняння з певним ідеалізованим рішенням. Визначено доцільність використання концентраторів сонячної енергії зі звичайними фотоелектричними модулями, оскільки попри 35%-ве падіння генерації електроенергії з одиниці площі вартість такого рішення очікується меншою: один модуль з концентратором передбачено генерує стільки ж енергії, скільки вісім модулів без концентратора. Бібл.14.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, фотоелектрична станція, концентратор сонячного випромінювання, прогноз генерації електроенергії.

Використані позначення та скорочення

ФЕМ – фотоелектричний модуль

PV – photovoltaic, фотоелектричний

MPPT – max power point tracker, пристрій для відслідковування найбільшої потужності на вихідній характеристиці ФЕМ і утримання цієї точки як робочої для системи генерації енергії

Вступ

Технологія концентрації сонячного випромінювання посідає вагомe місце в сонячній енергетиці. Водночас ця технологія насамперед зосереджена на отриманні термальної енергії [1, 2] та комбінації термальної й фотоелектричної енергії [3, 4]. Менша увага приділяється виключно енергії фотоелектричній. При цьому перевага віддається застосуванню «високоєфективних» фотоелементів [4–7] та систем примусового охолодження [8]. Використанню доступних на ринку звичайних фотоелектричних модулів на базі однопереходового кристалічного кремнію з концентраторами сонячного випромінювання приділено мало уваги. З огляду на вищу вартість фотоелектричної енергії порівняно з енергією з викопних джерел доцільно шукати технічного рішення для зменшення ціни сонячних електростанцій. Використання концентрації сонячної енергії з існуючими комерційно доступними фотоелектричними модулями (ФЕМ) є цікавим рішенням, оскільки вартість простого концентратора на базі лінзи Френеля, параболічного дзеркала і т. п. за одиницю площі вбачається меншою, ніж у фотоелектричного модуля.

Мета

Метою роботи є порівняльний аналіз електричних характеристик типового фотоелектричного модуля з концентратором сонячного випромінювання і поля аналогічних фотоелектричних модулів сумарною площею, рівною площі апертури концентратора. У подальшому це дасть змогу проводити техніко-економічні розрахунки доцільності таких систем. Як приклад ФЕМ взято модель A10Green Technology A10J-S72-175 номінальною потужністю 175 Вт. Особливості конкретних типів сонячних концентраторів не розглядаються в цій роботі, проте з огляду на ідею використання недорогого ФЕМ оптичні характеристики концентратора вибрані такими, що відповідають найпростішим їх видам – лінзі Френеля та параболічному дзеркалу.

Розрахунок концентратора сонячного випромінювання

Природним обмеженням для ФЕМ з концентратором сонячної енергії є температура фотоелемента. Типовим значенням максимальної допустимої температури експлуатації для ФЕМ є 85 °С.

Для оцінки максимальної сонячної енергії для одиничного фотоелектричного модуля використовується проста лінійна апроксимація [9, 10]:

$$T = T_a + \frac{G}{G_{НОСТ}} (T_{НОСТ} - T_{a,НОСТ}) \quad (1)$$

де T – температура ФЕМ ($^{\circ}\text{C}$) за інтенсивності сонячної радіації G ($\text{Вт}/\text{м}^2$) та температури навколишнього середовища T_a ($^{\circ}\text{C}$); $T_{НОСТ}$ – номінальна робоча температура ФЕМ, що вказується виробником у специфікації до конкретного ФЕМ; $G_{НОСТ} = 800 \text{ Вт}/\text{м}^2$ та $T_{a,НОСТ} = 20^{\circ}$ – значення інтенсивності сонячної радіації й температури, відповідно, за так званих нормальних умов (nominal terrestrial environment NTE).

Оптична ефективність концентратора на основі лінзи Френеля та простого параболічного дзеркала становить близько 70 % [7]. Існуючі технології дозволяють отримати оптичну ефективність концентратора до 84–98 % [7, 11], проте техніко-економічна доцільність таких рішень для використання зі звичайними ФЕМ вбачається сумнівною.

Вибір концентратора повинен враховувати сонячну радіацію в місці експлуатації. У подальшому розглядаються кліматичні умови для м. Київ в 2019 році, де максимальне значення радіації становило $918 \text{ Вт}/\text{м}^2$, а найвища зафіксована температура – 35°C [12]. Без застосування примусового охолодження, як зазначено вище, максимальна температура ФЕМ не повинна перевищувати 85°C . Підставляючи у рівняння (1) типові значення температури $T_{НОСТ} = 25^{\circ}\text{C}$, температуру навколишнього середовища $T_a = 35^{\circ}\text{C}$, можна отримати максимальне значення сонячної радіації на поверхні модуля G_{max} , що не призведе до його перегріву:

$$85 = 35 + \frac{G_{max}}{800} (25 - 20) \rightarrow G_{max} = 8000 (\text{Вт}/\text{м}^2) \quad (2)$$

Оскільки це дослідження не фокусується на конструктиві самого концентратора, з усього різноманіття його параметрів важливими є коефіцієнт концентрації сонячної енергії X , який вимірюється в кількості сонць [13], і геометрична концентрація C_g [7]:

$$X = \frac{G_x}{G}, \quad C_g = \frac{A}{a}, \quad (3)$$

де G_x – середня інтенсивність концентрованої сонячної радіації, G – середнє значення сонячної радіації без застосування концентратора, A – площа апертури концентратора, a – площа ресівера (площа перетину потоку концентрованої сонячної випромінювання).

Для наведених вище кліматичних умов і з урахуванням співвідношення (2), а також оптичної ефективності концентратора 0.7, коефіцієнт концентрації сонячної енергії не повинен перевищувати $X = 8000/918 = 8.71$ (сонць), а геометрична концентрація $C_g = 8.71/0.7 = 12.44$. Значення коефіцієнта концентрації сонячної енергії $X = 8.71$ відповідає системам низької концентрації, для яких підходить звичайний кристалічний кремній як матеріал

фотоелемента [13]. Для спрощення подальшого порівняльного аналізу, виберемо концентратор з величиною геометричної концентрації $C_g = 12$, тобто апертура концентратора матиме таку саму площу, що й сумарна активна (робоча) площа 12 таких самих ФЕМ без концентрації сонячної радіації.

Порівняння електричних характеристик одного ФЕМ з концентратором і поля ФЕМ

Далі наведено порівняльний аналіз електричних характеристик та генерації електроенергії одного ФЕМ з концентратором зі значенням $C_g = 12$ й оптичною ефективністю 0.7, і поля з 12 аналогічних ФЕМ. Активна площа обох рішень при цьому буде однакою. Щодо підключення, то 12 ФЕМ можна об'єднати різними способами, які впливатимуть насамперед на номінальні значення напруг і струмів, проте сумарна номінальна потужність буде однаковою. Виберемо послідовне підключення як найрозповсюдженіше. Нижче наведені сімейства характеристик залежності потужності від напруги зазначених рішень для різних значень сонячної радіації й температури. Як ФЕМ розглядався A10Green Technology A10J-S72-175 номінальною потужністю 175 Вт. Характеристики отримані симуляцією в середовищі Matlab Simulink. Для моделювання ФЕМ використаний об'єкт «PV Array» з бібліотеки «Simscape». Модель сонячної установки враховує залежність температури модуля від радіації відповідно до рівняння (1). Концентратор сонячного випромінювання приймався з величиною геометричної концентрації $C_g = 12$ і оптичною ефективністю 0.7, тобто коефіцієнтом концентрації (кількість сонць) $X = 8.4$.

Як видно на рис. 1 і рис. 2, загалом максимальна потужність поля з 12 ФЕМ буде приблизно вдвічі більша за потужність одного ФЕМ з концентратором. Водночас що нижча температура й освітленість, то менша різниця між потужностями одного модуля з концентратором і поля ФЕМ. Це пояснюється як оптичними втратами в концентраторі, так і погіршенням характеристик ФЕМ за вищої температури. Для оцінки втрат на рис. 3 наведено характеристики потужності ФЕМ з концентратором з оптичною ефективністю в 0.95, що відповідає найефективнішим існуючим рішенням [7, 11], та застосуванням певної системи охолодження, що забезпечує температуру модуля з концентратором таку саму, як в аналогічного модуля без концентратора за однакового рівня освітлення і температури навколишнього середовища. Можна помітити, що характеристики потужності такої установки суттєво кращі, ніж у попередньо розглянутого концентратора, проте все-таки поступаються полю ФЕМ за високої освітленості й близькі до поля ФЕМ за низької освітленості.

Також варто відзначити меншу крутизну характеристик ФЕМ з концентратором у точці максимальної потужності, що знижує вимоги до точності MPPT трекера (max power point tracking – відслідковування точки максимально потужності) і потенційно зменшує втрати через неоптимальне визначення робочої точки.

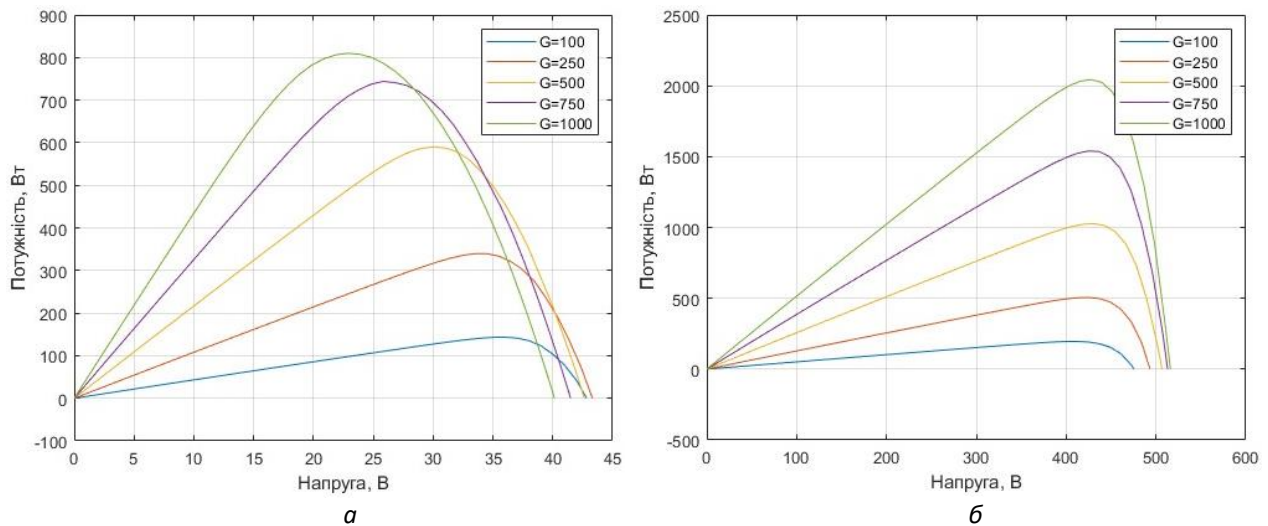


Рис. 1. Залежність потужності від напруги для: а – ФЕМ з концентратором; б – 12 послідовно об'єднаних ФЕМ за температури 25°C і величини сонячної радіації від 100 до 1000 Вт/м^2

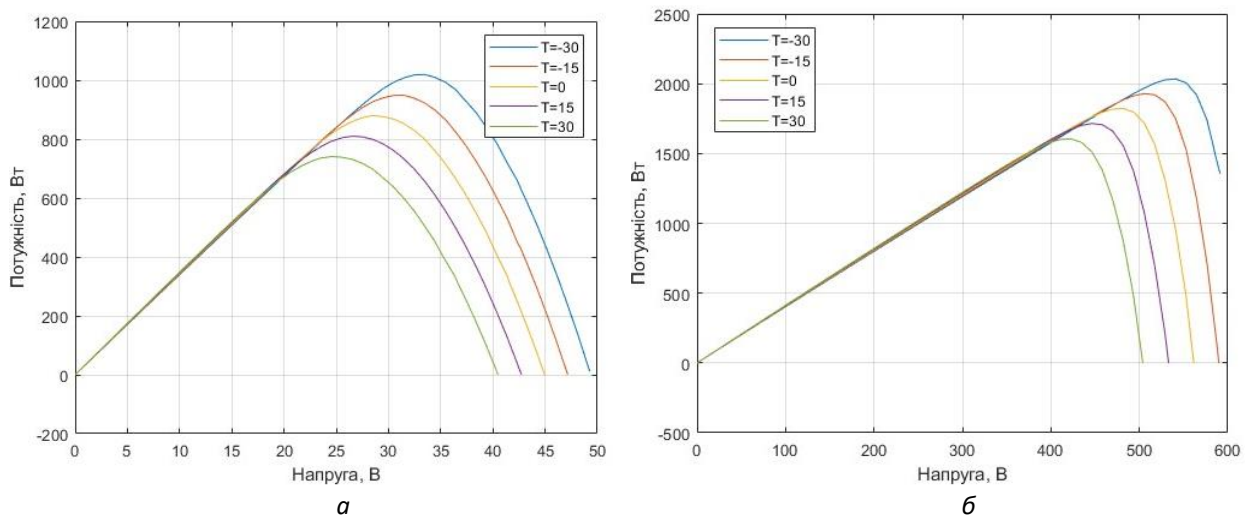


Рис. 2. Залежність потужності від напруги для: а – ФЕМ з концентратором; б – 12 послідовно об'єднаних ФЕМ за величини сонячної радіації 800 Вт/м^2 і температури навколишнього середовища від -30 до 30°C

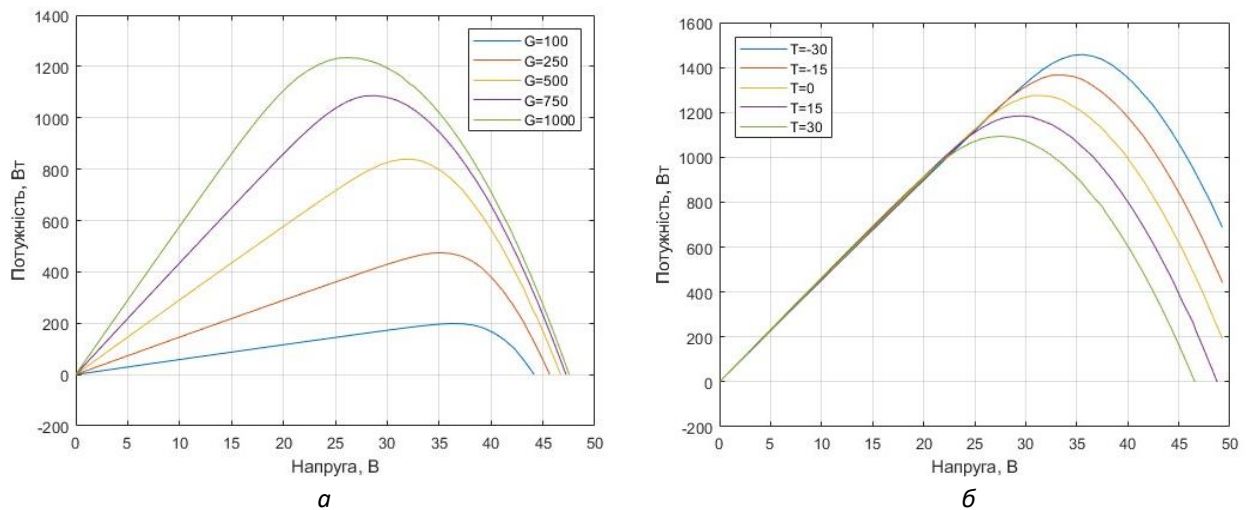


Рис. 3. Залежність потужності від напруги для ФЕМ з концентратором оптичною ефективністю 0.95 і системою охолодження ФЕМ, якщо: а – температур 25°C і величина сонячної радіації від 100 до 1000 Вт/м^2 ; б – величина сонячної радіації 800 Вт/м^2 і температура навколишнього середовища від -30 до 30°C

Порівняння виробітку електроенергії одного ФЕМ з концентратором і поля ФЕМ

Для порівняльної оцінки можливостей генерації електроенергії одного ФЕМ з концентратором і поля ФЕМ проведена симуляція річної виробітку електроенергії відповідно до способу, описаного в [14]. Порівнювались характеристики: 1) ФЕМ з концентратором з величиною геометричної концентрації $C_g = 12$ і оптичною ефективністю 0.7 ($X = 8.4$ сонць) та без системи охолодження, так званий низькоефективний концентратор; 2) ФЕМ з концентратором з ве-

личиною геометричної концентрації $C_g = 12$ і оптичною ефективністю 0.95 ($X = 11.4$ сонць) та системою охолодження, що нівелює вплив підвищеної сонячної радіації на ФЕМ, так званий високоефективний концентратор; 3) поле з 12 послідовно об'єднаних ФЕМ. Модель ФЕМ відповідає A10Green Technology A10J-S72-175. Кліматичні дані для симуляції отримані з [12]: погодинні значення прямої сонячної радіації на горизонтальну поверхню та температури повітря для географічних координат м. Київ за 2019 рік. Результати зведені до таблиці.

Таблиця. Річний виробіток електроенергії полем з 12 ФЕМ, ФЕМ з «низькоефективним» концентратором та ФЕМ з «високоефективним» концентратором і системою охолодження

				12 ФЕМ	ФЕМ з «низькоефективним» концентратором		ФЕМ з «високоефективним» концентратором	
Місяць	Світлий час доби, г	Середня температура, С°	Середня сонячна радіація, Вт/м ²	Місячна генерація, кВт·г	Місячна генерація, кВт·г	Частка генерації відносно 12 ФЕМ	Місячна генерація, кВт·г	Частка генерації відносно 12 ФЕМ
Січень	302	-7	107	73.4	52.8	72 %	72.8	99 %
Лютий	304	-2	182	124.9	86.7	69 %	120.1	96 %
Березень	395	5	236	206.6	139.6	68 %	193.8	94 %
Квітень	439	11	310	293.6	190.8	65 %	266.2	91%
Травень	496	18	328	341.6	219.3	64 %	307.3	90%
Червень	536	24	382	419.9	260.7	62 %	366.4	87%
Липень	518	22	393	422.9	260.7	62 %	366.8	87 %
Серпень	479	23	380	375.8	233.4	62 %	328.2	87 %
Вересень	408	18	306	261.9	170.4	65 %	238.0	91 %
Жовтень	362	13	232	178.6	121.1	68 %	168.6	94 %
Листопад	300	5	135	87.9	62.7	71 %	86.7	99 %
Грудень	269	2	87	50.9	37.1	73 %	51.2	101 %
Річна генерація, кВт·г				2837.9	1835.4	65 %	2566.2	90 %

Як видно в таблиці, з розрахунку на річну генерацію електроенергії один модуль з величиною геометричної концентрації $C_g = 12$ виробить лише 65 % енергії, яку можна отримати з 12 аналогічних модулів, тоді як з ідеальним концентратором з охолодженням – 90 %. Водночас що нижчі температура навколишнього середовища і сонячна радіація, то вища ефективність модуля з концентратором. Можна оцінити, що модуль зі звичайним концентратором згенерує стільки ж енергії, стільки і вісім аналогічних модулів без концентрації сонячної енергії, тобто генерація з одиниці активної площі установки з простим концентратором без додаткових систем охолодження буде приблизно в 1,5 раза нижчою, ніж з поля ФЕМ аналогічної сумарної активної площі модулів. Фінансові оцінки наразі не розглядаються, проте з огляду на те, що в моделюванні прийнятий простий концентратор без додаткових систем охолодження, можна вважати, що за превалювання питання собівартості установки над питанням доступної площі таке рішення може видатись раціональним.

Висновки

Використання звичайного комерційного фотоелектричного модуля з сонячним концентратором оптичною ефективністю близько 0.7 і величиною геометричної концентрації 12 дозволяє отримати генерацію, зіставну з генерацією восьми аналогічних ФЕМ без концентратора, не потребує системи охолодження, і має площу апертури, рівну площі 12 аналогічних фотоелектричних модулів. Тобто генерація електроенергії з одиниці площі зменшується приблизно на 35 %, проте очікується істотно менша вартість установки через відносну дешевизну концентратора. Також менша крутизна вихідних характеристик ФЕМ з концентратором знижує вимоги до MPPT та втрати потужності через похибку визначення точки максимальної потужності. У разі використання концентратора з оптичною ефективністю на рівні кращих досягнень сучасної технології й застосування систем охолодження для пониження температури ФЕМ отримане значення генерації електроенергії лише на 10 % менше, ніж з множини фотоелектричних модулів. Проте комерційну доцільність такого рішення оцінити важко через складність концентратора і потребу в системі охолодження.

ПОСИЛАННЯ

1. Ejaz A., Babar H., Ali H. M., J amil F., Janjua M. M., Fattah I. M. R., Said Z., Li C. Concentrated photovoltaics as light harvesters: Outlook, recent progress, and challenges. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. Volume 46, August 2021, 101199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101199>
2. Xiao J., Wei X., Lu Z., Yu W., Wu H. A review of available methods for surface shape measurement of solar concentrator in solar thermal power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 16, Issue 5, June 2012, Pp. 2539–2544. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.063>
3. Ceylan I., Gürel A.E., Ergün A., Tabak A. Performance analysis of a concentrated photovoltaic and thermal system. *Solar Energy*. Volume 129, May 2016, Pp. 217–223. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.010>
4. Cameron W. J., Reddy K. S., Mallick T. K. Review of high concentration photovoltaic thermal hybrid systems for highly efficient energy cogeneration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 163, July 2022, 112512. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112512>
5. Zubi G., J.L., Fracastoro G. V. High concentration photovoltaic systems applying III–V cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 13, Issue 9, December 2009, Pp. 2645–652. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.002>
6. Solanki C. S., Sangani C. S., Gunashekar D., Antony G. Enhanced heat dissipation of V-trough PV modules for better performance. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. Volume 92, Issue 12, December 2008, Pp. 1634–1638. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2008.07.022>
7. Iqbal W., Ullah I., Shin S. Optical Developments in Concentrator Photovoltaic Systems—A Review. *Sustainability*. 2023, Volume 15, Issue 13, 10554. DOI: <https://doi.org/10.3390/su151310554>
8. Jakhar S., Soni M. S., Gakkhar N. Historical and recent development of concentrating photovoltaic cooling technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 60, July 2016, Pp. 41–59. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.083>
9. Salilih E. M., Birhane Y. T. Modeling and Analysis of Photo-Voltaic Solar Panel under Constant Electric Load. *Journal of Renewable Energy*. Volume 2019, Article ID 9639480, 10 pages. DOI: <https://doi.org/10.1155/2019/9639480>
10. Ghosh S. M., Shawon M. H., Rahman A., Abdullah R. Modeling of PV Array and Analysis of Different Parameters. *International Journal of Advancements in Research & Technology*, Volume 2, Issue 5, May-2013. ISSN 2278-7763. Pp. 358–363.
11. Li Y., A Study on the Optical Efficiency of Solar Concentrators Based on Ray Tracing Method. *Highlights in Science, Engineering and Technology*. 2024. Volume 83. Pp. 33–42. DOI: <https://doi.org/10.54097/nz27b785>
12. <https://www.renewables.ninja/>
13. Khamooshi M., Salati H., Egelioglu F., Faghiri A. H., Tarabishi J., Babadi S. A Review of Solar Photovoltaic Concentrators. *International Journal of Photoenergy (Hindawi)*. Volume 2014, Article ID 958521, 17 p. DOI: <http://dx.doi.org/10.1155/2014/958521>
14. Кузнецов М. М. Спрощення електричних моделей фотоелектричного модуля в задачах прогнозування генерації електроенергії. *Відновлювана енергетика*. 2025. № 2. С. 126–132. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2\(81\).126-132](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2(81).126-132)

MODELING OF ELECTRICAL CHARACTERISTICS OF A SILICON PHOTOVOLTAIC MODULE EQUIPPED WITH A SOLAR RADIATION CONCENTRATOR

Received Nov. 30, 2025; accepted Dec. 09, 2025
Available online Dec. 31, 2025

Kuznietsov M.

Author for correspondence: Kuznietsov Mykola,
e-mail: kuznietsov.m.m@gmail.com

Ph.D.
<https://orcid.org/0000-0002-0286-5652>

Institute of Renewable Energy, NAS of
Ukraine, Kyiv, Ukraine

Abstract. *The purpose of this article is to analyze the electrical characteristics of a photovoltaic module with a solar radiation concentrator. The object of the study is a simple commercially available photovoltaic module with the simplest solar radiation concentrator without additional cooling systems, which makes this solution technically simple and commercially attractive. The task is to evaluate the technical feasibility of such a solution. The study provides comparative characteristics of the dependence of power on voltage and monthly electricity generation of the mentioned concentrator system compared to a traditional solution – a set of photovoltaic modules connected in series. To assess the impact of the concentrator itself on the characteristics of the module, a comparison with a certain idealized solution is also made. As a conclusion, the feasibility of solar energy concentrators with conventional photovoltaic modules is demonstrated, since despite a 35% drop in electricity generation per unit area, the cost of such a solution is expected to be lower, because one module with a concentrator will be able to generate as much energy as 8 modules without radiation concentration. Bibliography 14.*

Keywords: *renewable energy sources, solar power plant, solar radiation concentrator, electricity generation forecast.*

List of symbols and abbreviations used

PV module – photovoltaic module

MPPT – max power point tracker

Introduction

Concentrated solar power (CSP) technologies occupy a significant position within the broader field of solar energy. Nevertheless, these technologies have been primarily oriented toward the generation of thermal energy [1, 2] and hybrid thermal–photovoltaic systems [3, 4], while substantially less attention has been devoted to purely photovoltaic applications. In such cases, preference is typically given to the implementation of high-efficiency solar cells [4–7] in combination with forced cooling systems [8]. The use of commercially available, standard single-junction crystalline silicon photovoltaic modules equipped with solar radiation concentrators has received comparatively limited consideration. Given that the cost of photovoltaic electricity remains higher than that derived from fossil fuels, it is increasingly important to identify technical solutions capable of reducing the capital cost of photovoltaic power plants. Employing solar concentration in conjunction with existing commercially available photovoltaic (PV) modules represents a promising pathway, as the cost per unit area of simple optical concentrators – such as Fresnel lenses or parabolic concentrators – appears to be lower than that of the PV modules themselves.

Objective

The objective of this study is to conduct a comparative analysis of the electrical characteristics of a typical photovoltaic module equipped with a solar radiation concentrator and those of an array of analogous photovoltaic modules whose total area is equivalent to the aperture area of the concentrator. This comparison will subsequently enable techno-economic assessments of the feasibility of such systems. As a representative PV module, the A10Green Technology A10J-S72-175 model with a nominal power of 175 W is selected. The investigation of the specific design features of individual types of solar concentrators lies beyond the scope of this work; however, given the concept of using a low-cost photovoltaic module, the optical characteristics of the concentrator are chosen to correspond to the simplest available configurations – namely, a Fresnel lens or a parabolic concentrator.

Calculation of the Solar Radiation Concentrator

A natural limitation for a PV module operating with a solar concentrator is the temperature of the PV cell. A typical maximum operating temperature for such modules is 85 °C. To estimate the maximum solar radiation for a single

photovoltaic module, a simple linear approximation is used [9,10]:

$$T = T_a + \frac{G}{G_{NOCT}} (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \quad (1)$$

where T is the module temperature ($^{\circ}\text{C}$) at solar irradiance G (W/m^2) and ambient temperature T_a ($^{\circ}\text{C}$); T_{NOCT} is the nominal operating cell temperature specified by the manufacturer; $G_{NOCT} = 800 \text{ W}/\text{m}^2$ and $T_{a,NOCT} = 20^{\circ}\text{C}$ correspond to the nominal terrestrial environment (NTE) conditions.

The optical efficiency of concentrators based on Fresnel lenses or a simple parabolic concentrator is approximately 70% [7]. Although existing technologies can achieve concentrator optical efficiencies of 84 – 98% [7, 11], their techno-economic suitability for use with conventional photovoltaic modules appears questionable.

The selection of a concentrator must consider the local solar irradiance at the installation site. In this study, the climatic conditions of Kyiv city in 2019 are used: the maximum recorded irradiance was $918 \text{ W}/\text{m}^2$, and the highest ambient temperature reached 35°C [12]. As noted above, without forced cooling, the module temperature must not exceed 85°C . Substituting a typical value of $T_{NOCT} = 25^{\circ}\text{C}$ and $T_a = 35^{\circ}\text{C}$ into Equation (1), the maximum permissible irradiance G_{max} on the module surface that does not lead to overheating is obtained:

$$85 = 35 + \frac{G_{max}}{800} (25 - 20) \rightarrow G_{max} = 8000 (\text{W}/\text{m}^2) \quad (2)$$

Since this work does not focus on concentrator design details, only two parameters are treated as essential: the solar concentration ratio X , expressed in “suns” [13], and the geometric concentration ratio C_g [7]:

$$X = \frac{G_x}{G}, \quad C_g = \frac{A}{a}, \quad (3)$$

where G_x is the average concentrated irradiance, G is the average non-concentrated irradiance, A is the concentrator aperture area, and a is the receiver area (the cross-section of the concentrated radiation beam).

For the climatic conditions described above and considering Equation (2) and the concentrator’s optical efficiency of 0.7, the concentration ratio must not exceed $X = 8000/918 = 8.71$ suns, and the corresponding geometric concentration ratio should not exceed $C_g = 8.71/0.7 = 12.44$. A concentration ratio of $X = 8.71$ falls within the range of low-concentration photovoltaic systems, for which standard crystalline silicon solar cells are suitable [13]. To simplify the subsequent comparative analysis, a concentrator with a geometric concentration ratio of $C_g = 12$ is selected, meaning that the concentrator aperture area equals the total active area of twelve identical photovoltaic modules operating without concentration.

Comparison of the Electrical Characteristics of a Single PV Module with a Concentrator and an Array of PV Modules

A comparative analysis is presented below for the electrical characteristics and energy generation of a single photovoltaic module equipped with a concentrator with a geometric concentration ratio $C_g = 12$ and an optical efficiency of 0.7, and of an array consisting of twelve identical PV modules. In both cases, the total active area is the same. From an electrical connection perspective, the twelve modules can be arranged in various configurations that primarily affect nominal voltage and current values; however, the total nominal power remains unchanged. A series configuration is selected as the most common arrangement.

The following figures present the families of power-voltage characteristic curves for the two mentioned configurations under various solar irradiance and temperature conditions. The photovoltaic module considered is the A10Green Technology A10J-S72-175 with a nominal power of 175 W. The characteristics were obtained through simulations conducted in MATLAB/Simulink. The “PV Array” block from the “Simscape” library was used to model the PV modules in all the cases. The model accounts for the dependence of module temperature on irradiance, as given in Equation (1). The solar concentrator was modeled with a geometric concentration ratio of $C_g = 12$ and an optical efficiency of 0.7, corresponding to a solar concentration factor (number of suns) of $X = 8.4$.

As shown in Figs. 1 and 2, the maximum output power of the twelve-module array is generally approximately twice that of the single module equipped with a concentrator. Moreover, the lower the temperature and irradiance, the smaller the difference between the power of the concentrating-module configuration and that of the module array. This behavior is explained by both optical losses in the concentrator and degradation of PV module performance at elevated temperatures.

To evaluate potential loss reductions, Fig. 3 presents the power characteristics of a module equipped with a concentrator having an optical efficiency of 0.95 – representative of the most advanced existing solutions [7, 11] – and employing a cooling system that maintains the module temperature equal to that of a non-concentrating module under the same irradiance and ambient temperature conditions. It can be observed that the performance of such an enhanced concentrator-based system is significantly better than that of the previously considered concentrator configuration; however, it still underperforms the module array at high irradiance levels and approaches the array performance only at low irradiance.

It is also noteworthy that the slope of the power curve at the maximum power point is flatter for the module with a concentrator. This reduces the accuracy requirements for the maximum power point tracking (MPPT) system and may potentially decrease losses associated with non-optimal operating-point detection.

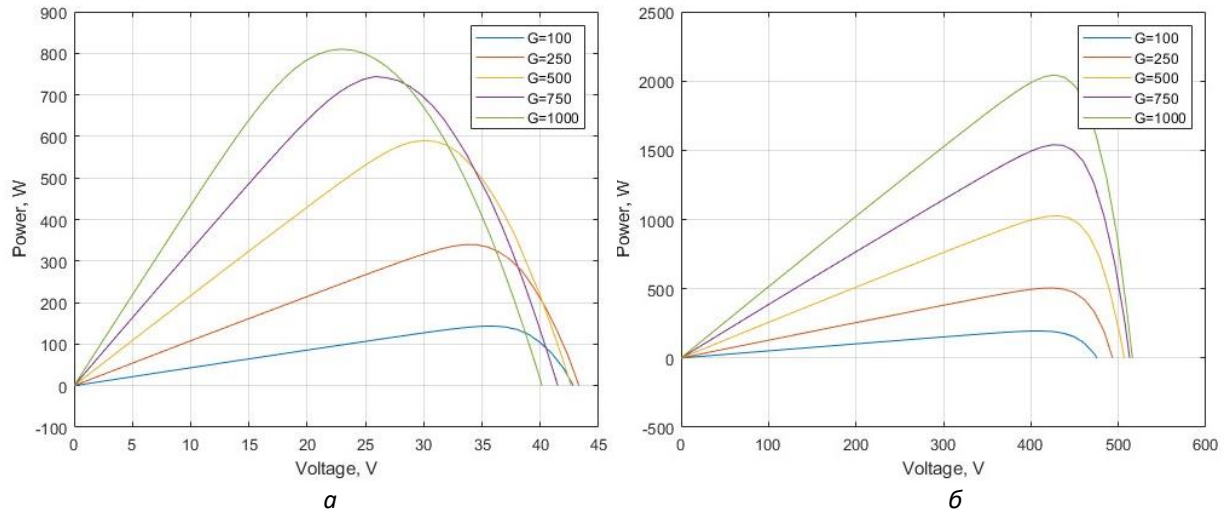


Fig. 1. Power-voltage curve for: a) PV module with solar concentrator, b) sequence of 12 PV modules at the ambient temperature of 25 °C and solar irradiance range of 100 to 1000 W/m²

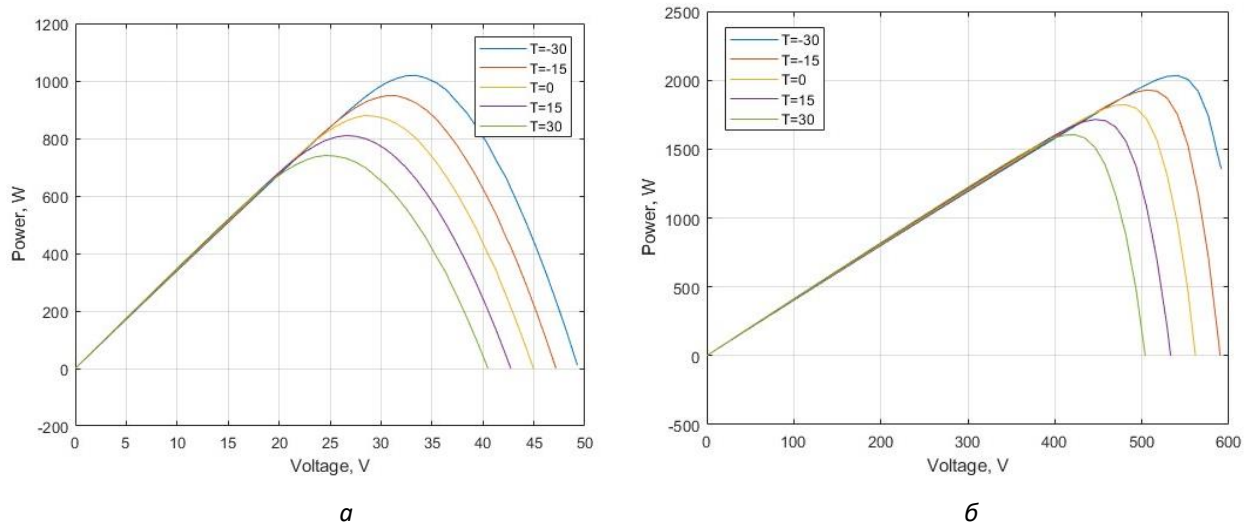


Fig. 2. Power-voltage curve for: a) PV module with solar concentrator, b) sequence of 12 PV modules at the solar irradiance 800 W/m² and ambient temperature range of -30 to 30 °C

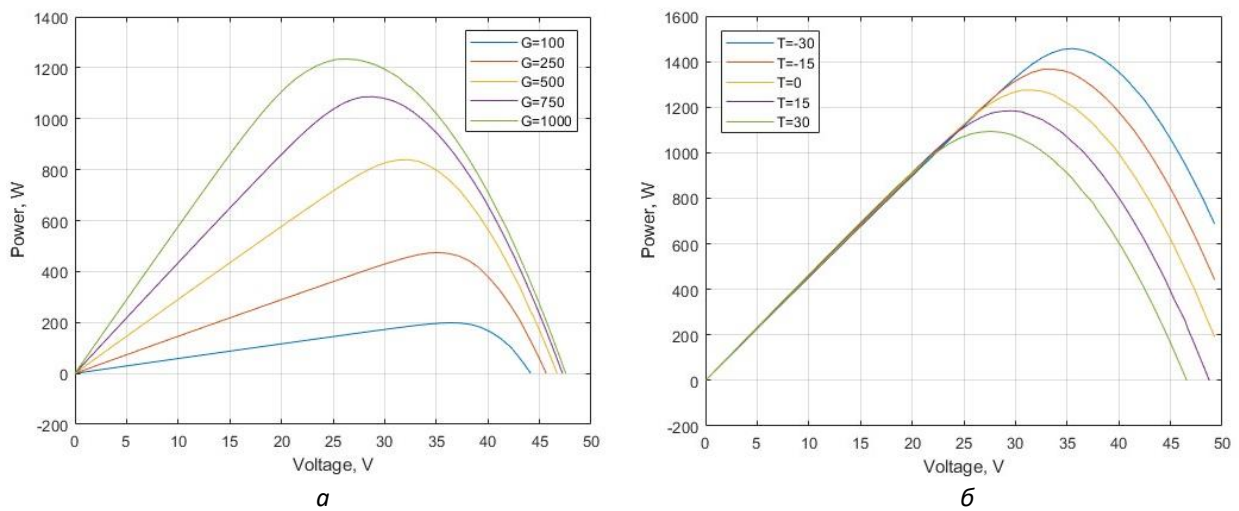


Fig. 3. Power-voltage curve for the cooled PV module and concentrator with optical efficiency 0.95 for: a) ambient temperature 25 °C and solar irradiation range of 100 to 1000 W/m², b) solar irradiation 800 W/m² and ambient temperature range of -30 to 30 °C

Comparison of Annual Energy Output of a Single PV Module with a Concentrator and a PV Module Array

To comparatively evaluate the energy-generation potential of a single photovoltaic module equipped with a concentrator and that of a photovoltaic module array, an annual energy-yield simulation was performed using the methodology described in [14]. The following configurations were examined: 1) a PV module with a concentrator having a geometric concentration ratio of $C_g = 12$ and an optical efficiency of 0.7 ($X = 8.4$ suns), without a cooling system (hereafter referred to as the “low-efficiency concentrator”); 2) a PV module with a concentrator having a

geometric concentration ratio of $C_g = 12$ and an optical efficiency of 0.95 ($X = 11.4$ suns), combined with a cooling system that compensates for the thermal effects of increased irradiance (the “high-efficiency concentrator”); 3) an array of twelve photovoltaic modules connected in series.

The module model corresponds to the A10Green Technology A10J-S72-175. Climatic data for the simulation were obtained from [12] and include hourly direct normal irradiance values on a horizontal surface and ambient temperatures for the geographic coordinates of Kyiv city in 2019. The results are summarized in Table.

Table. Annual electricity output of 12 sequentially connected PV modules, a PV module equipped with a “low-efficiency” solar concentrator, and a cooled PV module with a “high-efficiency” solar concentrator

				12-module PV array	PV module with a “low-efficiency” concentrator		PV module with a “high-efficiency” concentrator	
Month	Day-light hours, h	Average temperature, °C	Average solar irradiance, W/m ²	Monthly yield, kW·h	Monthly yield, kW·h	Share of yield relative to the 12-module PV array	Monthly yield, kW·h	Share of yield relative to the 12-module PV array
January	302	-7	107	73.4	52.8	72%	72.8	99%
February	304	-2	182	124.9	86.7	69%	120.1	96%
March	395	5	236	206.6	139.6	68%	193.8	94%
April	439	11	310	293.6	190.8	65%	266.2	91%
May	496	18	328	341.6	219.3	64%	307.3	90%
June	536	24	382	419.9	260.7	62%	366.4	87%
July	518	22	393	422.9	260.7	62%	366.8	87%
August	479	23	380	375.8	233.4	62%	328.2	87%
September	408	18	306	261.9	170.4	65%	238.0	91%
October	362	13	232	178.6	121.1	68%	168.6	94%
November	300	5	135	87.9	62.7	71%	86.7	99%
December	269	2	87	50.9	37.1	73%	51.2	101%
Annual yield, kW·h				2,837.9	1,835.4	65%	2,566.2	90%

As shown in Table, on an annual basis, a single PV module equipped with a concentrator of geometric concentration ratio of $C_g = 12$ generates only 65% of the energy produced by twelve identical non-concentrating PV modules, whereas an idealized cooled concentrator system reaches approximately 90%. Furthermore, the lower the ambient temperature and irradiance, the higher the relative effectiveness of the PV module with a concentrator. It can be estimated that a module equipped with a conventional (low-efficiency) concentrator produces approximately the same amount of energy as eight identical non-concentrating PV modules. Thus, the energy yield per unit of active area for a simple concentrator without supplemental cooling is roughly 1.5 times lower than that of an array of photovoltaic modules with the same total active area. Although financial assessments fall outside the scope of this work, it is reasonable to assume that, given the adoption of a simple, low-cost concentrator without a cooling system, such a

configuration may be considered viable in applications where installation cost is of greater concern than available surface area.

Conclusion

The use of a standard commercially available photovoltaic module equipped with a solar concentrator with approximately 0.7 optical efficiency and a geometric concentration ratio of 12 yields energy comparable to that of eight identical non-concentrating modules. This configuration does not require a cooling system and employs a concentrator aperture area equivalent to the overall active area of twelve analogous photovoltaic modules. Consequently, the energy generation per unit area drops by approximately 35%; however, the installation cost is expected to be significantly lower due to the comparatively low cost of the concentrator. In addition, the flatter slope of the output characteristics for the module with a concentrator reduces the accuracy requirements for maximum power point tracking

(MPPT) and decreases the potential power losses arising from suboptimal operating point detection.

When a concentrator with optical efficiency comparable to the best current technology is employed, together with a cooling system capable of maintaining reduced module temperatures, the resulting energy generation is only about 10% lower than that of an array of photovoltaic modules. Nevertheless, the commercial feasibility of such a solution is difficult to assess due to the increased complexity of the concentrator and the required cooling infrastructure.

REFERENCES

1. Ejaz A., Babar H., Ali H.M., J amil F., Janjua M.M., Fattah I.M.R., Said Z, Li C. Concentrated photovoltaics as light harvesters: Outlook, recent progress, and challenges. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. Volume 46, August 2021, 101199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101199>
2. Xiao J., Wei X., Lu Z., Yu W., Wu H. A review of available methods for surface shape measurement of solar concentrator in solar thermal power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 16, Issue 5, June 2012, Pp. 2539-2544. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.063>
3. Ceylan I., Gürel A.E., Ergün A., Tabak A. Performance analysis of a concentrated photovoltaic and thermal system. *Solar Energy*. Volume 129, May 2016, Pp. 217-223. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.010>
4. Cameron W.J., Reddy K. S., Mallick T.K. Review of high concentration photovoltaic thermal hybrid systems for highly efficient energy cogeneration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 163, July 2022, 112512. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112512>
5. Zubi G, J.L., Fracastoro G.V. High concentration photovoltaic systems applying III–V cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 13, Issue 9, December 2009, Pp. 2645-2652. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.002>
6. Solanki C.S., Sangani C.S., Gunashekar D., Antony G. Enhanced heat dissipation of V-trough PV modules for better performance. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. Volume 92, Issue 12, December 2008, Pp. 1634-1638. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2008.07.022>
7. Iqbal W., Ullah I., Shin S. Optical Developments in Concentrator Photovoltaic Systems—A Review. *Sustainability*. 2023, Volume 15, Issue 13, 10554. DOI: <https://doi.org/10.3390/su151310554>
8. Jakhar S., Soni M.S., Gakkhar N. Historical and recent development of concentrating photovoltaic cooling technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 60, July 2016, Pp. 41-59. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.083>
9. Salilih E. M., Birhane Y. T. Modeling and Analysis of Photo-Voltaic Solar Panel under Constant Electric Load. *Journal of Renewable Energy*. Volume 2019, Article ID 9639480, 10 pages. DOI: <https://doi.org/10.1155/2019/9639480>
10. Ghosh S.M., Shawon M.H., Rahman A., Abdullah R. Modeling of PV Array and Analysis of Different Parameters. *International Journal of Advancements in Research & Technology*, Volume 2, Issue 5, May-2013. ISSN 2278-7763. Pp. 358-363.
11. Li Y., A Study on the Optical Efficiency of Solar Concentrators Based on Ray Tracing Method. *Highlights in Science, Engineering and Technology*. 2024. Volume 83. Pp. 33-42. DOI: <https://doi.org/10.54097/nz27b7'85>
12. <https://www.renewables.ninja/>
13. Khamooshi M., Salati H., Egelioglu F., Faghiri A.H., Tarabishi J., Babadi S. A Review of Solar Photovoltaic Concentrators. *International Journal of Photoenergy (Hindawi)*. Volume 2014, Article ID 958521, 17 pages. DOI: <http://dx.doi.org/10.1155/2014/958521>
14. Kuznietsov M. Simplification of photovoltaic module electrical models for power generation forecasting tasks. *Vidnovlyuvana enerhetyka*. 2025. No.2. Pp. 126-132. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2\(81\).126-132](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2(81).126-132) [in Ukr]