The University of Tehran Press

Journal of Sustainable Energy Systems

Online ISSN: 2980-8693

Home Page: https://ses.ut.ac.ir

Energy, Exergy, and Economic Analysis of a Solar Photovoltaic Power Plant with Fixed and Tracking Configurations across Different Climatic Regions

Erfan Abbasian Hamedanni[1] | Yazdan Imani[2] | Kian Bahramniakan[3] | Ali Roghani Araghi[4*] | Ali Farhadi[5]

1. Ph.D. Student, School of Energy Engineering and Sustainable Resources, College of Interdisciplinary Science and Technology, University of Tehran, Tehran, Iran. Email: erfan.abbasian@ut.ac.ir
2. B.Sc. Student, Department of Energy Engineering and Physics, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran. Email: y.imani@aut.ac.ir
3. B.Sc. Student, Department of Energy Engineering and Physics, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran. Email: kianbahramniakan@aut.ac.ir
4. Corresponding Author, Assistant Professor, School of Energy Engineering and Sustainable Resources, College of Interdisciplinary Science and Technology, University of Tehran, Tehran, Iran. Email: ali.roghani@ut.ac.ir
5. Assistant Professor, Mechanical Engineering Faculty, Shahid Rajaee Teacher Training University, Tehran, Iran. Email: a.farhadi@sru.ac.ir

ARTICLE INFO

Article type:
Research Paper

Article History:
Received: 02 May 2026
Revised: 25 June 2026
Accepted: 29 August 2026
Published Online: 01 January 2027

Keywords:
Photovoltaics,
Solar tracker,
Energy and Exergy analysis,
Economic analysis,
Climatic diversity.

ABSTRACT

In this study, the energy, exergy, and economic performance of a grid-connected photovoltaic power plant with 1 MW nominal capacity in four selected climates of Iran, including Yazd, Birjand, Hamadan, and Sanandaj, was investigated. To evaluate the impact of climatic conditions and installation configuration, four configurations including a fixed system, horizontal single-axis tracker, vertical single-axis tracker, and dual-axis tracker were simulated in PVsyst, and hourly outputs were used to calculate energy, exergy, and economic indicators. Results showed that the dual-axis tracker provides the highest annual electricity generation in all cities; specifically, its production in Yazd, Birjand, Sanandaj, and Hamadan was 2868.2, 2828.9, 2711.5, and 2351.7 MWh, respectively. However, the highest annual exergy efficiency of 19.52% was obtained for the fixed system in Hamadan, indicating that maximum energy production is not necessarily accompanied by the highest thermodynamic quality of energy conversion. From an economic perspective, electricity sales in the energy exchange generated higher profitability than the guaranteed purchase mechanism. The best economic performance was achieved by the horizontal single-axis tracker in Yazd, with the highest net present value (NPV) of 642.8 billion Tomans, highest internal rate of return (IRR) of 54.43%, and the lowest levelized cost of energy (LCOE) of 7470 Tomans/kWh. Overall, results indicate that the dual-axis configuration is more favorable for maximizing energy production, the fixed system for exergy performance, and the horizontal single-axis tracker for economic balance; therefore, choosing the appropriate configuration should be based on an integrated assessment of climatic conditions and energy, exergy, and economic indicators.

Cite this article: Abbasian Hamedanni, E.; Imani, Y.; Bahramniakan, K.; Roghani Araghi, A. & Farhadi, A. (2027). Energy, Exergy, and Economic Analysis of a Solar Photovoltaic Power Plant with Fixed and Tracking Configurations across Different Climatic Regions. *Journal of Sustainable Energy Systems*, 6 (1), 137-162.
DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2026.416224.1261

© Authors retain the copyright and full publishing rights.
Publisher: University of Tehran Press.
DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2026.416224.1261

1. Introduction

Growing energy demand, the continued dependence on fossil fuels, and the associated environmental impacts have increased the need for low-carbon and renewable energy technologies. Among renewable resources, solar photovoltaic systems have become one of the most promising options because of their modular structure, declining investment cost, relatively low operation and maintenance requirements, and applicability in different climatic regions. Nevertheless, the actual performance of PV systems is strongly affected by environmental and design parameters, including solar irradiance, ambient and cell temperature, wind speed, tilt angle, mounting configuration, dust accumulation, and the use of solar tracking systems. Therefore, evaluating PV systems only on the basis of electricity generation may not provide a complete understanding of their performance. Exergy analysis can complement conventional energy assessment by quantifying the quality of energy conversion and identifying thermodynamic irreversibilities, while economic analysis is required to determine the financial feasibility of different configurations. Previous studies have examined PV systems from technical, exergetic, or economic perspectives; however, simultaneous comparison of fixed and tracking PV configurations under different climatic conditions remains important for reliable system design and investment decisions. Accordingly, this study aims to evaluate the energy, exergy, and economic performance of a grid-connected photovoltaic power plant in four selected climatic regions of Iran. Four mounting configurations, including fixed-tilt, horizontal single-axis tracking, vertical single-axis tracking, and dual-axis tracking systems, are compared using PVsyst outputs and nominal cash-flow analysis.

2. Methodology

The methodological framework was developed to evaluate the energy, exergy, and economic performance of a grid-connected photovoltaic power plant under different climatic conditions and mounting configurations. Four Iranian cities, namely Yazd, Birjand, Hamedan, and Sanandaj, were selected to represent distinct climatic regions. For each location, a photovoltaic system with a nominal DC capacity of approximately 1 MW (1006.88 kWp) was modeled in PVsyst under four mounting configurations: fixed-tilt, horizontal single-axis tracking, vertical single-axis tracking, and dual-axis tracking. Hourly simulation outputs were used to determine annual electricity generation, specific yield, capacity factor, and cell temperature characteristics. The exergy assessment was performed by considering incident solar radiation as the exergy input and the DC electricity generated by the PV array as the useful product. Exergy destruction, exergy efficiency, sustainability index, and exergy destruction intensity were subsequently calculated to assess the thermodynamic quality of energy conversion. The economic analysis was conducted using a nominal cash-flow model over a 25-year project lifetime, accounting for capital expenditure, operation and maintenance costs, inverter replacement, annual performance degradation, inflation, nominal discount rate, and two electricity sale mechanisms: feed-in tariff and energy exchange market. In addition, two-parameter sensitivity analyses were performed for the reference case, defined as the horizontal single-axis tracking system in Yazd under the energy exchange mechanism, to investigate the combined effects of CAPEX and OPEX, exchange rate and inflation, as well as variations in the electricity sale tariff on project profitability.

3. Results and discussion

The results revealed distinct differences among the studied cities and mounting configurations in terms of energy yield, exergy performance, and economic viability. From the energy perspective, the dual-axis tracking system achieved the highest annual electricity generation in all locations, reaching 2868.2, 2828.9, 2711.5, and 2351.7 MWh in Yazd, Birjand, Sanandaj, and Hamedan, respectively. Compared with the fixed-tilt system, dual-axis tracking increased annual electricity generation by approximately 30.4%, 32.7%, 32.2%, and 29.9% in these cities. However, the exergy results demonstrated that higher electricity generation did not necessarily correspond to better thermodynamic performance. The highest annual exergy efficiency, 19.52%, was obtained for the fixed-tilt system in Hamedan, whereas the lowest value, 17.27%, was observed for the dual-axis system in Yazd. The sustainability index varied from 1.209 to 1.243 and followed the same overall trend as exergy efficiency. From an economic perspective, the energy exchange market provided higher profitability than the feed-in tariff mechanism in all scenarios. The best overall economic performance was

achieved by the horizontal single-axis tracking system in Yazd, which yielded the highest nominal net present value of 642.8 billion Tomans, the highest internal rate of return of 54.43%, and the lowest levelized cost of energy of 7470 Tomans/kWh. These results indicate that the dual-axis configuration is preferable when maximizing electricity generation is the primary objective, while the fixed-tilt system offers superior exergy performance and the horizontal single-axis tracker provides the most favorable balance between energy gain and economic performance.

4. Conclusion

In conclusion, this study demonstrates that the selection of an appropriate photovoltaic mounting configuration should be based on an integrated evaluation of energy, exergy, and economic performance rather than on a single criterion. The dual-axis tracking system achieved the highest annual electricity generation in all studied cities, with the maximum output observed in Yazd at 2868.2 MWh. However, its higher capital requirement and lower exergy performance limited its overall advantage. In contrast, the fixed-tilt system exhibited the highest annual exergy efficiency, reaching 19.52% in Hamedan, confirming that maximum energy production does not necessarily correspond to the highest thermodynamic quality of energy conversion. From an economic perspective, the horizontal single-axis tracking system in Yazd provided the most favorable overall performance, with the highest nominal NPV of 642.8 billion Tomans, the highest IRR of 54.43%, and the lowest LCOE of 7470 Tomans/kWh. These findings indicate that dual-axis tracking is preferable when maximizing electricity generation is the primary objective, fixed-tilt systems are more favorable from an exergy-efficiency perspective, and horizontal single-axis tracking offers the best balance between additional energy yield and economic performance under the conditions considered. Therefore, no single mounting configuration can be regarded as universally optimal, and the final selection should account for climatic conditions, thermodynamic performance, investment cost, and electricity sale mechanisms. Future studies should incorporate measured hourly data, field validation, dust accumulation and cleaning schedules, tracker maintenance costs, grid constraints, tariff and exchange-rate uncertainties, and the integration of energy storage systems to improve the practical applicability and robustness of the results.

انتشارات دانشگاه تهران

فصلنامهٔ سیستم‌های انرژی پایدار

سایت نشریه: https://ses.ut.ac.ir

شاپا الکترونیکی: ۸۶۹۳-۲۹۸۰

تحلیل انرژی، اگزرژی و اقتصادی نیروگاه فتوولتائیک خورشیدی با آرایش‌های ثابت و ردیاب در اقلیم‌های مختلف

عرفان عباسیان همدانی[۱] | یزدان ایمانی[۲] | کیان بهرام نیاکان[۳] | علی روغنی عراقی[۴*] | علی فرهادی[۵]

۱. دانشجوی دکتری مهندسی سیستم‌های انرژی دانشکدهٔ مهندسی انرژی و منابع پایدار، دانشکدگان علوم و فناوری‌های میان‌رشته‌ای دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: erfan.abbasian@ut.ac.ir

۲. دانشجوی کارشناسی مهندسی انرژی دانشکدهٔ مهندسی انرژی و فیزیک، دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی‌تکنیک تهران)، تهران، ایران. رایانامه: y.imani@aut.ac.ir

۳. دانشجوی کارشناسی مهندسی انرژی دانشکدهٔ مهندسی انرژی و فیزیک، دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی‌تکنیک تهران)، تهران، ایران. رایانامه: kianbahramniakan@aut.ac.ir

۴. نویسندهٔ مسئول، استادیار مهندسی سیستم های انرژی دانشکدهٔ مهندسی انرژی و منابع پایدار، دانشکدگان علوم و فناوری‌های میان‌رشته‌ای دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: ali.roghani@ut.ac.ir

۵. استادیار بخش مکانیک خودرو، دانشکدهٔ مهندسی مکانیک، دانشگاه تربیت دبیر شهید رجایی، تهران، ایران. رایانامه: a.farhadi@sru.ac.ir

اطلاعات مقاله

نوع مقاله:
پژوهشی

تاریخ‌های مقاله:
تاریخ دریافت: ۱۴۰۵/۰۲/۱۲
تاریخ بازنگری: ۱۴۰۵/۰۴/۰۴
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۶/۰۷
تاریخ انتشار: ۱۴۰۵/۱۰/۱۱

کلیدواژه:
نیروگاه فتوولتائیک؛
ردیاب خورشیدی؛
تحلیل انرژی و اگزرژی؛
تحلیل اقتصادی؛
تنوع اقلیمی.

چکیده

در این پژوهش، عملکرد انرژی، اگزرژی و اقتصادی یک نیروگاه فتوولتائیک متصل به شبکه با ظرفیت نامی ۱ مگاوات در چهار اقلیم منتخب ایران شامل یزد، بیرجند، همدان و سنندج بررسی شد. به منظور ارزیابی اثر شرایط اقلیمی و آرایش نصب، چهار پیکربندی شامل سامانهٔ ثابت، ردیاب تک‌محورهٔ افقی، ردیاب تک‌محورهٔ عمودی و ردیاب دومحوره در نرم‌افزار PVsyst شبیه‌سازی شدند و خروجی‌های ساعتی برای محاسبهٔ شاخص‌های انرژی، اگزرژی و اقتصادی استفاده شدند. نتایج نشان داد ردیاب دومحوره در تمامی شهرها بیشترین تولید سالانهٔ برق را دارد؛ به طوری که تولید آن در یزد، بیرجند، سنندج و همدان به‌ترتیب برابر با ۲۸۶۸/۲، ۲۸۲۸/۹، ۲۷۱۱/۵ و ۲۳۵۱/۷ مگاوات‌ساعت بود. با این‌حال، بیشترین راندمان اگزرژی سالانه، برابر با ۱۹/۵۲ درصد، برای سامانهٔ ثابت در همدان به دست آمد که نشان می‌دهد بیشینهٔ تولید انرژی الزاماً با بالاترین کیفیت ترمودینامیکی تبدیل انرژی همراه نیست. از دیدگاه اقتصادی، فروش برق در بورس انرژی در مقایسه با سازوکار خرید تضمینی سودآوری بیشتری ایجاد کرد. بهترین عملکرد اقتصادی مربوط به ردیاب تک‌محورهٔ افقی در یزد بود که بیشترین ارزش خالص فعلی (NPV) برابر با ۶۴۲/۸ میلیارد تومان، بیشترین نرخ بازده داخلی (IRR) برابر با ۵۴/۴۳ درصد و کمترین هزینهٔ ترازشدهٔ انرژی (LCOE) برابر با ۷۴۷۰ تومان بر کیلووات‌ساعت را نشان داد. در مجموع، نتایج بیانگر آن است که آرایش دومحوره از نظر بیشینه‌سازی تولید انرژی، سامانهٔ ثابت از منظر عملکرد اگزرژیک و ردیاب تک‌محورهٔ افقی از نظر موازنهٔ اقتصادی عملکرد مطلوب‌تری دارند؛ از این‌رو، انتخاب آرایش مناسب باید بر پایهٔ ارزیابی یکپارچهٔ شرایط اقلیمی و شاخص‌های انرژی، اگزرژی و اقتصادی انجام شود.

استناد: عباسیان همدانی، عرفان؛ ایمانی، یزدان؛ بهرام نیاکان، کیان؛ روغنی عراقی، علی و فرهادی، علی (۱۴۰۵). تحلیل انرژی، اگزرژی و اقتصادی نیروگاه فتوولتائیک خورشیدی با آرایش‌های ثابت و ردیاب در اقلیم‌های مختلف. *فصلنامهٔ سیستم‌های انرژی پایدار*، ۶ (۱) ۱۳۷-۱۶۲.
DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2026.416224.1261

© نویسندگان.

ناشر: مؤسسه انتشارات دانشگاه تهران.
DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2026.416224.1261

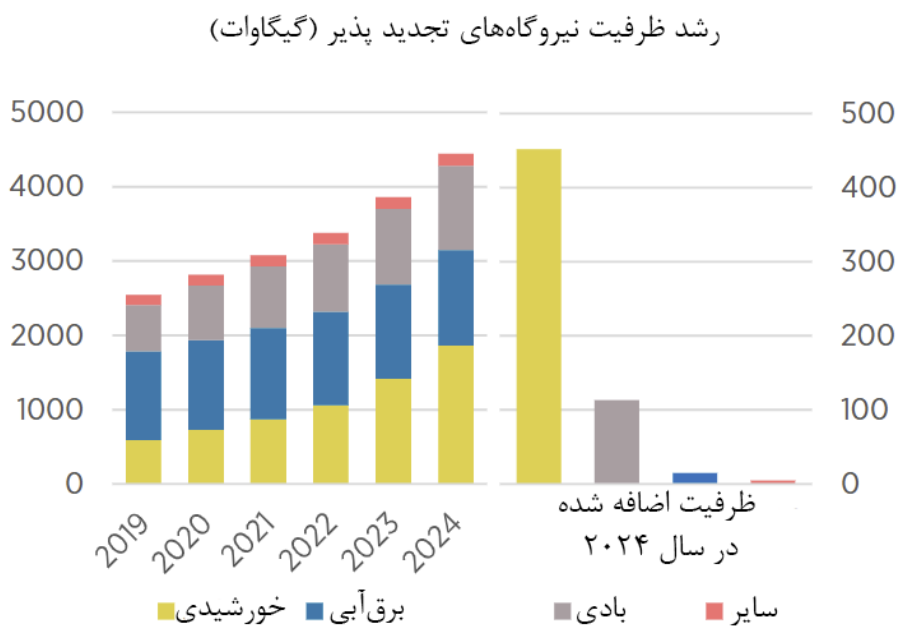
نماد	شرح	نماد	شرح
A	مساحت کل آرایهٔ فتوولتائیک (m^2)	CF	ضریب ظرفیت (%)
E_{ann}	تولید سالانهٔ انرژی الکتریکی (kWh/year)	E_m	انرژی الکتریکی ماهانهٔ تزریق‌شده به شبکه (kWh)
$E_{array,DC}$	انرژی الکتریکی DC تولیدشده توسط آرایهٔ فتوولتائیک (kWh)	Ex_{sun}	اگزرژی ورودی خورشیدی (kWh_{ex})
Ex_{dest}	تخریب اگزرژی (kWh_{ex})	Ex_{elec}	اگزرژی الکتریکی مفید (kWh)
$Ex_{thermal}$	اتلاف اگزرژی حرارتی (kWh_{ex})	G_T	تابش خورشیدی روی صفحه آرایه (W/m^2)
h	ضریب کلی انتقال حرارت ($W/m^2 \cdot K$)	P_{DC}	ظرفیت نامی DC سامانهٔ فتوولتائیک (kWp)
SI	شاخص پایداری (بدون بعد)	T_a	دمای محیط (K)
T_c	دمای سلول فتوولتائیک (K)	Ts	دمای مؤثر خورشید (K)
v	سرعت باد (m/s)	Y_f	تولید ویژه سالانه (kWh/kWp·year)
η_{ex}	راندمان اگزرژی (%)	EDI	شدت تخریب اگزرژی (kWh_{ex}/kWhDC)
CAPEX	هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه (USD/kWdc)	OPEX	هزینهٔ بهره‌برداری و نگهداری سالانه (USD/kWdc·year)
NPV	ارزش خالص فعلی (تومان)	IRR	نرخ بازده داخلی (%)
LCOE	هزینهٔ ترازشدهٔ انرژی (تومان/kWh)	PV	فتوولتائیک
ER	نرخ ارز (تومان/USD)		

۱. مقدمه

افزایش تقاضای انرژی و برق، متأثر از رشد فعالیت‌های اقتصادی، توسعهٔ شهرنشینی، گسترش برقی‌سازی و افزایش مصرف در بخش‌های مختلف، تأمین پایدار انرژی را به یکی از چالش‌های مهم دهه‌های اخیر تبدیل کرده است [۱ و ۲]. در عین حال، تداوم سهم بالای سوخت‌های فسیلی در تأمین انرژی و پیامدهای ناشی از انتشار گازهای گلخانه‌ای، ضرورت کاهش شدت کربن سامانه‌های انرژی را برجسته ساخته است [۳ و ۴]. در پاسخ به این چالش‌ها، تأمین انرژی آینده نیازمند ترکیبی از منابع پایدار، کاهش شدت کربن، افزایش بهره‌وری و توسعهٔ فناوری‌های تجدیدپذیر است [۵ و ۶]. انرژی‌های تجدیدپذیر به دلیل دسترسی محلی، کاهش انتشار آلاینده‌ها، قابلیت توسعه در مقیاس‌های متنوع و کاهش تدریجی هزینهٔ فناوری، یکی از راهکارهای اصلی برای پاسخ‌گویی به رشد تقاضای انرژی و کاهش اثرات زیست‌محیطی محسوب می‌شوند [۷ و ۸].

در میان منابع تجدیدپذیر، انرژی خورشیدی و به‌ویژه سامانه‌های فتوولتائیک جایگاه ویژه‌ای دارند. سامانه‌های فتوولتائیک به دلیل ماژولار بودن، امکان نصب در مقیاس‌های نیروگاهی و پشت‌بامی، هزینهٔ بهره‌برداری نسبتاً پایین و قابلیت بهره‌برداری در اقلیم‌های مختلف، به‌سرعت در حال گسترش هستند [۹]. روند جهانی توسعهٔ ظرفیت نیروگاهی تجدیدپذیر نیز اهمیت فناوری خورشیدی را نشان می‌دهد؛ بر اساس گزارش IRENA، ظرفیت نیروگاهی تجدیدپذیر جهان در سال ۲۰۲۴ حدود ۵۸۵ گیگاوات افزایش یافته که سهم انرژی خورشیدی از این مقدار حدود ۴۵۲ گیگاوات بوده است. در همین گزارش، افزایش ظرفیت بادی حدود ۱۱۳ گیگاوات اعلام شده است؛ بنابراین، خورشیدی در سال ۲۰۲۴ بیشترین سهم را در افزایش ظرفیت تجدیدپذیر جهان داشته است [۱۰]. شکل ۱ افزایش ظرفیت نیروگاهی تجدیدپذیر جهان در سال ۲۰۲۴ و روند ظرفیت نصب‌شده در سال‌های اخیر را به تفکیک فناوری نشان می‌دهد.

با وجود مزایای فتوولتائیک، عملکرد واقعی این سامانه‌ها به شرایط محیطی و طراحی سامانه وابسته است. تابش خورشیدی، دمای محیط، دمای سلول و سرعت باد از متغیرهای اصلی مؤثر بر دمای کاری و توان خروجی ماژول هستند [۱۱]. همچنین زاویهٔ نصب، جهت‌گیری، نوع آرایش، گردوغبار و شرایط بهره‌برداری می‌توانند تولید برق و شاخص‌های عملکردی سامانه‌های فتوولتائیک را تغییر دهند [۱۲]. از این‌رو، ارزیابی سامانه‌های فتوولتائیک تنها بر اساس انرژی تولیدی کافی نیست و لازم است کیفیت تبدیل انرژی نیز بررسی شود [۱۳]. تحلیل اگزرژی در این زمینه اهمیت دارد، زیرا به خلاف تحلیل انرژی که فقط کمیت انرژی را بررسی می‌کند، کیفیت انرژی و تلفات ناشی از برگشت‌ناپذیری را نیز نشان می‌دهد [۱۴]. بنابراین، ترکیب تحلیل انرژی، اگزرژی و اقتصاد می‌تواند تصویر دقیق‌تری از عملکرد سامانه‌های فتوولتائیک در اقلیم‌های مختلف ارائه کند.



شکل ۱. روند ظرفیت نصب‌شدهٔ جهانی انرژی‌های تجدیدپذیر در سال‌های ۲۰۱۹ تا ۲۰۲٤ و ظرفیت افزوده‌شده در سال ۲۰۲٤ به تفکیک فناوری [۱۰]

مطالعات متعددی عملکرد فنی و اقتصادی سامانه‌های فتوولتائیک را در شرایط اقلیمی مختلف بررسی کرده‌اند. کورساوی و همکاران عملکرد انرژی و اقتصادی چهارده سامانهٔ فتوولتائیک پشت‌بامی ۵ کیلوواتی را در اقلیم گرم و خشک ایران تحلیل کردند و نشان دادند آرایش تک‌رشته‌ای، به دلیل کاهش سایه‌اندازی، بیشترین تولید انرژی را دارد. در همان مطالعه، کاهش انتشار سالانهٔ هر سامانه حدود ۵۰۰ کیلوگرم دی‌اکسیدکربن گزارش شد و دورهٔ بازگشت سرمایه در قیمت واقعی برق به طور متوسط ۱۱/۶ سال به دست آمد؛ در حالی که در تعرفهٔ یارانه‌ای این مقدار به حدود ۴۶/۹ تا ۵۰/۵ سال افزایش یافت [۱۵]. یزدانی و یعقوبی نیز عملکرد سامانه‌های فتوولتائیک در شیراز را با داده‌های تجربی سه‌ساله بررسی کردند و نشان دادند تلفات گردوغبار در تابستان سال‌های ۲۰۱۷ و ۲۰۱۹ به‌ترتیب ۶/۹ و ۷/۷ درصد بوده، اما در تابستان ۲۰۱۸ به دلیل وقوع توفان شن به ۲۶/۴ درصد رسیده است. آن‌ها همچنین نرخ تخریب متوسط سالانهٔ ماژول‌ها را ۱/۱۷ درصد گزارش کردند [۹]. این نتایج نشان می‌دهد در ایران، عملکرد واقعی سامانه‌های فتوولتائیک تحت تأثیر هم‌زمان شرایط اقلیمی، بهره‌برداری و ساختار تعرفه برق قرار دارد.

استفاده از ردیاب‌های خورشیدی نیز در پژوهش‌های مختلف مورد توجه قرار گرفته است. حماد و همکاران عملکرد یک سامانهٔ فتوولتائیک ثابت و یک سامانهٔ دومحوره ۷/۹۸ کیلوواتی را در اردن مقایسه کردند و نشان دادند سامانهٔ دومحوره ۳۱/۲۹ درصد انرژی بیشتری نسبت به سامانهٔ ثابت تولید می‌کند. با وجود این افزایش تولید، تحلیل اقتصادی آن‌ها نشان داد در افق زمانی ۲۰ساله، سامانهٔ ثابت تحت شرایط هزینه‌ای و تعرفه‌ای مورد بررسی، گزینهٔ اقتصادی‌تری است [۱۶]. در مقابل، آلومار و همکاران در شمال عراق نشان دادند انرژی تولیدی سامانه‌های تک‌محوره و دومحوره در یک نیروگاه فتوولتائیک با ظرفیت نامی ۱ مگاوات، به‌ترتیب ۵/۱۶ و ۵/۲۵ درصد بیشتر از سامانه‌ی ثابت است. در همان مطالعه، هزینهٔ انرژی سامانه‌های تک‌محوره، دومحوره و ثابت به‌ترتیب ۸۹/۴، ۴۱/۴ و ۲۶/۸ سنت آمریکا بر کیلووات‌ساعت گزارش شد. همچنین، استفاده از سامانه‌های فتوولتائیک تک‌محوره و دومحوره به جای تولید برق مبتنی بر بنزین، انتشار سالانهٔ دی‌اکسیدکربن را به‌ترتیب حدود ۸/۳۹۴۰ و ۷/۴۴۲۴ تن دی‌اکسیدکربن در سال کاهش داد [۱۷].

گه و همکاران عملکرد فنی ـ اقتصادی انواع سامانه‌های ردیاب فتوولتائیک را در شش منطقه با عرض جغرافیایی مختلف در چین بررسی کردند و نشان دادند سامانهٔ دومحوره نسبت به سامانهٔ ثابت می‌تواند ۱۷/۹۴ تا ۳۱/۵۲ درصد افزایش تولید برق ایجاد کند. با این‌حال، نتایج اقتصادی آن‌ها نشان داد سامانهٔ ردیاب افقی شمالی ـ جنوبی و سامانه محور مایل در مناطق با تابش بالا گزینه‌های مناسب‌تری هستند؛ به طوری که مقدار NPV آن‌ها به‌ترتیب ۲/۰۲ تا ۲۵/۵۵ درصد و ۶/۴۴ تا ۱۹/۴۵ درصد بیشتر از

سامانهٔ ثابت گزارش شد [۱۸]. دهشیری و فیروزآبادی نیز با استفاده از یک چارچوب E۷، چهار نوع ردیاب شامل تک‌محورهٔ شرق ـ غرب، تک‌محورهٔ شمال ـ جنوب، تک‌محورهٔ آزیموتی و دومحوره را ارزیابی کردند. آن‌ها برای تحلیل عدم قطعیت، مسئله را ۵ هزار بار حل کردند و سپس با استفاده از الگوریتم جنگل تصادفی، نتایج را برای ۵۰ هزار سال پیش‌بینی کردند؛ مقدار ضریب تعیین نزدیک به ۰/۹۵ نشان داد ترکیب تحلیل چندمعیاره و یادگیری ماشین می‌تواند در ارزیابی سامانه‌های ردیاب مفید باشد [۱۹].

مطالعات اقتصادی سامانه‌های فتوولتائیک متصل به شبکه نیز نشان داده‌اند شاخص‌های مالی به نرخ تنزیل، تعرفهٔ فروش و هزینهٔ سرمایه‌گذاری حساس هستند. امانوئل و همکاران یک سامانهٔ متصل به شبکهٔ ۱۰ کیلوواتی را در نیوزیلند بررسی کردند و نسبت عملکرد سالانهٔ آن را حدود ۷۸ درصد گزارش دادند. در همان مطالعه، مقدار LCOE برای نرخ‌های تنزیل ۴، ۶ و ۸ درصد به‌ترتیب ۱۲/۱، ۱۴/۱ و ۱۶/۲ سنت بر کیلووات‌ساعت محاسبه شد [۲۰]. باخشی و همکاران نیز اقتصادی بودن سامانه‌های فتوولتائیک متصل به شبکه را تحت یک طرح تعرفهٔ خرید تضمینی پویا بررسی کردند و برای یک نیروگاه ۱۰ مگاواتی با تولید سالانه ۲۳/۲۰۶ گیگاوات‌ساعت، مقدار NPV برابر با ۱۴/۹- میلیون دلار و LCOE برابر با ۰/۱۵۷ دلار بر کیلووات‌ساعت به دست آوردند. آن‌ها نتیجه گرفتند که برای اقتصادی شدن پروژه بدون حمایت بیشتر، کاهش حدود ۳۰ درصدی هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه ضروری است [۲۱].

در کنار تحلیل‌های اقتصادی، تحلیل اگزرژی به عنوان ابزاری مهم برای ارزیابی کیفیت تبدیل انرژی در سامانه‌های فتوولتائیک مورد استفاده قرار گرفته است. آکیوز و همکاران رویکردی برای برآورد بازده اگزرژی فتوولتائیک ارائه دادند و با استفاده از داده‌های واقعی یک سامانهٔ نصب‌شده در ترکیه، تغییرات بازده اگزرژی را تحت شرایط عملیاتی مختلف بررسی کردند [۱۴]. کوچینسکی و همکاران نیز طی پژوهشی عملکرد انرژی و اگزرژی پنل‌های فتوولتائیک مونوکریستال و آمورف را در شمال لهستان بررسی کردند و تأکید کردند که تحلیل اگزرژی در سامانه‌های فتوولتائیک هنوز به اندازهٔ تحلیل انرژی رایج نیست، در حالی که می‌تواند اطلاعات ارزشمندی دربارهٔ تلفات برگشت‌ناپذیر ارائه دهد [۱۳]. صبح‌نمایان و همکاران نیز یک کلکتور PV/T آبی را بر اساس مفهوم اگزرژی بهینه‌سازی کردند و نشان دادند تحلیل اگزرژی می‌تواند برای تعیین شرایط بهینهٔ دمای سلول، دمای خروجی آب و بازده حرارتی سامانه به کار رود [۲۲].

بخشی از تحقیقات بر بهبود عملکرد اگزرژی سامانه‌های PV/T از طریق مدیریت حرارتی تمرکز دارد. عیساپور و همکاران طی پژوهشی عملکرد یک سامانهٔ PV/T با لوله‌های موج‌دار را بر اساس تحلیل انرژی و اگزرژی بررسی کردند و نشان دادند استفاده از لوله‌های موج‌دار نسبت به لولهٔ مستقیم، بازده انرژی و اگزرژی را در بهترین پیکربندی به‌ترتیب حدود ۶/۰۶ و ۴/۲۵ درصد افزایش می‌دهد [۲۳]. رمدانی و همکاران نیز یک کلکتور PV/T هیبریدی آب‌محور را به صورت عددی مدل‌سازی کردند که در آن لایه‌ای از آب هم نقش خنک‌کنندهٔ سلول‌ها و هم نقش فیلتر طیفی تابش را ایفا می‌کرد [۲۴]. در همین راستا، هوانگ و همکاران یک کلکتور هوایی PV/T مبتنی بر سلول‌های سیلیکون آمورف را با کلکتور هوایی خورشیدی و ماژول فتوولتائیک مستقل مقایسه کردند و گزارش دادند که طراحی بهینه می‌تواند سود خالص الکتریکی را نسبت به دو طرح پایه به‌ترتیب ۲۰ و ۱۲۶ درصد افزایش دهد [۲۵].

روش‌های خنک‌کاری و ذخیرهٔ حرارتی نیز در بهبود عملکرد سامانه‌های فتوولتائیک نقش مهمی دارند. گاد و همکاران یک سیستم خنک‌کاری ترکیبی مبتنی بر لولهٔ حرارتی و مادهٔ تغییر فازدهنده را برای تنظیم حرارتی پنل فتوولتائیک بررسی کردند. آن‌ها نشان دادند بهترین مادهٔ تغییر فازدهنده در تابستان می‌تواند دمای پنل را تا ۲۰/۶ درجهٔ سلسیوس کاهش دهد و بازده الکتریکی را ۱۱/۵ درصد افزایش دهد؛ همچنین دورهٔ بازگشت سرمایه از حدود ۱۸/۰۱ سال برای PV معمولی به ۱۳/۳۹ سال برای سامانهٔ مجهز به لولهٔ حرارتی و PCM کاهش یافت [۲۶]. الشریفی و همکاران نیز یک کلکتور PV/T خانگی با لولهٔ مارپیچی را با استفاده از تحلیل انرژی و اگزرژی بهینه‌سازی کردند و نشان دادند افزایش نسبت ابعادی پنل از ۰/۱۲۵ به ۸، بازده انرژی الکتریکی و حرارتی را به‌ترتیب ۱/۹۹ و ۱۲/۱۰ درصد و بازده اگزرژی الکتریکی و حرارتی را به‌ترتیب ۱/۹۹ و ۲۶/۳۶ درصد بهبود می‌دهد [۲۷].

برخی پژوهش‌ها نیز سامانه‌های ترکیبی پیشرفته را از منظر انرژی، اگزرژی و اقتصاد به صورت هم‌زمان بررسی کرده‌اند. گو و همکاران یک سامانهٔ فتوولتائیک/حرارتی متمرکز را برای کاربرد ساختمانی در سوئد ارزیابی کردند و مقدار میانگین LCOE، NPV و دورهٔ بازگشت سرمایه را به‌ترتیب ۱/۲۷ کرون سوئد بر کیلووات‌ساعت، ۱۸۸۱۲/۵۵ کرون سوئد و ۱۰ سال گزارش کردند [۲۸]. ویتولی و همکاران در تحلیل انرژی، اگزرژی، اقتصادی و زیست‌محیطی سامانهٔ PV/T-TEG نشان دادند کاهش دمای سطح پنل می‌تواند توان خروجی الکتریکی را بیش از ۱۵ درصد افزایش دهد و تولید برق سالانه را تا ۶/۶ درصد نسبت به سامانهٔ PV/Tافزایش دهد [۲۹]. گل‌محمدپور و همکاران نیز عملکرد یک سامانهٔ PV/T هیبریدی مجهز به ژنراتور ترموالکتریک و خنک‌کاری پاشش آب را در اقلیم سمنان بررسی کردند و بیشینهٔ بازده اگزرژی سامانهٔ PV/T را حدود ۱۶/۰۵ درصد گزارش کردند [۳۰]. این گروه از مطالعات نشان می‌دهد ارزیابی هم‌زمان انرژی، اگزرژی و اقتصاد می‌تواند برای تحلیل سامانه‌های خورشیدی پیشرفته و انتخاب پیکربندی مناسب بسیار مفید باشد.

مرور مطالعات پیشین نشان می‌دهد ارزیابی سامانه‌های فتوولتائیک عمدتاً به یک منطقهٔ جغرافیایی، تعداد محدودی از آرایش‌های نصب یا مجموعه‌ای محدود از شاخص‌های فنی و اقتصادی اختصاص داشته است. در برخی پژوهش‌ها، عملکرد سامانه‌های ثابت و ردیاب از نظر تولید انرژی و توجیه‌پذیری اقتصادی مقایسه شده، در حالی که در برخی دیگر، تحلیل اگزرژی یا اثر تفاوت‌های جغرافیایی مورد توجه قرار گرفته است. با این‌حال، در مطالعات بررسی‌شده، اثر متقابل اقلیم و نوع آرایش نصب از طریق مقایسهٔ هم‌مبنای چهار آرایش ثابت، ردیاب تک‌محورهٔ افقی، ردیاب تک‌محورهٔ عمودی و ردیاب دومحوره در چند شرایط اقلیمی ایران و با ارزیابی هم‌زمان شاخص‌های انرژی، اگزرژی و اقتصادی بررسی نشده است. همچنین، ارتباط میان افزایش تولید ناشی از ردیابی، تغییر عملکرد اگزرژی، افزایش هزینهٔ سرمایه‌گذاری و سازوکارهای فروش برق ایران در یک چارچوب واحد به طور شفاف ارزیابی نشده است.

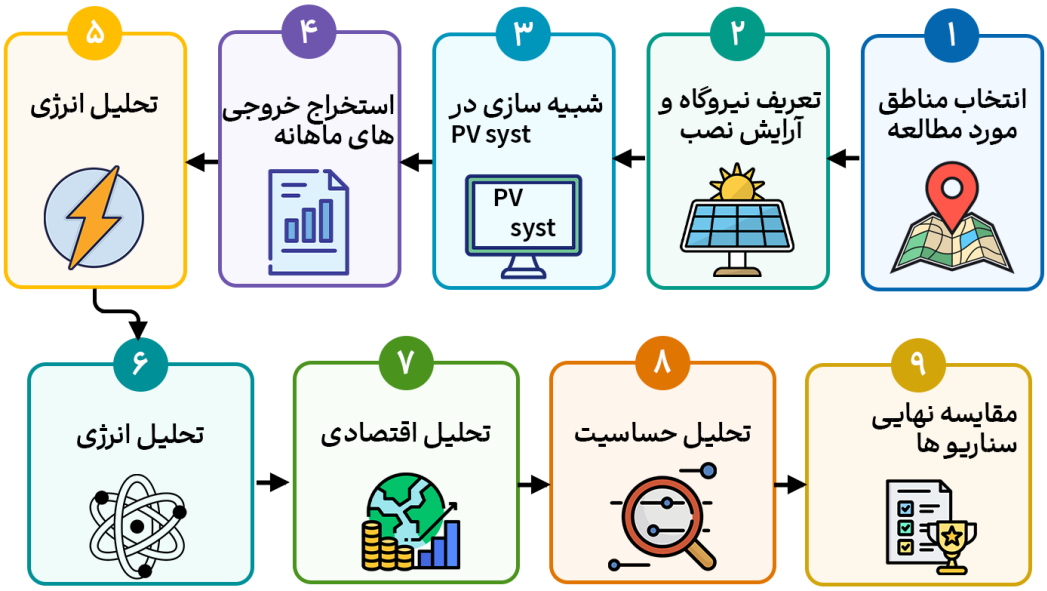
برای پوشش این شکاف، در پژوهش حاضر ۱۶ سناریو حاصل از ترکیب چهار آرایش نصب و چهار منطقه متعلق به زیرگروه‌های اقلیمی متمایز کوپن - گایگر بررسی شده‌اند. تمام سناریوها با مشخصات فنی یکسان در نرم‌افزار PVsyst شبیه‌سازی شده و خروجی‌های آن‌ها در یک چارچوب مشترک برای محاسبهٔ شاخص‌های انرژی، اگزرژی و اقتصادی مورد استفاده قرار گرفته‌اند. وجه تمایز این پژوهش، مقایسهٔ یکپارچه اثر اقلیم و آرایش نصب، بررسی تعارض میان بیشینه‌سازی تولید برق، بهبود عملکرد اگزرژی و افزایش بازده سرمایه‌گذاری، و ارزیابی اقتصادی سناریوها تحت دو سازوکار خرید تضمینی و فروش برق در بورس انرژی است. این چارچوب می‌تواند مبنایی برای انتخاب آرایش مناسب براساس شرایط اقلیمی و اولویت سرمایه‌گذار فراهم کند.

۲. روش‌شناسی

۲–۱. چارچوب کلی پژوهش

عملکرد یک نیروگاه فتوولتائیک خورشیدی با ظرفیت نامی ۱ مگاوات در اقلیم‌های مختلف ایران از دیدگاه انرژی، اگزرژی و اقتصاد ارزیابی شد. به منظور بررسی اثر آرایش نصب بر عملکرد سامانه، چهار پیکربندی شامل سامانهٔ ثابت، ردیاب تک‌محورهٔ افقی، ردیاب تک‌محورهٔ عمودی و ردیاب دومحوره برای هر یک از مناطق مورد مطالعه در نظر گرفته شدند. خروجی‌های ساعتی تولید برق و شاخص‌های عملکردی سامانه از نرم‌افزار PVsyst استخراج و به عنوان ورودی محاسبات انرژی، اگزرژی و اقتصادی استفاده شدند. روند کلی روش‌شناسی در چند مرحله انجام شد. ابتدا مناطق مورد مطالعه بر اساس تفاوت‌های اقلیمی و پتانسیل خورشیدی انتخاب شدند. سپس، مدل نیروگاه فتوولتائیک برای هر منطقه و در چهار آرایش نصب مختلف تعریف و شبیه‌سازی شد. در ادامه، شاخص‌های انرژی شامل تولید سالانه، تولید ویژه و ضریب ظرفیت محاسبه شدند. پس از آن، تحلیل اگزرژی برای بررسی کیفیت تبدیل انرژی، راندمان اگزرژی، تخریب اگزرژی و شاخص پایداری انجام شده است. در مرحلهٔ بعد، تحلیل اقتصادی بر پایهٔ جریان نقدی اسمی و با در نظر گرفتن هزینهٔ سرمایه‌گذاری، هزینهٔ بهره‌برداری و نگهداری، افت سالانهٔ تولید، نرخ تورم، نرخ تنزیل و سازوکارهای فروش برق انجام گرفته است. در نهایت، شاخص‌های اقتصادی برای مقایسهٔ سناریوها

استخراج شدند. شکل ۲ روند کلی روش‌شناسی پژوهش را نشان می‌دهد. این چارچوب امکان مقایسهٔ هم‌زمان اثر اقلیم، نوع آرایش نصب و مفروضات اقتصادی را بر عملکرد نیروگاه فتوولتائیک فراهم می‌کند و مبنایی برای ارزیابی فنی، ترمودینامیکی و اقتصادی سناریوهای مورد مطالعه ارائه می‌دهد.



شکل ۲. فلوچارت روش‌شناسی پژوهش برای ارزیابی انرژی، اگزرژی و اقتصادی نیروگاه فتوولتائیک در اقلیم‌های مختلف ایران

۲-۲. مناطق مورد مطالعه

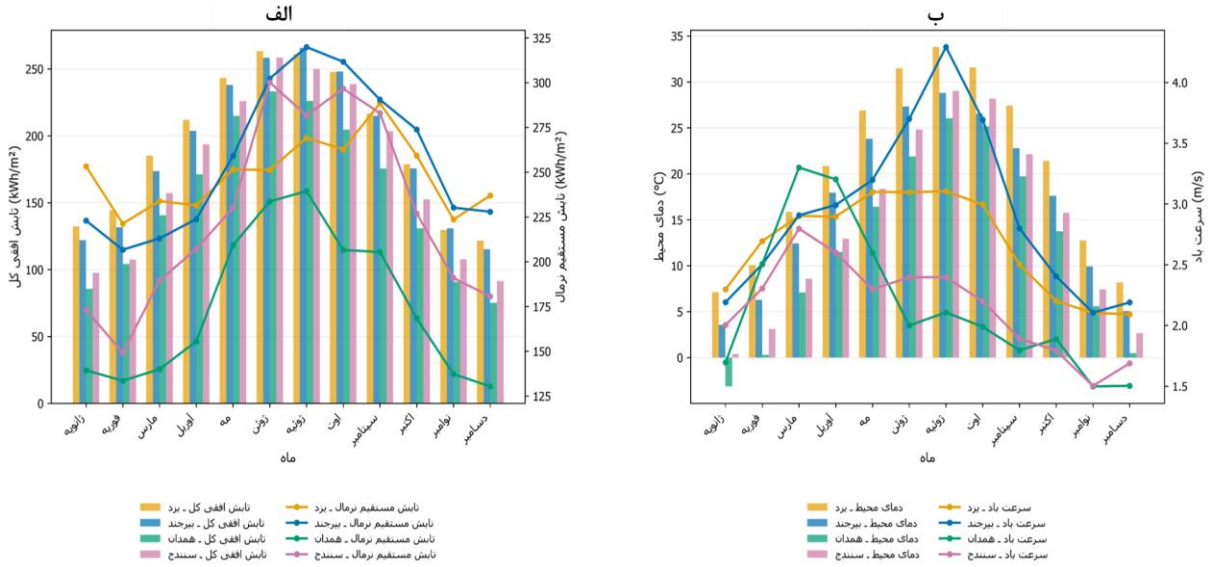
به منظور بررسی اثر تفاوت شرایط اقلیمی بر عملکرد نیروگاه فتوولتائیک، چهار شهر یزد، بیرجند، همدان و سنندج به صورت هدفمند انتخاب شدند. معیارهای انتخاب شامل تفاوت در طبقهٔ اقلیمی، دمای محیط، ارتفاع از سطح دریا، شرایط تابشی و پراکندگی جغرافیایی بود. طبقهٔ اقلیمی مختصات محل‌های مورد مطالعه براساس طبقهٔ اقلیمی کوپن - گایگر تعیین شده است [۳۱]. براساس این طبقه‌بندی، یزد در طبقهٔ بیابانی گرم (BWh)، بیرجند در طبقهٔ بیابانی سرد (BWk)، همدان در طبقهٔ نیمه‌خشک سرد (BSk) و سنندج در طبقهٔ سرد با تابستان خشک و گرم (Dsa) قرار دارند. در مجموع، چهار طبقهٔ اقلیمی متناظر با شهرهای منتخب حدود ۸۶ درصد از مساحت اقلیمی کشور را پوشش می‌دهند.

یزد به عنوان نمایندهٔ شرایط بیابانی گرم با تابش زیاد و دمای محیط نسبتاً بالا انتخاب شد تا اثر تنش حرارتی بر عملکرد سامانهٔ فتوولتائیک بررسی شود. بیرجند نمایندهٔ شرایط بیابانی سرد در ناحیهٔ خشک و مرتفع شرق ایران است و امکان بررسی عملکرد سامانه در شرایط خشک با ارتفاع و پتانسیل خورشیدی مناسب را فراهم می‌کند. همدان به دلیل برخورداری از اقلیم نیمه‌خشک سرد و بیشترین ارتفاع در میان مناطق مورد مطالعه انتخاب شد تا اثر شرایط حرارتی سردتر بر عملکرد انرژی و اگزرژی بررسی شود. سنندج نیز به عنوان نمایندهٔ اقلیم سرد با تابستان خشک در ناحیهٔ کوهستانی غرب ایران انتخاب شد. بنابراین، انتخاب شهرها فقط براساس پراکندگی جغرافیایی انجام نشده، بلکه با هدف ایجاد مجموعه‌ای از شرایط اقلیمی و حرارتی متمایز برای مقایسهٔ آرایش‌های ثابت و ردیاب صورت گرفته است.

جدول ۱. مشخصات جغرافیایی و اقلیمی مناطق مورد مطالعه

شهر	ویژگی اقلیمی غالب	طول جغرافیایی	عرض جغرافیایی	طبقهٔ اقلیمی کوپن - گایگر
یزد	بیابانی گرم	54.357°E	31.897°N	BWh
بیرجند	بیابانی سرد	59.221°E	32.866°N	BWk
همدان	نیمه‌خشک سرد	48.515°E	34.799°N	BSk
سنندج	سرد با تابستان خشک و گرم	46.986°E	35.322°N	Dsa

به منظور مقایسهٔ بهتر شرایط اقلیمی مناطق مورد مطالعه، تغییرات ماهانهٔ تابش خورشیدی، دمای محیط و سرعت باد در شکل ۳ ارائه شده است. برای هر یک از شهرهای مورد مطالعه، مدل نیروگاه فتوولتائیک در نرم‌افزار PVsyst تعریف و برای چهار آرایش نصب شامل سامانهٔ ثابت، ردیاب تک‌محورهٔ افقی، ردیاب تک‌محورهٔ عمودی و ردیاب دومحوره شبیه‌سازی شد. سپس، خروجی‌های ساعتی هر سناریو برای انجام محاسبات انرژی، اگزرژی و اقتصادی مورد استفاده قرار گرفت. این ساختار باعث می‌شود اثر هم‌زمان موقعیت جغرافیایی و نوع آرایش نصب بر عملکرد نهایی نیروگاه قابل ارزیابی باشد.

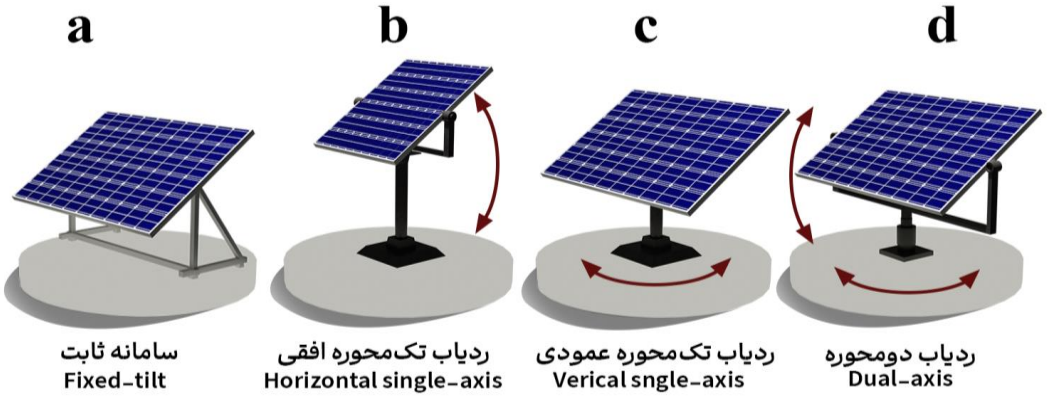


شکل ۳. مقایسهٔ ماهانهٔ پارامترهای اقلیمی مناطق مورد مطالعه: (الف) تابش افقی کل (GHI) و تابش مستقیم نرمال (DNI) و (ب) دمای محیط و سرعت باد در اقلیم‌های مختلف ایران

۲–۳. مشخصات نیروگاه فتوولتائیک و آرایش‌های نصب

نیروگاه مورد مطالعه به صورت یک سامانهٔ فتوولتائیک متصل به شبکه با ظرفیت نامی ۱ مگاوات DC تعریف شد. برای بررسی اثر آرایش نصب بر عملکرد سامانه، چهار پیکربندی شامل سامانهٔ ثابت، ردیاب تک‌محورهٔ افقی، ردیاب تک‌محورهٔ عمودی و ردیاب دومحوره در هر یک از مناطق مورد مطالعه در نظر گرفته شدند. در سامانهٔ ثابت، زاویه پنل‌ها طی دورهٔ بهره‌برداری بدون تغییر فرض شد. در ردیاب تک‌محورهٔ افقی، دوران پنل‌ها حول یک محور افقی انجام می‌شود، در حالی که در ردیاب تک‌محورهٔ عمودی، چرخش پنل‌ها حول محور عمودی و متناسب با تغییرات آزیموت خورشید صورت می‌گیرد. در آرایش دومحوره نیز امکان تنظیم هم‌زمان زاویهٔ شیب و آزیموت فراهم می‌شود و پنل‌ها قابلیت ردیابی کامل‌تر مسیر خورشید را دارند [۱۸].

مدل‌سازی فنی نیروگاه برای هر شهر و هر آرایش نصب در نرم‌افزار PVsyst انجام شد. این نرم‌افزار برای طراحی و ارزیابی عملکرد سامانه‌های فتوولتائیک به کار می‌رود و امکان شبیه‌سازی سامانه‌های متصل به شبکه، استفاده از داده‌های هواشناسی و استخراج خروجی‌های ساعتی، ماهانه و سالانه را فراهم می‌کند [۳۴]. در این مطالعه، خروجی‌های ساعتی و ماهانه شبیه‌سازی به عنوان ورودی محاسبات انرژی، اگزرژی و اقتصادی استفاده شدند. شکل ۴ نمای شماتیک آرایش‌های نصب بررسی‌شده را نشان می‌دهد.



شکل ٤. نمایش شماتیک آرایش‌های نصب مورد بررسی شامل سامانهٔ ثابت، ردیاب تک‌محورهٔ افقی، ردیاب تک‌محورهٔ عمودی و ردیاب دومحوره

۲-۴. شبیه‌سازی فنی در PVsyst و شاخص‌های انرژی

شبیه‌سازی فنی نیروگاه فتوولتائیک برای هر یک از مناطق مورد مطالعه و در هر یک از چهار آرایش نصب، با استفاده از نرم‌افزار PVsyst انجام شد. این نرم‌افزار یکی از ابزارهای رایج برای طراحی و ارزیابی عملکرد سامانه‌های فتوولتائیک متصل به شبکه است و امکان مدل‌سازی اثر شرایط اقلیمی، آرایش نصب، زاویهٔ دریافت تابش و تلفات مختلف سامانه را فراهم می‌کند. در این پژوهش، برای هر شهر و هر آرایش نصب، خروجی‌های ماهانه شبیه‌سازی استخراج شد و سپس، به منظور محاسبهٔ شاخص‌های انرژی، اگزرژی و اقتصادی مورد استفاده قرار گرفت. مهم‌ترین خروجی مورد استفاده در این بخش، انرژی الکتریکی تزریق‌شده به شبکه بود که مبنای محاسبهٔ تولید سالانه، تولید ویژه، ضریب ظرفیت و درآمد سالانه قرار گرفت. تولید سالانهٔ نیروگاه برای هر سناریو از جمع انرژی ماهانه تزریق‌شده به شبکه محاسبه شد:

$$E_{\text{ann}} = \sum_{m=1}^{12} E_m \qquad (۱)$$

که در آن، E_m انرژی الکتریکی تزریق‌شده به شبکه در ماه m بر حسب کیلووات‌ساعت و E_{ann} تولید سالانهٔ نیروگاه بر حسب کیلووات‌ساعت است. برای مقایسهٔ عملکرد سامانه‌ها مستقل از ظرفیت نامی، شاخص تولید ویژه از رابطهٔ ۲ به دست می‌آید:

$$Y_f = \frac{E_{\text{ann}}}{P_{\text{DC}}} \qquad (۲)$$

در رابطهٔ ۲، Y_f تولید ویژهٔ سالانه بر حسب kWh/kW_{DC} و P_{DC} ظرفیت نامی DC نیروگاه بر حسب کیلووات است. در این پژوهش، مقدار P_{DC} برابر با ۱۰۰۶ کیلووات در نظر گرفته شد. شاخص تولید ویژه امکان مقایسهٔ مستقیم عملکرد شهرها و آرایش‌های مختلف نصب را فراهم می‌کند و در مطالعات فتوولتائیک برای سنجش بهره‌وری تولید نسبت به ظرفیت نصب‌شده به کار می‌رود [۳۲]. همچنین، ضریب ظرفیت نیروگاه از رابطهٔ ۳ به دست آمد:

$$CF = \frac{E_{\text{ann}}}{P_{\text{DC}} \times 8760} \qquad (۳)$$

که در آن، CF ضریب ظرفیت سالانه است. این شاخص نشان می‌دهد نیروگاه طی سال چه نسبتی از انرژی قابل تولید در حالت کارکرد پیوسته با توان نامی را تولید کرده است. در این پژوهش، شاخص‌های انرژی عمدتاً برای مقایسهٔ اولیهٔ سناریوها و ایجاد ورودی لازم برای تحلیل‌های اگزرژی و اقتصادی استفاده شدند. بنابراین، تمرکز اصلی تحلیل نتایج بر ارزیابی کیفیت تبدیل انرژی از طریق شاخص‌های اگزرژی و همچنین، بررسی قابلیت اقتصادی آرایش‌های مختلف نصب قرار گرفت.

۲-۵. تحلیل اگزرژی

تحلیل اگزرژی برای ارزیابی کیفیت تبدیل انرژی در سامانهٔ فتوولتائیک و شناسایی سهم برگشت‌ناپذیری‌ها انجام شد. در این روش، تابش خورشیدی به عنوان اگزرژی ورودی و برق تولیدشده توسط آرایهٔ فتوولتائیک به عنوان محصول مفید در نظر گرفته شد. موازنه کلی اگزرژی برای سامانه به صورت رابطهٔ ۴ بیان می‌شود [۳۳]:

$$Ex_{\text{dest}} = Ex_{\text{sun}} - Ex_{\text{elec}} - Ex_{\text{thermal}} \quad (۴)$$

که در آن، Ex_{dest} تخریب اگزرژی، Ex_{sun} اگزرژی ورودی، Ex_{elec} اگزرژی محصول مفید و $Ex_{thermal}$ اتلاف اگزرژی حرارتی به محیط است. اگزرژی ورودی خورشیدی بر اساس رابطهٔ ۵ محاسبه می‌شود [۱۷]:

$$Ex_{\text{in,sun}} = AG_T\left[1-\frac{4}{3}\left(\frac{T_a}{T_s}\right)+\frac{1}{3}\left(\frac{T_a}{T_s}\right)^4\right] \quad (۵)$$

در این رابطه، A سطح کل آرایهٔ فتوولتائیک، G_T تابش دریافتی روی صفحه آرایه، T_a دمای محیط و T_s دمای مؤثر خورشید (K ۵۷۷۷) است. همچنین، اتلاف حرارتی از سطح پنل و اگزرژی متناظر با آن از روابط ۶ تا ۸ به دست آمدند [۳۴]:

$$Q_{\text{loss}} = hA\left(T_c - T_a\right) \quad (۶)$$

$$h = 5.7 + 3.8v \quad (۷)$$

$$Ex_{\text{thermal}} = \left(1-\frac{T_a}{T_c}\right)Q_{\text{loss}} \quad (۸)$$

که در آن، h ضریب کلی انتقال حرارت، v سرعت باد و T_c دمای سلول فتوولتائیک است. در این پژوهش، مرز تحلیل اگزرژی در خروجی آرایه فتوولتائیک تعریف شد؛ بنابراین، محصول مفید الکتریکی برابر با انرژی DC تولیدشده توسط پنل‌ها در نظر گرفته شده است. همچنین، راندمان اگزرژی سیستم خورشیدی از رابطهٔ ۹ محاسبه می‌شود [۱۳]:

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{E_{elec} - Ex_{\text{thermal}}}{Ex_{\text{sun}}} \quad (۹)$$

در نهایت، برای تکمیل ارزیابی اگزرژیک، شاخص پایداری SI بر پایهٔ راندمان اگزرژی محاسبه شد. این شاخص نشان می‌دهد بهبود راندمان قانون دوم تا چه حد می‌تواند به کاهش برگشت‌ناپذیری‌ها و ارتقای پایداری عملکرد سامانه منجر شود. مقدار بالاتر SI بیانگر راندمان اگزرژی بیشتر، تخریب اگزرژی کمتر و در نتیجه، عملکرد پایدارتر سامانه است. شاخص پایداری از رابطهٔ ۱۰ به دست می‌آید [۳۵]:

$$SI = \frac{1}{1-\eta_{\text{ex}}} \quad (۱۰)$$

برای مقایسهٔ بهتر سناریوها مستقل از مقدار مطلق تولید، شدت تخریب اگزرژی نیز محاسبه شد. این شاخص نسبت تخریب اگزرژی سالانه به انرژی الکتریکی تولیدی آرایه فتوولتائیک را نشان می‌دهد و بیان می‌کند که به ازای تولید هر واحد برق، چه مقدار اگزرژی بر اثر برگشت‌ناپذیری‌ها تخریب شده است:

$$EDI = \frac{Ex_{\text{dest,ann}}}{E_{\text{DC,ann}}} \quad (۱۱)$$

که در آن، EDI شدت تخریب اگزرژی بر حسب $\text{kWh}_{\text{ex}} / \text{kWh}_{\text{DC}}$، $Ex_{dest,}$ تخریب اگزرژی سالانه و $E_{DC,ann}$ انرژی الکتریکیDC تولیدشده توسط آرایهٔ فتوولتائیک طی سال است. مقدار کمتر این شاخص نشان‌دهندهٔ تخریب اگزرژی کمتر به ازای واحد برق تولیدی و در نتیجه، عملکرد اگزرژیک مطلوب‌تر سامانه است.

۲-۶. تحلیل اقتصادی

تحلیل اقتصادی نیروگاه فتوولتائیک بر پایه جریان نقدی اسمی و برای دورهٔ بهره‌برداری ۲۵ساله انجام شد. در محاسبات، هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه، هزینهٔ بهره‌برداری و نگهداری، افت سالانهٔ تولید، هزینهٔ جایگزینی اینورتر، نرخ تورم، نرخ تنزیل اسمی و درآمد حاصل از فروش برق لحاظ شده است. هزینه‌های سرمایه‌ای ابتدا بر حسب دلار تعریف شده و سپس با استفاده از نرخ ارز پایه به تومان تبدیل شدند. ظرفیت نامی نیروگاه، هزینهٔ سرمایه‌گذاری پایه، ضرایب هزینه‌ای آرایش‌های ردیاب، هزینهٔ بهره‌برداری و نگهداری و سایر مفروضات هزینه‌ای سناریوها در جدول ۲ ارائه شده‌اند. هزینهٔ سالانهٔ بهره‌برداری و نگهداری برای

هر سناریو برابر با ۱ درصد سرمایه‌گذاری اولیه همان سناریو در نظر گرفته شد. مبنای هزینه‌ای جدول ۲ بر اساس ساختار هزینه‌ای نیروگاه فتوولتائیک ۱ مگاواتی و ضرایب هزینه‌ای آرایش‌های ثابت و ردیاب تنظیم شده است.

جدول ۲. مشخصات هزینه‌ای سناریوهای نیروگاه فتوولتائیک خورشیدی [۳۶ و ۳۷]

دسته‌بندی	پارامتر اقتصادی	مقدار مبنا	واحد یا توضیح
هزینهٔ سرمایه‌گذاری	هزینهٔ سرمایه‌گذاری سامانهٔ ثابت	۴۰۰	دلار به‌ازای هر کیلووات ظرفیتDC
ضریب هزینهٔ سرمایه‌گذاری	سامانه ثابت	۱٫۰۰	ضریبCAPEX
ضریب هزینهٔ سرمایه‌گذاری	ردیاب تک‌محوره افقی	۱٫۱۹	ضریبCAPEX
ضریب هزینهٔ سرمایه‌گذاری	ردیاب تک‌محوره عمودی	۱٫۲۹	ضریبCAPEX
ضریب هزینهٔ سرمایه‌گذاری	ردیاب دومحوره	۱٫۵۷	ضریبCAPEX
شرایط اقتصادی	نرخ ارز مبنا	۱۵۰٬۰۰۰	تومان به‌ازای هر دلار
بهره‌برداری و نگهداری	هزینهٔ سالانهٔ تعمیر و نگهداری سامانهٔ ثابت	۱	درصد CAPEX اولیه در سال
فروش برق	قیمت خرید تضمینی برق در سال نخست	۴۶۰۰	تومان بر کیلووات‌ساعت
فروش برق	متوسط قیمت فروش برق در بورس انرژی در سال نخست	۸۰۰۰	تومان بر کیلووات‌ساعت
دورهٔ تحلیل	طول عمر اقتصادی پروژه	۲۵	سال
شرایط اقتصادی	نرخ تنزیل اسمی سالانه	۲۰	درصد
شرایط اقتصادی	نرخ تورم سالانه	۲۵	درصد

* درصدهای بیان‌شده می‌تواند بر مبنای وضعیت کشور کمی متفاوت باشد.

سرمایه‌گذاری اولیه هر سناریو از رابطهٔ ۱۲ محاسبه می‌شود:

$$I_0 = C_{\text{capex}} P_{\text{DC}} ER \qquad (۱۲)$$

که در آن، I_0 سرمایه‌گذاری اولیه بر حسب تومان، C_{Capex} هزینهٔ سرمایه‌گذاری ویژه بر حسب دلار بر کیلووات DC، P_{DC} ظرفیت نامی نیروگاه بر حسب کیلووات و ER ارز پایه بر حسب تومان بر دلار است. تولید برق سالانه با در نظر گرفتن افت عملکرد ماژول‌های فتوولتائیک محاسبه می‌شود:

$$E_t = E_1 (1-d)^{t-1} \qquad (۱۳)$$

در این رابطه، E_t انرژی قابل فروش در سال t ، E_1 تولید برق در سال اول و d نرخ افت سالانه تولید است. درآمد سالانه از حاصل‌ضرب انرژی قابل فروش در قیمت فروش برق به دست آمد:

$$R_t = E_t P_t \qquad (۱۴)$$

که در آن، R_t درآمد سالانه و P_t قیمت فروش برق در سال t است. دو سازوکار فروش برق شامل خرید تضمینی و فروش در بورس انرژی در نظر گرفته شد. در حالت خرید تضمینی، ضرایب کاهش دوره‌ای تعرفه مطابق ساختار قرارداد لحاظ شد؛ در حالت فروش در بورس انرژی، قیمت فروش برق بدون ضریب کاهش خرید تضمینی محاسبه شده است. هزینهٔ کل سالانه شامل هزینهٔ بهره‌برداری و نگهداری و هزینهٔ جایگزینی تجهیزات در سال‌های مربوطه تعریف شده است:

$$C_t = C_{\text{OM},t} + C_{\text{rep},t} \qquad (۱۵)$$

که در آن، C_t هزینهٔ کل سالانه و $C_{\text{rep},t}$ هزینهٔ جایگزینی تجهیزات در سال t است. جریان نقدی خالص سالانه از اختلاف درآمد و هزینهٔ سالانه به دست آمد:

$$CF_t = R_t - C_t \qquad (۱۶)$$

شاخص‌های اقتصادی بر اساس جریان‌های نقدی اسمی محاسبه شدند. ارزش خالص فعلی از رابطهٔ ۱۷ به دست آمد [۳۸]:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^{N} \frac{CF_t}{(1+r_n)^t} \qquad (۱۷)$$

که در آن، r_n نرخ تنزیل اسمی و N عمر پروژه است. مقدار مثبت NPV نشان‌دهندهٔ توجیه‌پذیری اقتصادی سناریو است. هزینهٔ ترازشده انرژی نیز از نسبت ارزش فعلی هزینه‌ها به ارزش فعلی انرژی قابل فروش محاسبه شده است [۳۹]:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{N} \frac{C_t}{(1+r_n)^t}}{\sum_{t=1}^{N} \frac{E_t}{(1+r_n)^t}} \quad (۱۸)$$

نرخ بازده داخلی (IRR) نیز به عنوان نرخ تنزیلی تعریف شد که ارزش خالص فعلی پروژه را برابر صفر می‌کند [۴۰]:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{N} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} \quad (۱۹)$$

دورهٔ بازگشت سرمایه ساده بر اساس جریان نقدی خالص سال اول محاسبه می‌شود [۴۰]:

$$SPP = \frac{I_0}{CF_1} \quad (۲۰)$$

که در آن، CF_1 جریان نقدی خالص در سال اول بهره‌برداری است. علاوه بر این، دورهٔ بازگشت سرمایه تجمعی از نخستین سالی به دست آمد که جریان نقدی تجمعی اسمی مقدار سرمایه‌گذاری اولیه را جبران کند [۴۱]:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^{T} CF_t \geq 0 \quad (۲۱)$$

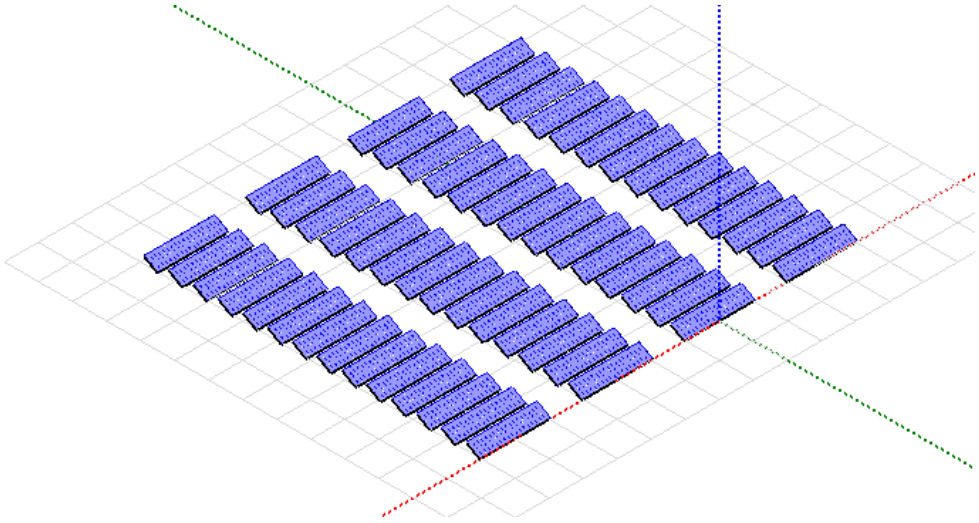
دورهٔ بازگشت سرمایه تنزیل‌شده نیز بر اساس جریان نقدی تنزیل‌شده محاسبه شد [۴۲]:

$$DCF_t = \frac{CF_t}{(1+r_n)^t} \quad (۲۲)$$

$$-I_0 + \sum_{t=1}^{T} DCF_t \geq 0 \quad (۲۳)$$

۳. نتایج

پس از شبیه‌سازی نیروگاه فتوولتائیک در چهار شهر مورد مطالعه و برای چهار آرایش نصب، خروجی‌های ساعتی PVsyst برای تحلیل انرژی، اگزرژی و اقتصادی پردازش شدند. در این بخش، ابتدا رفتار تولید انرژی سامانه‌ها بررسی می‌شود؛ سپس شاخص‌های اگزرژی برای ارزیابی کیفیت تبدیل انرژی و میزان برگشت‌ناپذیری‌ها تحلیل می‌شوند. در ادامه، نتایج اقتصادی سناریوها بر اساس جریان نقدی اسمی، سازوکارهای فروش برق و شاخص‌هایی مانند ارزش خالص فعلی، نرخ بازده داخلی و دورهٔ بازگشت سرمایه ارائه می‌شود. نمای کلی سامانهٔ فتوولتائیک متصل به شبکه (آرایش ثابت) و مسیر تحلیل خروجی‌ها در شکل ۵ نشان داده شده است.

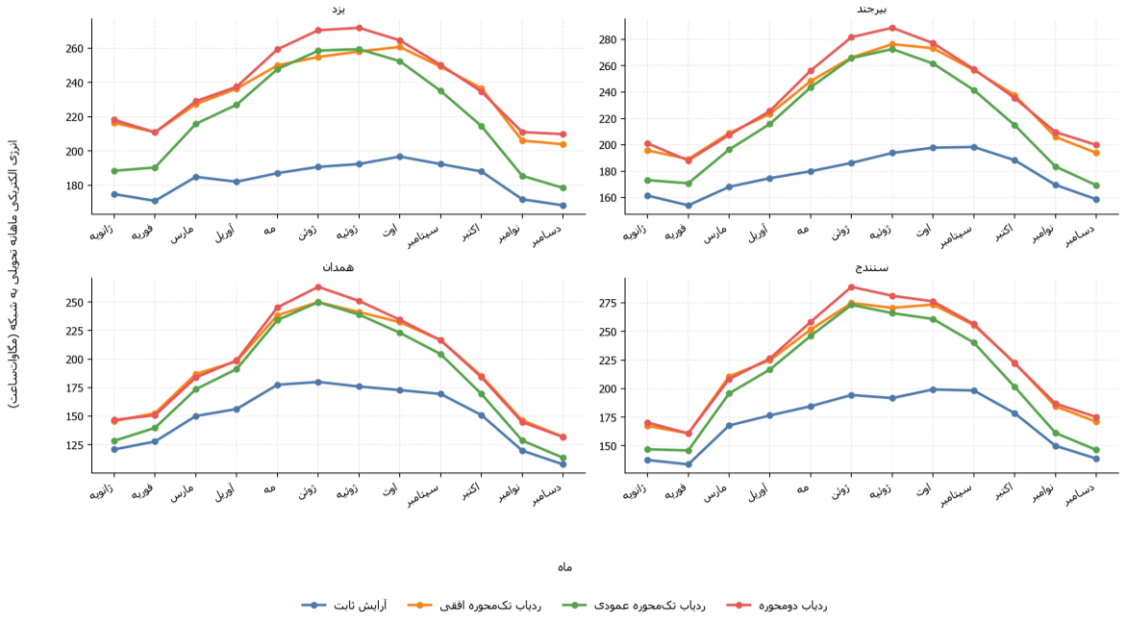


شکل ۵. نمای کلی سامانهٔ فتوولتائیک متصل به شبکه و چارچوب تحلیل انرژی، اگزرژی و اقتصادی

۳-۱. نتایج انرژی و عملکرد تولید

به منظور ارزیابی اثر هم‌زمان شرایط اقلیمی و نوع آرایش نصب بر عملکرد نیروگاه، تولید انرژی الکتریکی در مقیاس ساعتی، ماهانه و سالانه برای تمامی سناریوها مورد تحلیل قرار گرفت. از آنجا که میزان تولید برق مبنای اصلی محاسبات اگزرژی و شاخص‌های اقتصادی است، مقایسهٔ الگوی تولید در شهرها و پیکربندی‌های مختلف، نخستین گام در ارزیابی جامع عملکرد سامانه به شمار می‌رود. شکل ۶ تغییرات ماهانهٔ انرژی تولیدی نیروگاه فتوولتائیک را در چهار شهر یزد، بیرجند، همدان و سنندج و برای آرایش‌های ثابت، تک‌محوره افقی، تک‌محورهٔ عمودی و دومحوره نشان می‌دهد. نتایج بیانگر آن است که آرایش دومحوره در تمامی مناطق مورد مطالعه بیشترین تولید سالانه را فراهم کرده است. تولید سالانهٔ این آرایش در یزد، بیرجند، سنندج و همدان به‌ترتیب ۲۸۶۸/۲، ۲۸۲۸/۹، ۲۷۱۱/۵ و ۲۳۵۱/۷ مگاوات‌ساعت به دست آمد. در مقابل، سامانهٔ ثابت کمترین مقدار تولید را در هر چهار شهر نشان داد؛ به طوری که تولید سالانهٔ آن در یزد، بیرجند، سنندج و همدان به‌ترتیب ۲۱۹۹/۹، ۲۱۳۱/۲، ۲۰۵۱/۲ و ۱۸۰۹/۸ مگاوات‌ساعت محاسبه شد. این نتایج نشان می‌دهد یزد در تمامی آرایش‌های مورد بررسی بالاترین تولید سالانه را داشته و بیرجند با اختلافی محدود در جایگاه بعدی قرار گرفته است.

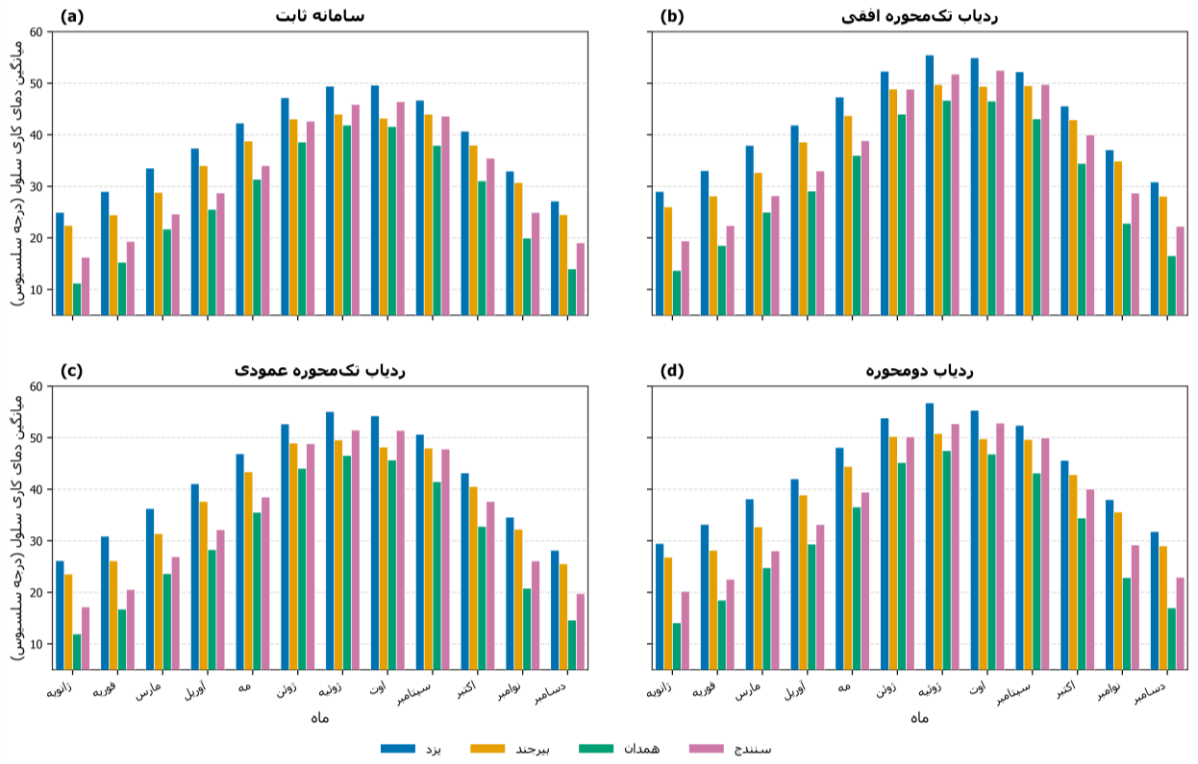
مقایسهٔ آرایش‌های ردیاب با سامانه ثابت نشان می‌دهد میزان بهبود تولید، علاوه بر نوع سازوکار ردیابی، به ویژگی‌های اقلیمی منطقه نیز وابسته است. آرایش دومحوره بیشترین افزایش تولید را نسبت به سامانهٔ ثابت ایجاد کرد؛ به گونه‌ای که این افزایش در یزد، بیرجند، سنندج و همدان به‌ترتیب حدود ۳۰/۴، ۳۲/۷، ۳۲/۲ و ۲۹/۹ درصد بود. برای ردیاب تک‌محورهٔ افقی، افزایش تولید در بازه ۲۷/۸ تا ۳۰/۲ درصد قرار گرفت، در حالی که ردیاب تک‌محورهٔ عمودی افزایشی حدود ۲۰/۶ تا ۲۲/۴ درصد ایجاد کرد. نزدیکی عملکرد تولیدی ردیاب تک‌محورهٔ افقی به آرایش دومحوره نشان می‌دهد بخش قابل توجهی از مزیت انرژی حاصل از ردیابی خورشید را می‌توان با یک سامانهٔ تک‌محورهٔ مناسب نیز به دست آورد. در مقابل، آرایش تک‌محورهٔ عمودی در تمامی مناطق افزایش تولید کمتری نسبت به دو آرایش ردیاب دیگر نشان داد. بررسی الگوی ماهانه تولید نیز نشان داد بیشینهٔ انرژی تولیدی عمدتاً در ماه‌های با تابش خورشیدی بالاتر رخ می‌دهد، هرچند زمان وقوع این بیشینه میان شهرها یکسان نیست. بیشترین تولید ماهانهٔ آرایش دومحوره در یزد و بیرجند در ماه ژوئیه و به‌ترتیب حدود ۲۷۲/۰ و ۲۸۸/۸ مگاوات‌ساعت ثبت شد، در حالی که در سنندج و همدان بیشینهٔ تولید در ماه ژوئن و به‌ترتیب حدود ۲۸۹/۱ و ۲۶۳/۳ مگاوات‌ساعت به دست آمد. تفاوت در مقدار و زمان بیشینهٔ تولید، بیانگر اثر متقابل شرایط تابشی، دمای محیط و ویژگی‌های اقلیمی هر منطقه بر پاسخ زمانی سامانهٔ فتوولتائیک است.



شکل ٦. تغییرات ماهانهٔ انرژی تولیدی نیروگاه فتوولتائیک در شهرهای مورد مطالعه و برای آرایش‌های نصب مختلف

برای مقایسهٔ عملکرد سناریوهای مستقل از ظرفیت نامی، تولید ویژهٔ سالانه محاسبه شد. بیشترین مقدار این شاخص به آرایش دومحوره در یزد، بیرجند و سنندج اختصاص داشت و به‌ترتیب ۲۸۴۸/۷، ۲۸۰۹/۶ و ۲۶۹۳/۰ کیلووات‌ساعت بر کیلووات‌پیک در سال به دست آمد، در حالی که کمترین مقدار مربوط به سامانهٔ ثابت در همدان با ۱۷۹۷/۴ کیلووات‌ساعت بر کیلووات‌پیک در سال بود. با وجود برتری تولیدی ردیاب‌ها، افزایش CAPEX نیز قابل توجه است؛ به طوری که هزینهٔ سرمایه‌گذاری ویژه از ۴۰۰ دلار بر کیلووات DC برای سامانهٔ ثابت به ۴۷۶، ۵۱۶ و ۶۲۸ دلار بر کیلووات DC برای ردیاب‌های تک‌محورهٔ افقی، تک‌محورهٔ عمودی و دومحوره افزایش می‌یابد. در این‌میان، ردیاب تک‌محورهٔ افقی به دلیل دستیابی به تولید ویژه نزدیک‌تر به آرایش دومحوره در کنار هزینهٔ سرمایه‌گذاری کمتر، موازنهٔ مناسب‌تری میان افزایش تولید و هزینهٔ اولیه نشان می‌دهد.

از سوی دیگر، افزایش دریافت تابش در آرایش‌های ردیاب بر شرایط حرارتی ماژول نیز اثرگذار است. شکل ۷ تغییرات ماهانهٔ میانگین دمای کاری سلول را برای چهار آرایش نصب و در شهرهای مورد مطالعه نشان می‌دهد. در تمامی مناطق، دمای سلول دارای رفتار فصلی مشخصی است و با حرکت از ماه‌های سرد به سمت دوره‌های گرم سال افزایش می‌یابد. همچنین، آرایش‌های ردیاب، به‌ویژه ردیاب دومحوره و تک‌محورهٔ افقی، عموماً دمای کاری بالاتری نسبت به سامانهٔ ثابت نشان می‌دهند می‌توان آن را به افزایش تابش دریافتی روی صفحهٔ آرایه نسبت داد. میانگین ماهانهٔ دمای کاری سلول در سامانهٔ ثابت برای یزد، بیرجند، سنندج و همدان به‌ترتیب حدود ۳۸/۴، ۳۴/۷، ۳۱/۸ و ۲۷/۵ درجهٔ سلسیوس بود، در حالی که این مقادیر در آرایش دومحوره به حدود ۴۳/۷، ۳۹/۹، ۳۶/۸ و ۳۷/۷ درجهٔ سلسیوس افزایش یافت. بیشترین دمای ماهانه نیز در یزد و برای آرایش دومحوره مشاهده شد و به حدود ۵۶/۸ درجهٔ سلسیوس رسید. این رفتار نشان می‌دهد مزیت انرژی حاصل از ردیابی خورشید با افزایش بار حرارتی ماژول همراه است؛ موضوعی که می‌تواند بر راندمان الکتریکی و به‌ویژه عملکرد اگزرژی سامانه اثرگذار باشد. بنابراین، تحلیل دمای سلول حلقهٔ ارتباطی مهمی میان نتایج انرژی و تحلیل اگزرژی در بخش بعد فراهم می‌کند.



شکل ۷. تغییرات ماهانهٔ میانگین دمای کاری سلول فتوولتائیک در چهار آرایش نصب سیستم فتوولتائیک

۳-۲. نتایج اگزرژی و شاخص پایداری

پس از تحلیل عملکرد انرژی، شاخص‌های اگزرژی به منظور ارزیابی کیفیت تبدیل انرژی و میزان برگشت‌ناپذیری‌های سامانهٔ محاسبه شدند. جدول ۳ خلاصهٔ شاخص‌های سالانهٔ اگزرژی و پایداری را برای ۱۶ سناریوی مورد مطالعه ارائه می‌کند. تخریب اگزرژی سالانه در محدودهٔ ۶/۵۷ تا ۱۱/۳۲ گیگاوات‌ساعت در سال قرار گرفت؛ به طوری که کمترین مقدار مربوط به سامانهٔ ثابت در همدان و بیشترین مقدار مربوط به آرایش دومحوره در یزد بود. افزایش تخریب اگزرژی در آرایش‌های ردیاب عمدتاً با افزایش اگزرژی خورشیدی دریافتی همراه است؛ از این‌رو، مقدار مطلق تخریب اگزرژی به‌تنهایی معیار کافی برای مقایسهٔ عملکرد ترمودینامیکی سناریوها نیست و باید در کنار راندمان اگزرژی و شاخص پایداری مورد ارزیابی قرار گیرد.

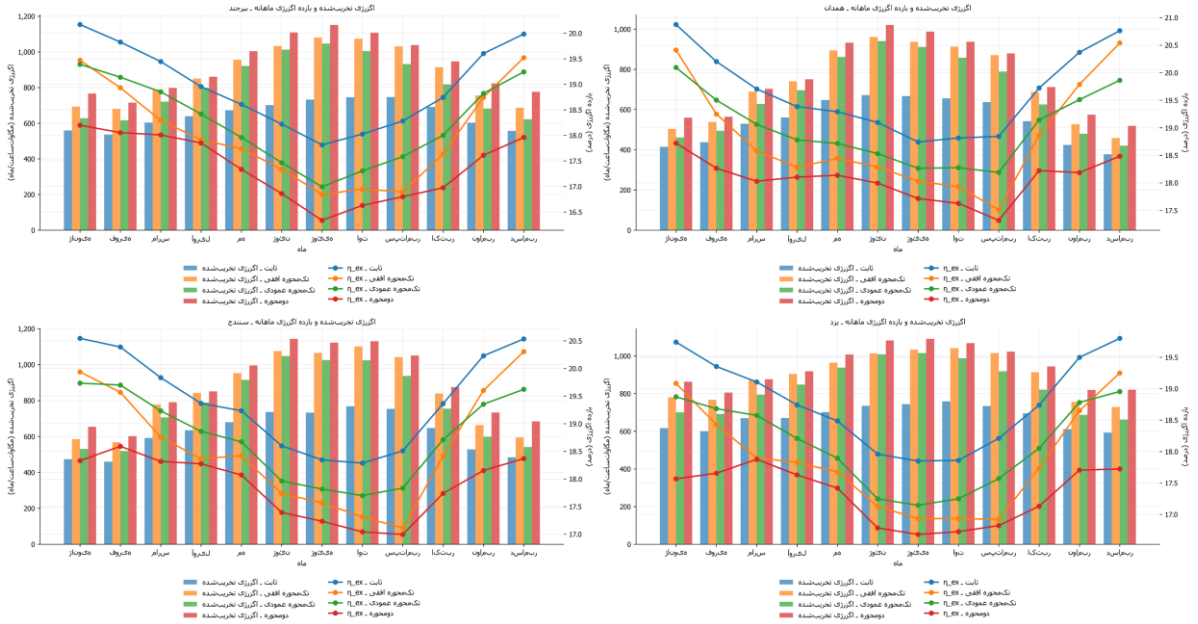
جدول ۳. شاخص‌های سالانهٔ اگزرژی و پایداری برای شهرها و آرایش‌های نصب مختلف

شهر	آرایش نصب	اگزرژی ورودی(GWh/year)	تخریب اگزرژی(GWh/year)	راندمان اگزرژی (%)	شاخص پایداری
یزد	ثابت	10.67	8.13	18.73	1.230
یزد	تک‌محوره افقی	14.07	10.79	17.78	1.216
یزد	تک‌محوره عمودی	13.17	10.08	18.01	1.220
یزد	دومحوره	14.69	11.32	17.27	1.209
بیرجند	ثابت	10.25	7.79	18.89	1.233
بیرجند	تک‌محورهٔ افقی	13.79	10.55	17.88	1.218
بیرجند	تک‌محورهٔ عمودی	12.84	9.80	18.12	1.221
بیرجند	دومحورهٔ	14.43	11.10	17.29	1.209
همدان	ثابت	8.62	6.57	19.52	1.243
همدان	تک‌محورهٔ افقی	11.39	8.72	18.63	1.229
همدان	تک‌محورهٔ عمودی	10.68	8.16	18.84	1.232
همدان	دومحورهٔ	11.85	9.14	18.01	1.220
سنندج	ثابت	9.82	7.49	19.30	1.239
سنندج	تک‌محورهٔ افقی	13.18	10.11	18.37	1.225
سنندج	تک‌محورهٔ عمودی	12.26	9.39	18.59	1.228
سنندج	دومحوره	13.76	10.63	17.77	1.216

شاخص پایداری سالانهٔ روندی همسو با راندمان اگزرژی نشان داد، زیرا این شاخص مستقیم تابع راندمان قانون دوم است. بر اساس نتایج سالانه، مقدار شاخص پایداری در سناریوهای مورد بررسی در بازه ۱/۲۰۹ تا ۱/۲۴۳ قرار گرفت. بیشترین مقدار این شاخص به سامانهٔ ثابت در همدان با مقدار ۱/۲۴۳ اختصاص داشت، در حالی که کمترین مقدار برای آرایش دومحوره در یزد با مقدار ۱/۲۰۹ به دست آمد. این نتایج نشان می‌دهد شرایط حرارتی مناسب‌تر همدان، به‌ویژه دمای کاری پایین‌تر سلول، موجب بهبود نسبی کیفیت تبدیل اگزرژی شده است. در مقابل، افزایش دریافت تابش در آرایش‌های ردیاب، اگرچه تولید برق را افزایش می‌دهد، با افزایش دمای کاری و برگشت‌ناپذیری‌های حرارتی همراه است؛ از این‌رو، بیشینهٔ تولید انرژی الزاماً با بیشترین عملکرد اگزرژیک همراه نیست.

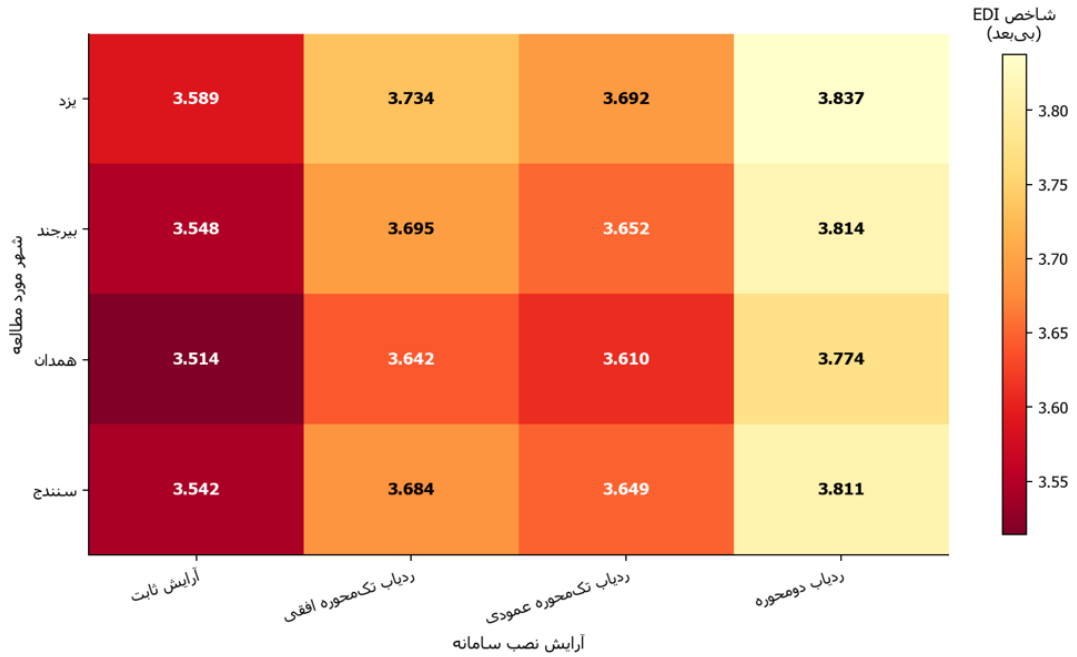
از نظر راندمان اگزرژی سالانه، بیشترین مقدار برابر با ۱۹/۵۲ درصد و مربوط به سامانهٔ ثابت در همدان بود، در حالی که کمترین مقدار، ۱۷/۲۷ درصد، برای آرایش دومحوره در یزد به دست آمد. دامنهٔ راندمان اگزرژی در همدان، سنندج، بیرجند و یزد به‌ترتیب ۱۸/۰۱ ـ ۱۹/۵۲، ۱۷/۷۷ ـ ۱۹/۳۰، ۱۷/۲۹ ـ ۱۸/۸۹ و ۱۷/۲۷ ـ ۱۸/۷۳ درصد بود. همچنین، در هر چهار شهر، سامانهٔ ثابت بیشترین و آرایش دومحوره کمترین راندمان اگزرژی سالانه را نشان داد. این رفتار بیانگر آن است که افزایش تابش دریافتی در آرایش‌های ردیاب، در کنار افزایش خروجی الکتریکی، موجب افزایش دمای سلول و تلفات حرارتی شده و بخشی از مزیت تولیدی ردیابی را از دیدگاه قانون دوم کاهش می‌دهد.

شکل ۸ تغییرات ماهانهٔ تخریب اگزرژی و راندمان اگزرژی را نشان می‌دهد. بیشینهٔ تخریب اگزرژی عمدتاً در ماه‌های با تابش بالاتر و در آرایش دومحوره مشاهده شد. بیشترین مقدار ماهانه در بیرجند در ژوئیه، معادل ۱۱۵۱/۲ مگاوات‌ساعت به دست آمد. مقادیر متناظر برای سنندج، یزد و همدان به‌ترتیب ۱۱۴۳/۷ مگاوات‌ساعت در ژوئن، ۱۰۹۱/۱ مگاوات‌ساعت در ژوئیه و ۱۰۲۰/۶ مگاوات‌ساعت در ژوئن بود. افزایش تخریب مطلق اگزرژی در آرایش‌های ردیاب لزوماً بیانگر عملکرد ضعیف‌تر آن‌ها نیست، زیرا این آرایش‌ها هم‌زمان اگزرژی خورشیدی بیشتری دریافت کرده و انرژی الکتریکی بیشتری نیز تولید می‌کنند. در مقابل، راندمان اگزرژی در ماه‌های سردتر عموماً مقادیر بالاتری نشان داد با کاهش دمای کاری سلول و محدود شدن تلفات حرارتی مرتبط است. بیشترین راندمان اگزرژی ماهانه در کل سناریوها برابر با ۲۰/۸۸ درصد و مربوط به سامانهٔ ثابت در همدان در ماه ژانویه بود. بنابراین، نتایج ماهانه نیز تأیید می‌کنند که شرایط حرارتی مطلوب می‌تواند کیفیت تبدیل انرژی را بهبود دهد، حتی در شرایطی که تولید مطلق انرژی کمتر از ماه‌های با تابش بالا باشد.



شکل ۸. تغییرات ماهانهٔ تخریب اگزرژی و راندمان اگزرژی در شهرهای مورد مطالعه

شکل ۹ شدت تخریب اگزرژی سالانه را به ازای واحد برق DC تولیدی برای شهرها و آرایش‌های مختلف نشان می‌دهد. این شاخص امکان مقایسهٔ عملکرد اگزرژیک سناریوها را مستقل از سطح مطلق تولید فراهم می‌کند؛ به طوری که مقدار کمتر آن بیانگر تخریب اگزرژی کمتر به ازای واحد برق تولیدی است. نتایج نشان داد شدت تخریب اگزرژی در کل سناریوها در بازه ۳/۵۱۴ تا ۳/۵۱۴ قرار دارد. کمترین مقدار مربوط به سامانهٔ ثابت در همدان با ۳/۵۱۴ و بیشترین مقدار مربوط به ردیاب دومحوره در یزد با ۳/۸۳۷ بود. مقایسهٔ آرایش‌ها نشان می‌دهد در هر چهار شهر، شدت تخریب اگزرژی به‌ترتیب از سامانهٔ ثابت به ردیاب تک‌محورهٔ عمودی، تک‌محورهٔ افقی و دومحوره افزایش می‌یابد. برای آرایش دومحوره، این شاخص در یزد، بیرجند، سنندج و همدان به‌ترتیب ۳/۸۳۷، ۳/۸۱۴، ۳/۸۱۱ و ۳/۷۷۴ به دست آمد. این رفتار نشان می‌دهد اگرچه استفاده از ردیاب‌ها تولید برق را افزایش می‌دهد، افزایش اگزرژی خورشیدی دریافتی و برگشت‌ناپذیری‌های مرتبط با آن نسبت به افزایش خروجی مفید بیشتر بوده است. از نظر اقلیمی نیز یزد عموماً بیشترین و همدان کمترین شدت تخریب اگزرژی را نشان دادند با تفاوت شرایط حرارتی و دمای کاری سلول در این مناطق سازگار است. بنابراین، نتایج شکل ۸ بار دیگر نشان می‌دهد افزایش تولید انرژی الزاماً به معنای بهبود عملکرد اگزرژیک سامانه نیست.



شکل ۹. هیت‌مپ شدت تخریب اگزرژی سالانه در شهرها و آرایش‌های نصب مختلف

۳-۳. نتایج اقتصادی

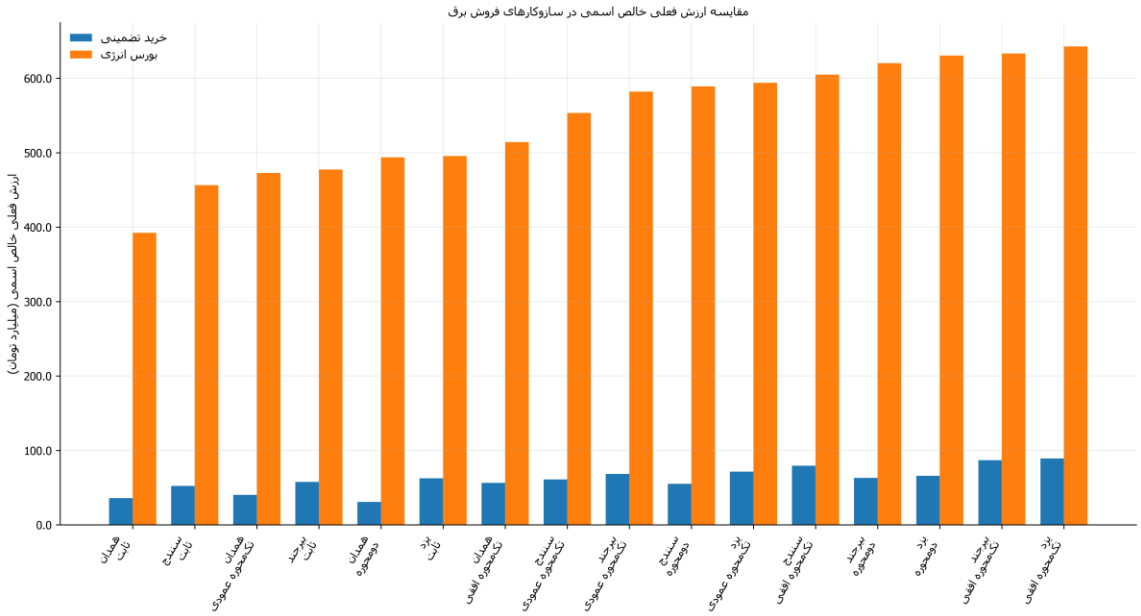
پس از ارزیابی عملکرد انرژی و اگزرژی، شاخص‌های اقتصادی سناریوها بر پایهٔ جریان نقدی اسمی محاسبه شدند. جدول ۴ نتایج اقتصادی ۱۶ سناریوی مورد مطالعه را برای حالت فروش برق در بورس انرژی ارائه می‌کند. این سازوکار به دلیل سطح بالاتر درآمد فروش و عدم اعمال ضرایب کاهش دوره‌ای خرید تضمینی، به عنوان حالت اصلی برای مقایسهٔ اقتصادی آرایش‌های مختلف در نظر گرفته شد.

جدول ٤. شاخص‌های اقتصادی سناریوهای مورد بررسی در حالت فروش برق در بورس انرژی

شهر	آرایش نصب	بازگشت تنزیل‌شده (سال)	بازگشت تجمعی اسمی (سال)	بازگشت ساده (سال)	LCOE اسمی (تومان/kWh)	IRRاسمی (%)	NPV اسمی (میلیارد تومان)
یزد	سامانهٔ ثابت	4.04	2.85	3.55	8163	52.17	495.7
یزد	ردیاب تک‌محورهٔ افقی	3.76	2.68	3.30	7470	54.43	642.8
یزد	ردیاب تک‌محورهٔ عمودی	4.29	3.01	3.80	8467	50.32	594.0
یزد	ردیاب دومحورهٔ	4.80	3.26	4.29	9286	47.24	630.7
بیرجند	سامانهٔ ثابت	4.16	2.92	3.67	8426	51.23	477.5
بیرجند	ردیاب تک‌محورهٔ افقی	3.81	2.71	3.34	7565	54.03	633.4
بیرجند	ردیاب تک‌محورهٔ عمودی	4.36	3.04	3.87	8611	49.85	582.3
بیرجند	ردیاب دومحوره	4.86	3.29	4.35	9415	46.89	620.3
همدان	سامانهٔ ثابت	4.87	3.29	4.35	9922	46.79	392.4
همدان	ردیاب تک‌محورهٔ افقی	4.51	3.12	4.01	9029	48.86	514.3
همدان	ردیاب تک‌محورهٔ عمودی	5.15	3.44	4.63	10234	45.39	472.7
همدان	ردیاب دومحوره	5.79	3.77	5.27	11326	42.58	493.9
سنندج	سامانهٔ ثابت	4.32	3.02	3.82	8754	50.13	456.3
سنندج	ردیاب تک‌محورهٔ افقی	3.96	2.80	3.48	7869	52.81	605.0
سنندج	ردیاب تک‌محورهٔ عمودی	4.54	3.13	4.04	8984	48.69	553.6
سنندج	ردیاب دومحوره	5.06	3.39	4.54	9823	45.84	589.2

مطابق جدول ۴، بیشترین ارزش خالص فعلی در حالت فروش برق در بورس انرژی مربوط به ردیاب تک‌محورهٔ افقی در یزد با ۶۴۲/۸ میلیارد تومان بود و پس از آن همین آرایش در بیرجند با ۶۳۳/۴ میلیارد تومان قرار گرفت. همچنین، بیشترین نرخ بازده داخلی، برابر با ۵۴/۴۳ درصد و کمترین هزینهٔ ترازشدهٔ انرژی، برابر با ۷۴۷۰ تومان بر کیلووات‌ساعت، برای ردیاب تک‌محورهٔ افقی در یزد به دست آمد. این نتایج نشان می‌دهد در شرایط اقتصادی مورد بررسی، افزایش تولید این آرایش نسبت به سامانهٔ ثابت توانسته است هزینهٔ سرمایه‌گذاری اضافی آن را به طور مؤثری جبران کند. در مقابل، با وجود تولید بیشتر آرایش دومحوره، CAPEX بالاتر آن موجب کاهش نسبی شاخص‌های بازده سرمایه‌گذاری شده است. دورهٔ بازگشت تجمعی اسمی در حالت بورس انرژی در بازه ۲/۶۸ تا ۳/۷۷ سال و دورهٔ بازگشت تنزیل‌شده در محدودهٔ ۳/۷۶ تا ۵/۷۹ سال قرار گرفت. همچنین، بازگشت ساده بر پایهٔ جریان نقدی خالص سال نخست بین ۳/۳۰ تا ۵/۲۷ سال متغیر بود. کوتاه‌ترین دوره‌های بازگشت مربوط به ردیاب تک‌محورهٔ افقی در یزد و طولانی‌ترین آن‌ها مربوط به آرایش دومحوره در همدان بود. در مجموع، نتایج نشان می‌دهد موازنه میان افزایش تولید و هزینهٔ سرمایه‌گذاری، نقش تعیین‌کننده‌ای در برتری اقتصادی آرایش‌های مختلف دارد.

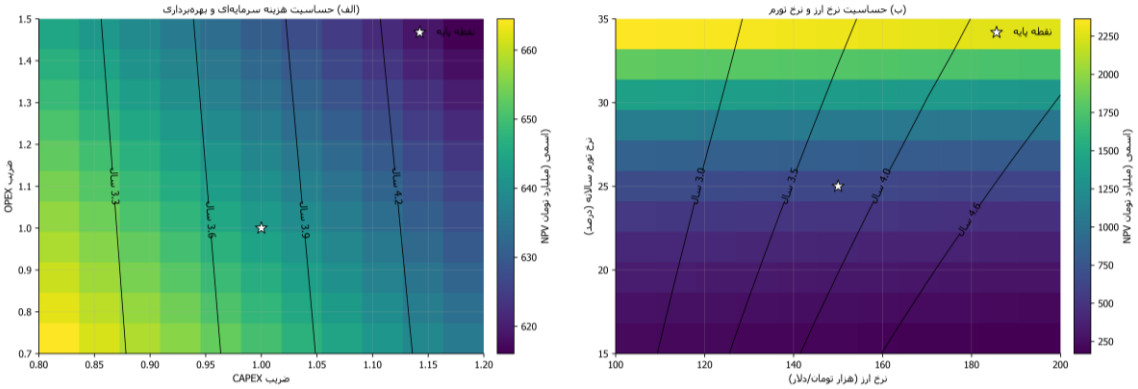
برای بررسی اثر سازوکار فروش برق، شکل ۱۰ ارزش خالص فعلی اسمی سناریوها را در دو حالت خرید تضمینی و فروش در بورس انرژی مقایسه می‌کند. در تمامی شهرها و آرایش‌های نصب، فروش برق در بورس انرژی NPV به‌مراتب بالاتری نسبت به خرید تضمینی ایجاد کرد. بیشترین NPV در حالت بورس انرژی برای ردیاب تک‌محورهٔ افقی در یزد و برابر با ۶۴۲/۸ میلیارد تومان به دست آمد؛ در حالی که مقدار متناظر آن در سازوکار خرید تضمینی ۸۹/۱ میلیارد تومان بود. این اختلاف عمدتاً ناشی از قیمت پایه بالاتر فروش برق در بورس انرژی و اعمال ضرایب کاهش دوره‌ای تعرفه در قرارداد خرید تضمینی است. با وجود تفاوت قابل توجه در مقادیر NPV، ردیاب تک‌محورهٔ افقی در هر دو سازوکار و در تمامی شهرها بالاترین NPV را در میان آرایش‌های مورد بررسی نشان داد. با این‌حال، رتبه‌بندی سایر آرایش‌ها در دو سازوکار کاملاً یکسان نبود که نشان‌دهندهٔ اثر متقابل هزینهٔ سرمایه‌گذاری، میزان تولید و ساختار تعرفه بر عملکرد اقتصادی سناریوها است.



شکل ۱۰. مقایسهٔ ارزش خالص فعلی اسمی سناریوها در حالت خرید تضمینی و فروش در بورس انرژی

برای ارزیابی پایداری نتایج اقتصادی، تحلیل حساسیت دوپارامتری برای سناریوی مرجع، یعنی ردیاب تک‌محورهٔ افقی در یزد در حالت فروش برق در بورس انرژی، انجام شد. در شرایط پایه، با نرخ ارز ۱۵۰ هزار تومان بر دلار و نرخ تورم ۲۵ درصد، مقدار NPV اسمی برابر با ۶۴۲/۸ میلیارد تومان و دورهٔ بازگشت تنزیل‌شده ۳/۷۶ سال است. مطابق شکل ۱۱(الف)، NPV نسبت به تغییرات CAPEX حساسیت بیشتری نسبت به OPEX نشان می‌دهد. در نزدیک‌ترین سطح به OPEX پایه، افزایش ضریب

CAPEX از ۰/۸ به ۱/۲ موجب کاهش NPV از ۶۵۶/۶ به ۶۲۷/۹ میلیارد تومان و افزایش دورهٔ بازگشت تنزیل‌شده از ۳/۰۵ به ۴/۴۶ سال می‌شود. در مقابل، در CAPEX پایه، افزایش ضریب OPEX از ۰/۷ به ۱/۵ مقدار NPV را از ۶۵۰/۱ به ۶۳۰/۴ میلیارد تومان کاهش می‌دهد، در حالی که دورهٔ بازگشت تنها از ۳/۷۳ به ۳/۸۲ سال افزایش می‌یابد. این نتایج نشان می‌دهد کنترل هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه نسبت به تغییرات هزینه‌های بهره‌برداری اثر تعیین‌کننده‌تری بر عملکرد اقتصادی پروژه دارد. شکل ۱۱(ب) حساسیت هم‌زمان NPV نسبت به نرخ ارز و نرخ تورم را نشان می‌دهد. در نرخ تورم ثابت ۲۵ درصد، افزایش نرخ ارز از ۱۰۰ به ۲۰۰ هزار تومان بر دلار، NPV را از ۶۷۶/۶ به ۶۰۸/۹ میلیارد تومان کاهش داده و دورهٔ بازگشت تنزیل‌شده را از ۲/۵۴ به ۴/۹۶ سال افزایش می‌دهد. از سوی دیگر، در نرخ ارز ثابت ۱۵۰ هزار تومان بر دلار، افزایش نرخ تورم از ۱۵ به ۳۵ درصد موجب افزایش NPV اسمی از ۱۹۷/۶ به ۲۳۰۸/۰ میلیارد تومان می‌شود. این رفتار ناشی از ساختار اسمی جریان نقدی و تعدیل سالانهٔ تعرفهٔ فروش و هزینه‌ها با نرخ تورم در مدل است. در مجموع، نتایج نشان می‌دهد علاوه بر هزینهٔ سرمایه‌گذاری، متغیرهای کلان اقتصادی، به‌ویژه تورم و نرخ ارز، می‌توانند اثر قابل توجهی بر سودآوری و دورهٔ بازگشت پروژه داشته باشند.

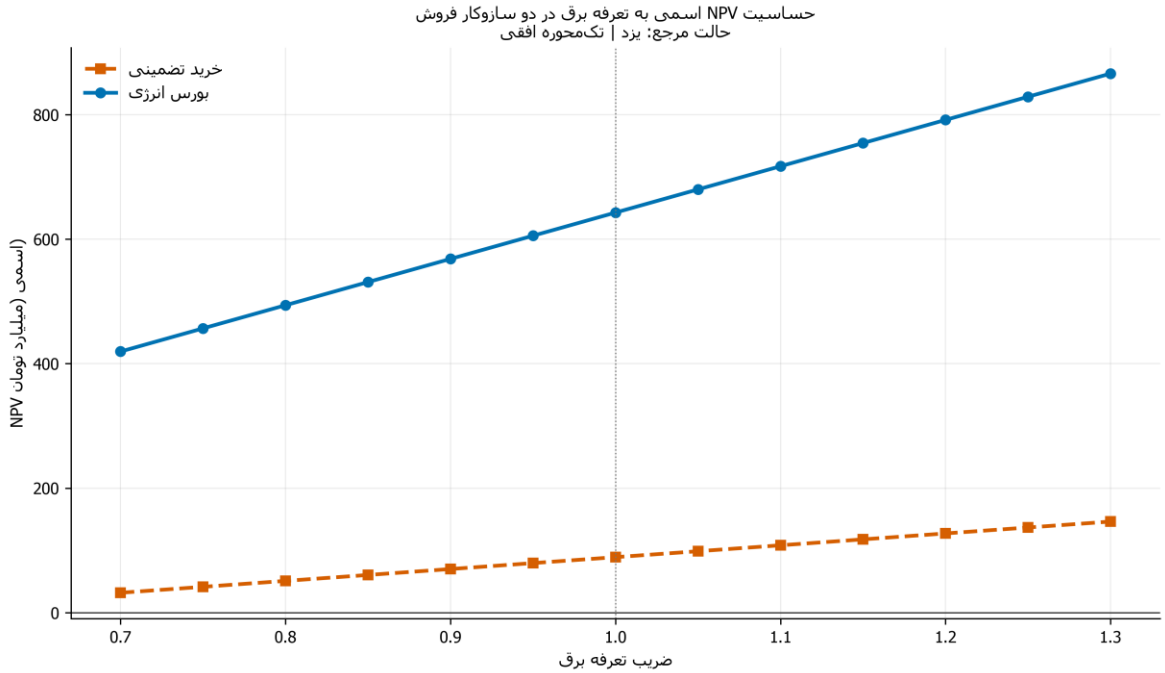


شکل ۱۱. تحلیل حساسیت دوپارامتری اقتصادی برای سناریوی مرجع ردیاب تک‌محورهٔ افقی در یزد

شکل ۱۲ حساسیت ارزش خالص فعلی اسمی سناریوی مرجع را نسبت به تغییرات تعرفهٔ فروش برق در دو سازوکار خرید تضمینی و فروش در بورس انرژی نشان می‌دهد. در هر دو حالت، افزایش ضریب تعرفه موجب رشد تقریباً خطی NPV می‌شود؛ با این‌حال، در کل بازه مورد بررسی، فروش در بورس انرژی سودآوری به‌مراتب بیشتری ایجاد می‌کند. در ضریب تعرفه پایه برابر با ۱/۰، مقدار NPV در حالت بورس انرژی حدود ۶۴۲/۸ میلیارد تومان است، در حالی که این مقدار در خرید تضمینی تنها ۸۹/۱ میلیارد تومان به دست می‌آید. همچنین، با تغییر ضریب تعرفه از ۰/۷ به ۱/۳، NPV در بورس انرژی از حدود ۴۱۹/۵ به ۸۶۶/۰ میلیارد تومان افزایش می‌یابد، در حالی که در سازوکار خرید تضمینی این مقدار از ۳۲/۰ به ۱۴۶/۳ میلیارد تومان تغییر می‌کند. این اختلاف قابل توجه نشان می‌دهد ساختار درآمدی پروژه تنها به میزان تولید برق وابسته نیست و سطح تعرفه و نحوهٔ تعدیل آن طی دورهٔ بهره‌برداری نقش تعیین‌کننده‌ای در توجیه‌پذیری اقتصادی دارد. علاوه بر این، در ضریب تعرفهٔ پایه، دورهٔ بازگشت تنزیل‌شده در حالت بورس انرژی حدود ۳/۷۶ سال و در حالت خرید تضمینی حدود ۶/۳۹ سال است. بنابراین، دسترسی به سازوکار فروش با تعرفه بالاتر و بدون ضرایب کاهش دوره‌ای می‌تواند ضمن افزایش NPV، زمان بازگشت سرمایه را نیز به طور محسوسی کاهش دهد.

از منظر تصمیم‌گیری سرمایه‌گذار، نتایج امکان ارائهٔ یک چارچوب انتخاب روشن را فراهم می‌کند. در هر چهار اقلیم مورد بررسی، اگر اولویت اصلی بیشینه‌سازی تولید برق باشد، ردیاب دومحوره مناسب‌ترین گزینه است؛ در حالی که در صورت اولویت دادن به راندمان اگزرژی، سامانهٔ ثابت عملکرد مطلوب‌تری دارد. از دیدگاه اقتصادی، ردیاب تک‌محورهٔ افقی در تمامی شهرها بیشترین NPV و IRR و کمترین LCOE را نشان داد و بنابراین، در شرایط اقتصادی مورد بررسی، مناسب‌ترین گزینه برای بیشینه‌سازی بازده اقتصادی محسوب می‌شود. در مقابل، اگر کمینه‌سازی هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه معیار اصلی باشد، سامانهٔ ثابت

به دلیل پایین‌ترین CAPEX انتخاب مناسب‌تری خواهد بود. بنابراین، انتخاب آرایش نصب باید مستقیم با هدف سرمایه‌گذار و معیار غالب تصمیم‌گیری تطبیق داده شود.



شکل ۱۲. تحلیل حساسیت ارزش خالص فعلی نسبت به تغییرات تعرفهٔ فروش برق در سناریوی مرجع

۴. نتیجه‌گیری

در این پژوهش، عملکرد انرژی، اگزرژی و اقتصادی یک نیروگاه فتوولتائیک متصل به شبکه با ظرفیت نامی حدود ۱ مگاوات (۱۰۰۶/۸۸ kWp DC) در چهار اقلیم منتخب ایران شامل یزد، بیرجند، همدان و سنندج مورد ارزیابی قرار گرفت. چهار آرایش شامل سامانه ثابت، ردیاب تک‌محورهٔ افقی، ردیاب تک‌محورهٔ عمودی و ردیاب دومحوره در نرم‌افزار PVsyst شبیه‌سازی شدند و خروجی‌های حاصل در یک چارچوب یکپارچه برای محاسبهٔ شاخص‌های انرژی، اگزرژی و اقتصادی مورد استفاده قرار گرفتند. تحلیل اقتصادی نیز بر پایهٔ جریان نقدی اسمی در یک دورهٔ بهره‌برداری ۲۵ساله و با در نظر گرفتن هزینهٔ سرمایه‌گذاری، هزینهٔ بهره‌برداری و نگهداری، افت سالانهٔ تولید، نرخ تورم، نرخ تنزیل اسمی و دو سازوکار خرید تضمینی و فروش در بورس انرژی انجام شد.

نتایج انرژی نشان داد آرایش دومحوره در تمامی مناطق بیشترین تولید سالانه را فراهم می‌کند. تولید سالانهٔ این آرایش در یزد، بیرجند، سنندج و همدان به‌ترتیب برابر با ۲۸۶۸/۲، ۲۸۲۸/۹، ۲۸۲۸/۹، ۲۷۱۱/۵ و ۲۳۵۱/۷ مگاوات‌ساعت بود. در مقایسه با سامانهٔ ثابت، استفاده از ردیاب دومحوره تولید سالانه را در این شهرها به‌ترتیب حدود ۳۰/۴، ۳۲/۷، ۳۲/۲ و ۲۹/۹ درصد افزایش داد. ردیاب تک‌محورهٔ افقی نیز با افزایش تولید در محدودهٔ ۲۷/۸ تا ۳۰/۲ درصد، عملکردی نزدیک به آرایش دومحوره نشان داد. بیشترین تولید ویژهٔ سالانه نیز مربوط به ردیاب دومحوره در یزد و برابر با ۲۸۴۸/۷ کیلووات‌ساعت بر کیلووات‌پیک در سال بود. با این‌حال، افزایش تولید در آرایش‌های ردیاب با افزایش هزینهٔ سرمایه‌گذاری و دمای کاری سلول همراه بود؛ از این‌رو، بیشینه‌سازی تولید انرژی به‌تنهایی نمی‌تواند مبنای انتخاب آرایش بهینه باشد.

نتایج اگزرژی نیز تفاوت مشخصی میان عملکرد انرژی و کیفیت ترمودینامیکی تبدیل انرژی نشان داد. بیشترین راندمان اگزرژی سالانه، برابر با ۱۹/۵۲ درصد، برای سامانهٔ ثابت در همدان به دست آمد، در حالی که کمترین مقدار، ۱۷/۲۷ درصد، مربوط به آرایش دومحوره در یزد بود. شاخص پایداری در کل سناریوها در بازه ۱/۲۰۹ تا ۱/۲۴۳ قرار گرفت و بیشترین مقدار آن نیز به سامانهٔ ثابت در همدان اختصاص داشت. همچنین، شدت تخریب اگزرژی در محدودهٔ ۳/۵۱۴ تا ۳/۸۳۷ تغییر کرد؛ کمترین

مقدار برای سامانهٔ ثابت در همدان و بیشترین مقدار برای ردیاب دومحوره در یزد مشاهده شد. این نتایج نشان می‌دهد افزایش دریافت تابش و تولید برق در آرایش‌های ردیاب با افزایش دمای کاری و برگشت‌ناپذیری‌های حرارتی همراه است و در نتیجه، بیشترین تولید انرژی الزاماً به معنای بالاترین راندمان اگزرژی نیست.

از منظر اقتصادی، فروش برق در بورس انرژی در تمامی سناریوها سودآوری بیشتری نسبت به سازوکار خرید تضمینی ایجاد کرد. به خلاف برتری آرایش دومحوره از نظر تولید انرژی، ردیاب تک‌محورهٔ افقی در یزد بهترین عملکرد اقتصادی را نشان داد؛ به طوری که بیشترین NPV اسمی برابر با ۶۴۲/۸ میلیارد تومان، بیشترین IRR اسمی برابر با ۵۴/۴۳ درصد و کمترین LCOE برابر با ۷۴۷۰ تومان بر کیلووات‌ساعت برای این سناریو به دست آمد. همین آرایش در بیرجند نیز با NPV حدود ۶۳۳/۴ میلیارد تومان در جایگاه بعدی قرار گرفت. در حالت فروش در بورس انرژی، دورهٔ بازگشت تجمعی اسمی در محدودهٔ ۲/۶۸ تا ۳/۷۷ سال و دورهٔ بازگشت تنزیل‌شده در بازه ۳/۷۶ تا ۵/۷۹ سال قرار داشت. این نتایج نشان می‌دهد ردیاب تک‌محورهٔ افقی، به دلیل ترکیب مناسب افزایش تولید و هزینهٔ سرمایه‌گذاری کمتر نسبت به آرایش دومحوره، مطلوب‌ترین موازنهٔ اقتصادی را در شرایط مورد بررسی فراهم می‌کند.

تحلیل حساسیت نیز اهمیت مفروضات اقتصادی را تأیید کرد. NPV نسبت به تغییرات CAPEX حساسیت بیشتری نسبت به OPEX نشان داد و افزایش نرخ ارز، در شرایط ثابت سایر پارامترها، موجب کاهش سودآوری و افزایش دورهٔ بازگشت سرمایه شد. همچنین، به دلیل استفاده از چارچوب جریان نقدی اسمی و تعدیل سالانهٔ درآمدها و هزینه‌ها، تغییر نرخ تورم اثر قابل توجهی بر NPV داشت. بررسی حساسیت تعرفه نیز نشان داد در شرایط پایه، NPV سناریوی مرجع در بورس انرژی حدود ۶۴۲/۸ میلیارد تومان است، در حالی که مقدار متناظر در خرید تضمینی تنها ۸۹/۱ میلیارد تومان به دست می‌آید. بنابراین، علاوه بر عملکرد فنی نیروگاه، ساختار تعرفه، نرخ ارز، تورم و هزینهٔ سرمایه‌گذاری از عوامل تعیین‌کننده در توجیه‌پذیری اقتصادی پروژه هستند.

از منظر سیاست‌گذاری، نتایج نشان می‌دهد حمایت از توسعهٔ نیروگاه‌های فتوولتائیک نباید فقط بر مبنای بیشینه‌سازی تولید برق یا انتخاب یک فناوری مشخص انجام شود. در مناطق با پتانسیل خورشیدی بالا، ردیاب تک‌محورهٔ افقی می‌تواند به دلیل موازنهٔ مناسب میان افزایش تولید و هزینهٔ سرمایه‌گذاری گزینهٔ مطلوب‌تری باشد؛ همچنین، فراهم کردن دسترسی پایدار به سازوکارهای فروش برق در بورس انرژی می‌تواند نقش مهمی در افزایش جذابیت سرمایه‌گذاری پروژه‌های فتوولتائیک داشته باشد.

به طور کلی، نتایج نشان می‌دهد هیچ آرایش واحدی در تمام معیارها برتری مطلق ندارد. آرایش دومحوره برای بیشینه‌سازی تولید انرژی مناسب‌تر است، سامانهٔ ثابت بالاترین عملکرد اگزرژیک را نشان می‌دهد و ردیاب تک‌محورهٔ افقی در شرایط اقتصادی مورد بررسی مطلوب‌ترین موازنه میان افزایش تولید و هزینهٔ سرمایه‌گذاری را فراهم می‌کند. از این‌رو، انتخاب آرایش فتوولتائیک باید بر اساس اولویت تصمیم‌گیرنده و با ارزیابی هم‌زمان شرایط اقلیمی، عملکرد انرژی، کیفیت اگزرژیک و شاخص‌های اقتصادی انجام شود. برای مطالعات آینده، استفاده از داده‌های اندازه‌گیری‌شده و اعتبارسنجی میدانی، بررسی اثر گردوغبار و برنامه‌های شست‌وشو، هزینه‌های واقعی نگهداری ردیاب‌ها، محدودیت‌های شبکه و عدم قطعیت تعرفه و نرخ ارز پیشنهاد می‌شود. همچنین، توسعهٔ چارچوب‌های چندهدفه شامل شاخص‌های انرژی، اگزرژی، اقتصادی و زیست‌محیطی و بررسی یکپارچهٔ نیروگاه فتوولتائیک با سامانه‌های ذخیره‌سازی انرژی می‌تواند دامنهٔ کاربرد نتایج را گسترش دهد.

منابع

[1]. E. A. Hamedani, A. R. Araghi, A. Hajinezhad, and H. Yousefi, "A Scenario-Based Techno-Economic Optimization Framework for Power-to-X Residential Energy Hubs Across Diverse Climate Conditions," *Energy*, p. 141155, 2026, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.141155.

[2]. E. A. Hamedani and S. Talebi, "Modeling and long-term forecasting of CO2 emissions in Asia: an optimized artificial neural network approach with consideration of renewable energy scenarios," *Energy Conversion and Management: X*, vol .26 ,p. 101030, 2025, doi: https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101030.

[3]. A. Bahrami Yajloo, E. Abbasian Hamedani, P. Maleki, and M. Hosseinpour, "Optimization of economic dispatch for distributed generation-based power networks," *Advances in Energy Sciences and Technologies*, vol. 1, no. 3, pp. 266–279, 2025, doi: 10.22060/aest.2025.24945.1000.

[4]. N. Abas, A. Kalair, and N. Khan, "Review of fossil fuels and future energy technologies," *Futures*, vol. 69, pp. 31–49, 2015, doi: 10.1016/j.futures.2015.03.003.

[5]. A. B. Yajloo and E. A. Hamedani, "Simulation of a solar-based small-scale green hydrogen production unit in Iran: A techno-economic-feasibility analysis," *Results in Engineering*, p. 106734, 2025, doi: https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.106734.

[6]. E. A. Hamedani, P. Khodaparast, E. Hosseini, T. Mahmudy, and A. B. Yajloo, "A mini-review of energy hub: Concept, components, classifications, and applications," *Energy Reports*, vol. 15, p. 108886, 2026, doi: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.12.023.

[7]. A. Olabi *et al.*, "Renewable energy systems: Comparisons, challenges and barriers, sustainability indicators, and the contribution to UN sustainable development goals," *International Journal of Thermofluids*, vol. 20, p. 100498, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijft.2023.100498.

[8]. D. Gielen, F. Boshell, D. Saygin, M. D. Bazilian, N. Wagner, and R. Gorini, "The role of renewable energy in the global energy transformation," *Energy strategy reviews*, vol. 24, pp. 38–50, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.01.006.

[9]. H. Yazdani and M. Yaghoubi, "Techno-economic study of photovoltaic systems performance in Shiraz, Iran," *Renewable Energy*, vol. 172, pp. 251–262, 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.03.012.

[10]. "International Renewable Energy Agency, Renewable Capacity Highlights 2025. Abu Dhabi, United Arab Emirates: IRENA, 2025. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Highlights_2025.pdf".

[11]. E. Skoplaki and J. A. Palyvos" ,On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," *Solar energy*, vol. 83, no. 5, pp. 614–624, 2009, doi: 10.1016/j.solener.2008.10.008.

[12]. A. Babatunde, S. Abbasoglu, and M. Senol" ,Analysis of the impact of dust, tilt angle and orientation on performance of PV Plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 1017–1026, 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.102.

[13]. W. Kuczynski and K. Chliszcz, "Energy and exergy analysis of photovoltaic panels in northern Poland," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 174, p. 113138, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113138.

[14]. E. Akyuz, C. Coskun, Z. Oktay, and I. Dincer, "A novel approach for estimation of photovoltaic exergy efficiency," *Energy*, vol. 44, no. 1, pp. 1059–1066, 2012, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.04.036.

[15]. S. S. Korsavi, Z. S. Zomorodian, and M. Tahsildoost, "Energy and economic performance of rooftop PV panels in the hot and dry climate of Iran," *Journal of cleaner production*, vol. 174, pp. 1204–1214, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.11.026.

[16]. B. Hammad, A. Al-Sardeah, M. Al-Abed, S. Nijmeh, and A. Al-Ghandoor, "Performance and economic comparison of fixed and tracking photovoltaic systems in Jordan," *Renewable and Sustainable energy reviews*, vol. 80, pp. 827–839, 2017, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.241.

[17]. O. R. Alomar, O. M. Ali, B. M. Ali, V. S. Qader, and O. M. Ali, "Energy, exergy, economical and environmental analysis of photovoltaic solar panel for fixed, single and dual axis tracking

systems: An experimental and theoretical study," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 51, p. 103635, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.csite.2023.103635.

[18]. Z. Ge, Z. Xu, J. Li, J. Xu, J. Xie, and F. Yang, "Technical-economic evaluation of various photovoltaic tracking systems considering carbon emission trading," *Solar Energy*, vol. 271, p. 112451, 2024, doi: 10.1016/j.solener.2024.112451.

[19]. S. S. H. Dehshiri and B. Firoozabadi, "A compromise solution for comparison photovoltaic tracking systems: A 7E and uncertainty analysis assisted by machine learning algorithm," *Energy Conversion and Management*, vol. 323, p. 119242, 2025, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119242.

[20]. M. Emmanuel, D. Akinyele, and R. Rayudu, "Techno-economic analysis of a 10ákWp utility interactive photovoltaic system at Maungaraki school, Wellington, New Zealand," *Energy*, vol. 120, pp. 573–583, 2017, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.107.

[21]. R. Bakhshi and J. Sadeh, "Economic evaluation of grid–connected photovoltaic systems viability under a new dynamic feed–in tariff scheme: A case study in Iran," *Renewable energy*, vol. 119, pp. 354–364, 2018 ,doi: https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.11.093.

[22]. F. Sobhnamayan, F. Sarhaddi, M. Alavi, S. Farahat, and J. Yazdanpanahi, "Optimization of a solar photovoltaic thermal (PV/T) water collector based on exergy concept," *Renewable Energy*, vol. 68, pp .356–365 ,2014 ,doi: https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.048.

[23]. M. Eisapour, A. H. Eisapour, M. Hosseini, and P. Talebizadehsardari, "Exergy and energy analysis of wavy tubes photovoltaic-thermal systems using microencapsulated PCM nano-slurry coolant fluid," *Applied Energy*, vol. 266, p. 114849, 2020, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114849.

[24]. H. Ramdani and C. Ould-Lahoucine, "Study on the overall energy and exergy performances of a novel water-based hybrid photovoltaic-thermal solar collector," *Energy Conversion and Management*, vol. 222, p. 113238, 2020, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113238.

[25]. M. Huang *et al.*, "Comparative study on energy and exergy properties of solar photovoltaic/thermal air collector based on amorphous silicon cells," *Applied Thermal Engineering*, vol. 185, p. 116376, 2021, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.116376.

[26]. R. Gad, H. Mahmoud, S. Ookawara, and H. Hassan, "Energy, exergy, and economic assessment of thermal regulation of PV panel using hybrid heat pipe-phase change material cooling system," *Journal of Cleaner Production*, vol. 364, p. 132489, 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.132489.

[27]. T. Alsharifi *et al.*, "Design and optimization of a household photovoltaic/thermal collector with serpentine tube: Energy and exergy analysis," *Applied Thermal Engineering*, vol. 246, p. 122983, 2024, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2024.122983.

[28]. Y. Gu, X. Zhang, J. A. Myhren, M. Han, X. Chen, and Y. Yuan, "Techno-economic analysis of a solar photovoltaic/thermal (PV/T) concentrator for building application in Sweden using Monte Carlo method," *Energy Conversion and Management*, vol. 165, pp. 8–24, 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.043.

[29]. P. Vitulli, E. Principi, S. Squartini, G .Tanoni, A. Gagliano, and G. M. Tina, "Energetic, exergetic, economic and environmental analysis of a photovoltaic/thermal system equipped with thermoelectric generators," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, p. 101803, 2025, doi: 10.1016/j.segan.2025.101803.

[30]. P. Golmohammadpour, A. M. Jadidi, and S. Kharazmi, "Energy and Exergy Analysis of Hybrid Solar Photovoltaic/Thermal (PV/T) System Using a Thermoelectric Generator (TEG) and Water Spray Cooling System," *Results in Engineering*, p. 109052, 2026 ,doi: https://doi.org/10.1016/j.rineng.2026.109052.

[31]. H. E. Beck, N. E. Zimmermann, T. R. McVicar, N. Vergopolan, A. Berg, and E. F. Wood, "Present and future Köppen-Geiger climate classification maps at 1-km resolution," *Scientific data*, vol. 5, no. 1 ,p. 180214, 2018.

[32]. S. S. H. Dehshiri and B. Firoozabadi, "Robust analysis of photovoltaic plants: A framework based on prediction uncertainties by machine learning," *Energy Conversion and Management: X*, vol. 26, p. 100912, 2025, doi: https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.100912.

[33]. S. A. Mousavi, M. Mehrpooya, M. A. V. Rad, and M. H. Jahangir, "A new decision-making process by integration of exergy analysis and techno-economic optimization tool for the evaluation of hybrid renewable systems," *Sustainable energy technologies and assessments*, vol. 45, p. 101196, 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101196.

[34]. M. Alktranee and B. Péter, "Energy and exergy analysis for photovoltaic modules cooled by evaporative cooling techniques," *Energy Reports*, vol. 9, pp .122–132 ,2023 ,doi: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.11.177.

[35]. E. Abbasian Hamedani, A. Hajinezhad, M. Mirrazavi, A. Farhadi, A. Akbari, and H. Yousefi, "Dynamic Exergy Performance Assessment of a 1-MW Wind Power Plant under Diverse Climatic Conditions," *Journal of sustainable Energy Systems*, pp. –, 2026, doi: 10.22059/ses.2026.411463.1216.

[36]. D. Feldman *et al.*, "Summer 2024: Solar Industry Update [Slides]," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), 2024 .

[37]. A. Diesing, J. Hanto, and K. Löffler, "Unlocking solar and hydrogen potentials: A comparative analysis of solar tracking systems for South Africa's energy transition," *Renewable Energy*, p. 124066, 2025, doi :https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.124066.

[38]. F. Karim, T. Ahmed, and M. H. I. Rasif, "Techno-economic assessment of utility-scale solar PV systems in south-eastern Bangladesh: Insights from empirical data and simulation modeling," *Energy Conversion and Management: X*, p. 101374, 2025, doi: https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101374.

[39]. J. Żurakowska-Sawa, A. Gromada, A. Trocewicz, A. Wojciechowska, M. Wysokiński, and A. Zielińska, "Photovoltaic farms: economic efficiency of investments in South-East Poland," *Energies*, vol. 18, no. 1, p. 170, 2025, doi: https://doi.org/10.3390/en18010170.

[40]. K. Asante, S. Gyamfi, M. Amo-Boateng, and F. Peprah, "Techno-economic analysis of solar PV electricity generation at the university of environment and sustainable development in Ghana," *Energy Reports*, vol. 11, pp. 659–673, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.12.028.

[41]. Z. Qian and P. Yuwei, "Economic analysis of distributed photovoltaic power generation projects," in *International Hydropower Development Conference*, 2024: Springer, pp. 39–46, doi: https://doi.org/10.1007/978-981-97-9184-2_5 .

[42]. H. Kaya, "Solar energy potential assessment and investment profitability analysis: The case of North Macedonia," *International Journal of Energy Studies*, vol. 11, no. 1, pp. 43–83, 2026.