

Performance, Economic, and Environmental Simulation of a Photovoltaic Power Plant with Different Configurations for Supplying Electricity to a Water Pumping Station

ABSTRACT

Given the high electricity consumption and associated costs at water pumping stations in large industries, and the necessity of transitioning to sustainable and clean energy sources, this study investigates the technical, economic, and environmental feasibility of constructing a 1633 kWp photovoltaic (PV) power plant to supply a water pumping station at the Debel Khozaei Sugarcane Agro-Industrial Company as a case study. The PV system performance was simulated with PVsyst, and the output data were imported into HOMER Pro for comprehensive analysis. Seven scenarios were evaluated, combining 5-hour and 24-hour operational schedules with configurations including grid-connected, simultaneous load supply and grid injection, and with or without battery storage and a diesel generator, to accurately model generation-demand interactions. The results indicated that the grid-connected configuration without storage for a 5-hour daily load is optimal. In this scenario, the system generates 2,802,808 kWh/year, meeting 81.4% of the station's demand. Approximately 30% of the generated energy (1,001,398 kWh/year) is injected into the grid, while 18.6% of the load (640,440 kWh) is supplied by the grid. The environmental assessment shows an annual reduction of 207,190 kg CO₂-equivalent. From an economic perspective, with an initial investment of \$647,000, this scenario yields a return on investment (ROI) of 6.8%, an internal rate of return (IRR) of 10.6%, and a payback period of 8.23 years.

Keywords: Photovoltaic, Simulation, Solar Energy, Sugarcane Agro-Industry, Water Pumping

EXTENDED ABSTRACT

Introduction

In recent decades, the escalating global demand for water and energy, coupled with a deep-rooted reliance on fossil fuels, has triggered profound consequences, including resource depletion, price volatility, and environmental degradation. Consequently, transitioning toward renewable energy resources has emerged as a critical imperative for achieving sustainable development. Given the projected surge in global energy demand and a substantial 6% annual growth in Iran's energy consumption, driven largely by domestic pricing policies and macroeconomic conditions, there is an urgent need to reevaluate and diversify the nation's energy portfolio. In this context, solar energy, particularly photovoltaic (PV) systems, has become one of the most competitive and viable alternatives. This prominence is underpinned by rapid technological advancements, dramatic reductions in equipment costs, operational simplicity, and Iran's exceptionally high solar irradiation potential.

A critical domain urgently requiring sustainable approach is the agricultural sector, with a specific focus on irrigation systems. Global energy demand for agricultural irrigation is projected to double by the year 2050. Currently, water pumping systems are predominantly powered by diesel generators and the centralized power grid. This traditional dependence not only drives up greenhouse gas (GHG) emissions and operational expenditures but also imposes considerable strain on existing power infrastructure. Integrating PV systems into water pumping applications offers a dual advantage: it significantly enhances overall energy efficiency while ensuring the reliability of the water supply during the hot summer months, a period that advantageously coincides with peak solar irradiance.

The necessity for such integration becomes critically pronounced in strategic, large-scale agricultural operations, such as the sugarcane agro-industrial sector located in the hot and arid province of Khuzestan, Iran. Characterized by vast cultivation areas, the sugarcane industry is inherently resource-intensive, consuming a substantial share of the region's water and energy supplies. The primary challenge facing this sector is the crop's extensive irrigation requirement during Khuzestan's harsh climatic conditions, which directly overlaps with the national electricity grid's peak load periods. This synchronization exacerbates the risk of power supply instability, potential interruptions in the irrigation process, and subsequent crop losses. Therefore, deploying solar energy for sugarcane irrigation and drainage networks represents a highly effective strategy to alleviate pressure on the national grid, bolster water and energy security, and comprehensively enhance the economic and environmental sustainability of the production cycle.

Materials and Methods

The study site was the main drainage pumping station of the Debel Khozaei Sugarcane Agro-Industry Company, located south of Ahvaz, with a total nominal installed capacity of 1250 kWp. Accounting for safety factors and intrinsic system losses, the baseline capacity of the photovoltaic power plant was estimated at 1625 kWp. In the final design, this capacity was established at 1633 kWp through the selection of 2268 PV modules rated at 720 W each. Performance

simulation and meteorological data extraction were conducted using PVsyst (version 7.4) and Meteonorm (version 8.1), respectively.

For the electrical design, based on technical calculations, three 500 kW inverters alongside a 1600 kVA transformer with a voltage level of 20 kV were selected for grid connection. Regarding the array layout design, to optimize the configuration and prevent mutual shading during the most critical solar condition (the winter solstice), the optimal tilt angle of the arrays was determined to be 30°, with a minimum standard inter-row spacing of 10.367 m. Furthermore, the main factors affecting the plant's yield, such as auxiliary losses, ohmic losses, thermal losses, mismatch losses, and soiling losses, were incorporated into the model.

To enhance the accuracy of the integrated technical, economic, and environmental assessment of the hybrid PV system, the simulated energy output from PVsyst was imported into HOMER Pro (version 3.8.13), thereby utilizing the combined capabilities of both software tools. In this modeling framework, alongside the grid-tied inverter system, a storage infrastructure was defined, comprising three energy storage system (ESS) units with an output power of 500 kW each, coupled with three 500 kW hybrid inverters, and a 1532 kW diesel generator. Key techno-economic parameters were also specified within the software environment, including initial capital and operational costs, the grid electricity purchase tariff, the solar electricity feed-in tariff, the national grid's carbon dioxide emission factor, as well as the inflation rate and nominal discount rate.

Based on field observations indicating the continuous operation of the sugarcane drainage pumping station with negligible downtime, continuous load operation was adopted as a fundamental assumption. Accordingly, to determine the optimal system configuration, multiple operational scenarios were simulated. These included power supply during the 5-hour peak-load period (11:00–16:00), full 24-hour demand coverage, operation with and without the ESS and diesel generator, and a full grid-injection mode. The results of these simulations served as the basis for selecting the optimal configuration.

Results and Discussion

The simulation outcomes derived from PVsyst demonstrate that the system exhibits acceptable and stable performance from a preliminary design perspective. Specifically, the useful energy output of the system was determined to be 4.50 kWh/kWp/day, while array losses and other equipment losses were assessed at 0.89 kWh/kWp/day and 0.21 kWh/kWp/day, respectively. Examination of the monthly performance reveals that maximum generation occurs during the warmer months, followed by a decline in the latter half of the year owing to reduced day length. Nevertheless, elevated ambient temperatures in summer adversely affect panel efficiency, increasing the contribution of thermal losses by up to 6.9%. Despite this temporary reduction, the annual performance ratio was estimated at 80.5%, which, together with low ohmic losses in cabling (1.09%) and inverter losses (1.16%), attests to the system's operational reliability, high component quality, and optimized electrical design. Furthermore, adopting the standard tilt angle and panel arrangement led to a 9.9% enhancement in effective irradiance received relative to the horizontal plane. Accounting for all technical factors and environmental constraints, including a 3% soiling loss, the annual energy available from the arrays was calculated to be 2,802,808 kWh, which subsequently served as the generation input for the HOMER software. Since HOMER lacks the capability to directly model certain losses, including those associated with transformers and wiring, the array output power data were transferred directly from PVsyst to HOMER, and the inverter efficiency was adjusted by an amount equal to the sum of these losses, thereby bringing the final simulation closer to actual operating conditions.

Technical analyses of various load-supply scenarios indicate that the alignment of the consumption pattern with peak solar irradiation hours plays a pivotal role in determining the renewable energy penetration. In scenarios based on a daily 5-hour load, the coincidence of consumption with generation enabled the renewable energy supply share to reach 81% (without battery and generator), 68% (with battery), and 80% (with diesel generator). Conversely, imposing a continuous 24-hour consumption pattern markedly reduced these shares to 24%, 14%, and 17%, respectively, owing to the heavy reliance on the grid during non-generation hours. The base scenario, which involves purely injecting power into the grid without any local load, recorded a renewable fraction of 100%. An examination of grid energy exchange further shows that under 24-hour loads, the system becomes highly dependent on grid electricity because of its inability to continuously cover the round-the-clock demand, whereas the 5-hour scenarios allow for a more favorable energy balance, reduced grid dependency, and the preservation of a portion of the injection capacity. Specifically, in the 5-hour and 24-hour scenarios, the grid injection and purchase rates were respectively as follows: for the configuration without generator and battery, 30.5% and 0%; for the battery-bank configuration, 36.2% and 7%; and for the diesel-generator configuration, 85.3% and 15.9%.

A comprehensive evaluation of economic indicators, including net present cost, levelized cost of energy, internal rate of return, and payback period, confirms the superiority of the direct grid-connected scenario. With an initial investment of USD 647,000, a payback period of 4.14 years, a return on investment of 17.8%, and an internal rate of return of 23.4%, this scenario constitutes the most economically viable scheme; electricity sales revenues exceed the total life-cycle costs,

thereby ensuring substantial profitability. Among the hybrid scenarios, the grid-connected system with a 5-hour load and no storage system, exhibiting a payback period of 8.23 years, an internal rate of return of 10.6%, and a return on investment of 6.8%, was identified as the second most rational and justifiable alternative. The next viable option is the system incorporating a diesel generator in the 5-hour mode, with an investment cost of USD 927,000, a payback period of 10.27 years, an internal rate of return of 8.1%, and a return on investment of 5.1%. In stark contrast, the addition of a battery bank to this configuration raises the initial capital cost to USD 1.2 million and extends the payback period to 17.58 years, thereby undermining its economic justification. In the round-the-clock load scenarios, the economic viability is severely diminished because a large portion of the generated energy is consumed by the local load, curtailing electricity sales opportunities; in the battery-equipped case, the investment is economically unjustifiable.

From an environmental perspective, the base scenario of maximum grid injection achieves the best performance by directly feeding energy into the grid and displacing fossil-fuel-based electricity, resulting in an annual reduction of 1.51 million kg of CO₂-equivalent emissions. In the 5-hour load scenarios, the synchrony of demand with solar generation yields a positive environmental balance, causing emission reductions of 207,190 kg and 85,037 kg of CO₂-equivalent for the configurations without and with storage, respectively. However, shifting the consumption pattern to a 24-hour profile leads to an overall increase in emissions due to absolute reliance on the national grid during dark hours. Furthermore, a comparative assessment of the scenarios demonstrates that the inherent energy losses in battery charge-discharge cycles intensify the system's need for compensatory grid electricity, thereby substantially diminishing the positive impact of the photovoltaic system on greenhouse gas emission reduction across all scenarios. Additionally, the diesel generator, through fuel consumption, produces greenhouse gas emissions and transforms the system into a source of pollution.

Conclusion

The electricity supply of the main drainage pumping station at the Debel Khozaei Sugarcane Agro-Industrial Company was investigated using a photovoltaic (PV) system under seven different approaches, including 5-h and 24-h operating schedules and various system configurations involving grid energy injection, simultaneous load supply and grid injection, and systems with or without energy storage and a diesel generator. The results demonstrated that the selection of the optimal configuration depends on technical, economic, and environmental considerations and cannot be determined solely based on a single performance indicator. The results obtained from the evaluation of the different approaches indicate that, when full injection of the generated electricity into the grid is possible, selling the electricity generated by the PV system to the national grid while supplying the pumping station's electricity demand from the grid represents the most economically and environmentally favorable option. This is mainly attributed to the relatively low electricity purchase tariff compared with the economic value of electricity sold to the grid, which maximizes the economic benefits and improves the project's financial indicators. However, considering that the primary objective of the project is to directly supply the energy required by the pumping station, the grid-connected PV system without battery storage and designed to cover the 5-h peak load is the most appropriate configuration.

Funding

The study was funded by Vice Chancellor for Research and Technology of Shahid Chamran University of Ahvaz, Iran, through a research grant for M.Sc thesis No. 0192574.

Author Contributions

D.B.K: Conceptualization, Methodology, Software, Investigation, Field data collection, Data interpretation, Writing - original draft, Writing - review and editing, Project coordination.

S.G.J: Supervision, Validation, Writing - review and editing.

M.K.D.K: Software, Validation, Formal analysis, Technical optimization, Data processing support.

All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Declaration of Generative AI and AI-assisted technologies in the writing process

During the preparation of this work, the authors did not use any generative AI or AI-assisted technologies.

Data Availability Statement

Data available on request from the authors.

Acknowledgements

The authors would like to thank Shahid Chamran University of Ahvaz for the support provided for this study.

Ethical considerations

The authors avoided data fabrication, falsification, plagiarism, and misconduct.

Conflict of interest

The authors declares no conflict of interest.

شبیه‌سازی عملکردی، اقتصادی و محیط‌زیستی یک نیروگاه فتوولتائیک با پیکربندی‌های مختلف برای تأمین برق یک ایستگاه پمپاژ آب

چکیده

با توجه به مصرف بالای برق و هزینه‌های مرتبط با آن در ایستگاه‌های پمپاژ آب صنایع بزرگ و همچنین لزوم حرکت به سوی منابع انرژی پایدار و پاک، پژوهش حاضر به بررسی امکان‌سنجی فنی، اقتصادی و محیط‌زیستی احداث یک نیروگاه فتوولتائیک با توان نامی ۱۶۳۳ کیلووات‌پیک برای تأمین برق یک ایستگاه پمپاژ آب در شرکت کشت و صنعت نیشکر دعل خراعی به‌عنوان مطالعه موردی می‌پردازد. در این راستا به منظور سنجش دقیق عملکرد و تولید انرژی، عملکرد سامانه فتوولتائیک با نرم‌افزار PVsyst شبیه‌سازی شد. سپس داده‌های خروجی جهت تحلیل‌های جامع در نرم‌افزار HOMER Pro وارد گردید. ارزیابی‌ها در قالب هفت رویکرد مختلف شامل ترکیب زمان‌بندی‌های ۵ و ۲۴ ساعته و پیکربندی‌های مختلف (تزریق به شبکه، تأمین همزمان بار و شبکه، فاقد و دارای ذخیره‌ساز انرژی و ژنراتور دیزلی) انجام شد تا تعامل تولید و تقاضا به‌دقت مدل‌سازی شود. نتایج نشان داد پیکربندی متصل به شبکه فاقد ذخیره‌ساز برای تأمین ۵ ساعت بار در روز، رویکرد بهینه خواهد بود. در این رویکرد، سامانه با تولید انرژی ۲۸۰۲۸۰۸ کیلووات‌ساعت در سال، ۸۱/۴ درصد از نیاز ایستگاه را تأمین می‌کند. در این شرایط، ۳۰ درصد از انرژی تولیدی معادل ۱۰۰۱۳۹۸ کیلووات‌ساعت در سال، به شبکه تزریق شده و ۱۸/۶ درصد از بار مورد نیاز معادل ۶۴۰۴۴۰ کیلووات‌ساعت از شبکه خریداری می‌شود. ارزیابی محیط‌زیستی نشان‌دهنده کاهش سالانه انتشار ۲۰۷۱۹۰ کیلوگرم معادل دی‌اکسید کربن است. از منظر اقتصادی، با سرمایه‌گذاری اولیه ۶۴۷ هزار دلار، این رویکرد نرخ بازده سرمایه‌گذاری ۶/۸ درصد، نرخ بازده داخلی ۱۰/۶ درصد و دوره بازگشت سرمایه ۸/۲۳ سال را به همراه دارد.

کلمات کلیدی: انرژی تجدیدپذیر، پمپاژ آب، شبیه‌سازی، فتوولتائیک، کشت و صنعت نیشکر

۱. مقدمه

در طول دهه‌های گذشته، کمبود آب و انرژی به یک نگرانی مهم جوامع تبدیل شده است. سوخت‌های فسیلی، که از قرن نوزدهم میلادی تاکنون بر بازار انرژی تسلط داشته و بیش از ۸۰ درصد از تأمین انرژی جهان را تشکیل می‌دهند؛ جهان امروز را با مشکلاتی نظیر محدودیت منابع، نوسانات قیمت و آلودگی محیط‌زیست مواجه ساخته‌اند (Zahedi et al., 2022). این در حالی است که انرژی نقش محوری در زندگی اجتماعی، اقتصادی و تحقق توسعه پایدار ایفا می‌کند و دسترسی کافی و به‌موقع به آن، پیش‌نیاز رشد اقتصادی است (حاج‌غنی و همکاران، ۱۴۰۳). رشد جمعیت و برنامه‌های توسعه، تقاضای جهانی انرژی را به‌شدت افزایش داده و پیش‌بینی می‌شود تقاضای انرژی تا سال ۲۰۴۰ میلادی تا ۵۶ درصد افزایش یابد که این موضوع، جهان را به بازنگری اساسی در مسئله انرژی واداشته است (Sunny et al., 2023). به‌دلیل نحوه قیمت‌گذاری و توزیع انرژی، مصرف بالای انرژی در ایران سالانه حدود ۶ درصد افزایش می‌یابد و ثابت نگه‌داشتن نرخ حامل‌های انرژی در کشوری با تورم سالانه ۲۰ تا ۵۰ درصد، به مصرف ناکارآمد انرژی دامن زده است (Akhlaghi et al., 2025). در مقابل، منابع انرژی تجدیدپذیر (RES)^۱ به‌دلیل قابلیت بازتولید مداوم و سازگاری بیشتر با محیط‌زیست، به‌عنوان گزینه‌ای پایدار و قابل اطمینان در بلندمدت مطرح شده‌اند (Gorjian et al., 2021). اگرچه توسعه این منابع با چالش‌هایی مانند هزینه‌های اولیه بالا و ریسک‌های مالی مواجه است؛ پیشرفت‌های فناوریانه و مشوق‌های دولتی، پذیرش این فناوری‌ها را تسهیل کرده و آن‌ها را به گزینه‌ای رقابتی در برابر

سوخت‌های فسیلی تبدیل کرده است (Bozorgmehri et al., 2024). برآوردها نشان می‌دهد که سهم انرژی‌های تجدیدپذیر از ۱۱ درصد انرژی حال حاضر در جهان، تا سال ۲۰۷۰ میلادی به ۶۰ درصد خواهد رسید (امانی‌پور و همکاران، ۱۴۰۳).

یکی از منابع انرژی تجدیدپذیر متناسب با شرایط جغرافیایی ایران، انرژی خورشیدی می‌باشد. استفاده از انرژی خورشیدی فرصتی امیدوارکننده برای کشور جهت افزایش استفاده از انرژی تجدیدپذیر و کاهش ردپای کربن می‌باشد (Irandoostshahrestani & Rousse, 2024). بیش از دوسوم مساحت کشور سالانه بیش از ۳۰۰ روز آفتابی داشته و از میانگین تابش سالانه بالایی در حدود ۵/۵-۵/۴ کیلووات‌ساعت بر مترمربع برخوردار می‌باشد. بنابراین، پتانسیل تولید برق و گرما با استفاده از انرژی خورشیدی در ایران بالا می‌باشد (Motahar, 2024). یکی از مهم‌ترین شیوه‌های استفاده از انرژی خورشید، سامانه‌های فتوولتائیک^۱ می‌باشد که به وسیله آن‌ها، تابش خورشید به‌طور مستقیم توسط سلول‌های نیمه‌رسانا به برق تبدیل می‌شود. براساس ارزیابی‌های کارشناسان، پیش‌بینی می‌شود که تا سال ۲۰۴۰ میلادی، سامانه‌های فتوولتائیک به‌عنوان توسعه‌یافته‌ترین منابع تولید انرژی در حوزه انرژی‌های تجدیدپذیر، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار گردند (Soomar et al., 2022). کاهش هزینه‌های تولید تجهیزات فتوولتائیک در سال‌های اخیر نیز نقش بسزایی در افزایش جذابیت اقتصادی این فناوری ایفا نموده است (Verma et al., 2021). با توجه به شرایط ایران از جمله تابش مناسب خورشید و نیاز به سامانه‌های کم‌هزینه و فناوری‌هایی با نگهداری و تعمیر پایین، سامانه‌های فتوولتائیک انتخاب مناسب‌تری هستند؛ زیرا به‌دلیل سادگی اجرایی و کاهش نیاز به زیرساخت‌های پیچیده، امکان گسترش سریع و بهره‌برداری اقتصادی در سطح گسترده را فراهم می‌آورند (Motahar, 2024). سامانه‌های فتوولتائیک همچنین به‌عنوان راهکاری پایدار برای تأمین انرژی فعالیت‌های کشاورزی مورد توجه فزاینده قرار گرفته‌اند. از کاربردهای مهم سامانه‌های فتوولتائیک در کشاورزی می‌توان به تأمین انرژی لازم برای پمپ‌های آب به‌منظور آبیاری و زهکشی مزارع و مدیریت منابع آب، اشاره کرد (Bawa et al., 2025). با توسعه فناوری‌های پیشرفته و روش‌های متعدد آبیاری و زهکشی مزارع در طی دهه‌های اخیر، نیاز به انرژی در این بخش به‌طور فزاینده‌ای رو به افزایش هست. تخمین‌ها در این زمینه نشان‌دهنده افزایش دو برابری در تقاضای انرژی این بخش تا سال ۲۰۵۰ و سه برابر شدن تقاضا تا سال ۲۱۰۰ میلادی هستند (Irandoostshahrestani & Rousse, 2024). منابع انرژی مورد استفاده برای تغذیه پمپ‌ها عمدتاً سوخت دیزل و شبکه برق هستند که ضمن انتشار گازهای گلخانه‌ای و تحمیل هزینه‌های قابل توجه، می‌تواند فشار مضاعفی را بر شبکه توزیع و نیروگاه‌های برق سوخت فسیلی وارد کنند (Kriaa et al., 2025). بهره‌گیری از سامانه‌های فتوولتائیک، تأثیر قابل توجهی در راستای کاهش همزمان در مصرف انرژی و تولید گازهای آلاینده در سامانه‌های آبیاری دارند. همچنین این سامانه‌ها ضمن افزایش قابلیت اطمینان تأمین آب در فصول گرم که همزمان با اوج تابش خورشید است، می‌توانند پایداری تولید محصولات کشاورزی را افزایش دهند (Sunny et al., 2023).

۲. ضرورت استفاده از انرژی خورشیدی در بخش آبیاری کشت و صنعت نیشکر

صنعت تولید شکر در ایران به‌عنوان یکی از صنایع بزرگ و پرمصرف انرژی در بخش کشاورزی شناخته می‌شود (Asakereh et al., 2023). نیشکر یکی از مهم‌ترین محصولات کشاورزی ایران و منبع اصلی تولید شکر است. کشت نیشکر در ایران عمدتاً در استان خوزستان به‌صورت تجاری و ذیل شرکت‌های کشت و صنعت انجام می‌شود و سطح زیر کشت بیش از ۸۲/۵ هزار هکتار را به خود اختصاص داده است (Namdarian et al., 2024). با توجه به مقیاس وسیع عملیات کشاورزی، کشت نیشکر نیاز به صرف انرژی قابل توجهی در بخش‌های گوناگون چرخه تولید خود دارد. آبیاری در صنعت نیشکر یک فرآیند ضروری است که به همان اندازه که آب زیادی مصرف می‌کند؛ انرژی زیادی نیز نیاز دارد (García & Duke, 2021). سهم انرژی آبیاری و الکتریسیته در فرآیند تولید نیشکر در ایران به ترتیب ۳۲/۸۷ درصد و ۲۰/۴۱ درصد می‌باشد (Modi & Singh, 2023). همچنین تولید نیشکر ۲۰ درصد از منابع آب بخش کشاورزی خوزستان را به خود اختصاص داده است (Nouri et al., 2023). در حال حاضر، بخش عمده‌ای از انرژی مورد نیاز این بخش، از منابع حاصل از سوخت‌های فسیلی تأمین می‌گردد که علاوه بر هزینه، مشکلات ناپایداری و آلودگی‌های زیست‌محیطی قابل توجهی نیز به‌همراه دارد (Kaab et al., 2026). از سوی

دیگر، نیاز بالای آبیاری نیشکر در شرایط اقلیمی خشک و نیمه خشک، به‌ویژه در فصول گرم سال، چالش جدی در مدیریت آبیاری این محصول محسوب می‌شود. حدود ۱۲ درصد از کل مصرف برق استان خوزستان مربوط به بخش کشاورزی است (امانی‌پور و همکاران، ۱۴۰۳) و روند رو به رشد آن می‌تواند موجب قطعی در شبکه برق، توقف عملیات آبیاری و خسارت به محصولات گردد. همچنین، همزمانی این نیاز آبی با اوج مصرف برق، چالشی مهم دیگر می‌باشد. در این راستا، نیاز به اتخاذ رویکردی جامع و پایدار در مدیریت انرژی وجود دارد که تأمین نیازهای تولید را با شرایط اقتصادی و اجتماعی تطبیق دهد (مرادیان وفائی و همکاران، ۱۴۰۱). روی آوردن به سمت منابع انرژی پایدار و تجدیدپذیر از جمله انرژی خورشیدی در آبیاری، جایگزین امیدوارکننده‌ای برای بهبود پایداری تولید نیشکر و در عین حال کاهش هزینه‌های عملیاتی و آسیب‌های محیط‌زیستی برای تولیدکنندگان نیشکر محسوب می‌شود (Karnib et al., 2025). با این حال، استان خوزستان به‌ویژه شهرستان اهواز یکی از گرمترین نقاط کشور بوده و افزایش دما باعث کاهش راندمان سامانه‌های فتوولتائیک می‌شود. از این رو در پژوهش حاضر، به امکان‌سنجی تأمین برق یک ایستگاه پمپاژ آب در شرکت توسعه نیشکر و صنایع جانبی خوزستان با ترکیب زمان‌بندی‌ها و پیکربندی‌های مختلف پرداخته شده است. همچنین علاوه بر بررسی عملکردی رویکردهای مختلف، ارزیابی اقتصادی و محیط‌زیستی نیز مورد بررسی قرار گرفته است.

۳. پیشینه پژوهش

در پژوهشی با هدف ارزیابی فنی و اقتصادی به‌کارگیری پمپ‌های خورشیدی در هند، مشخص شد که با توجه به سرمایه‌گذاری اولیه قابل توجه و مورد نیاز برای تأمین پمپ‌های آبیاری و محدودیت عمر مفید آن‌ها، تمرکز سرمایه‌گذاری بر توسعه زیرساخت‌های تولید انرژی خورشیدی و تزریق به شبکه می‌تواند از نظر اقتصادی گزینه مناسب‌تری باشد (Varshney et al., 2026). در پژوهشی عملکرد سامانه ترکیبی فتوولتائیک و شبکه برق در کشور اوگاندا مورد بررسی قرار گرفته است و بهره‌برداری از انرژی خورشیدی در ۶ ساعت از روز بهترین رویکرد معرفی شده است (Katongole et al., 2023). در پژوهشی، سامانه‌های پمپاژ آب خورشیدی متصل به شبکه اما مستقل از شبکه برای تأمین انرژی آبیاری مزارع چغندر قند با مساحت ۱ و ۵ هکتار در ترکیه مورد ارزیابی قرار گرفتند. نتایج نشان داد که سامانه‌های فتوولتائیک متصل به شبکه، در رویکردهای مختلف، از نظر اقتصادی مناسب‌ترین گزینه هستند. در این بررسی، افزایش سطح مزرعه و توان مورد نیاز، موجب بهبود قابل توجه شاخص‌های اقتصادی شده و دوره بازگشت سرمایه را از حدود ۱۵ سال به ۷ تا ۸ سال کاهش می‌دهد. پژوهشگران نتیجه گرفتند که اقتصادی بودن سامانه‌های آبیاری با انرژی خورشیدی متصل به شبکه، به میزان خودتأمینی انرژی تولیدشده و تناسب میان ظرفیت سامانه فتوولتائیک و مصرف محلی بستگی دارد (Ozcanli & Dogan, 2026). نتایج تحقیقی درباره طراحی و امکان‌سنجی یک نیروگاه فتوولتائیک متصل به شبکه با توان ۳۰۰ کیلووات برای تأمین انرژی ایستگاه پمپاژ آب در استان تهران با توان ۴۲۵ کیلووات با استفاده از نرم‌افزارهای PVsyst و RETScreen نشان داد که درآمد حاصل از فروش برق تولیدی، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه را در بازه زمانی شش ساله جبران کرده است (باصفا و الکایی، ۱۴۰۰). در پژوهش دیگری در ایران، به‌منظور تأمین انرژی مورد نیاز یک پمپ آب با توان ۵۶ کیلووات برای آبیاری یک مزرعه به مساحت ۱۲ هکتار، سه پیکربندی مفصل از شبکه شامل سامانه‌های فتوولتائیک، دیزل و باتری به‌صورت هیبریدی، فتوولتائیک و دیزل و فتوولتائیک و باتری طراحی و ارزیابی شد. نتایج نشان داد که سامانه متشکل از فتوولتائیک، دیزل و باتری، در مقایسه با سایر پیکربندی‌ها، عملکرد اقتصادی مطلوب‌تری داشته و در تأمین انرژی مورد نیاز پمپ با اطمینان بالاتری عمل می‌کند (Maleki et al., 2025).

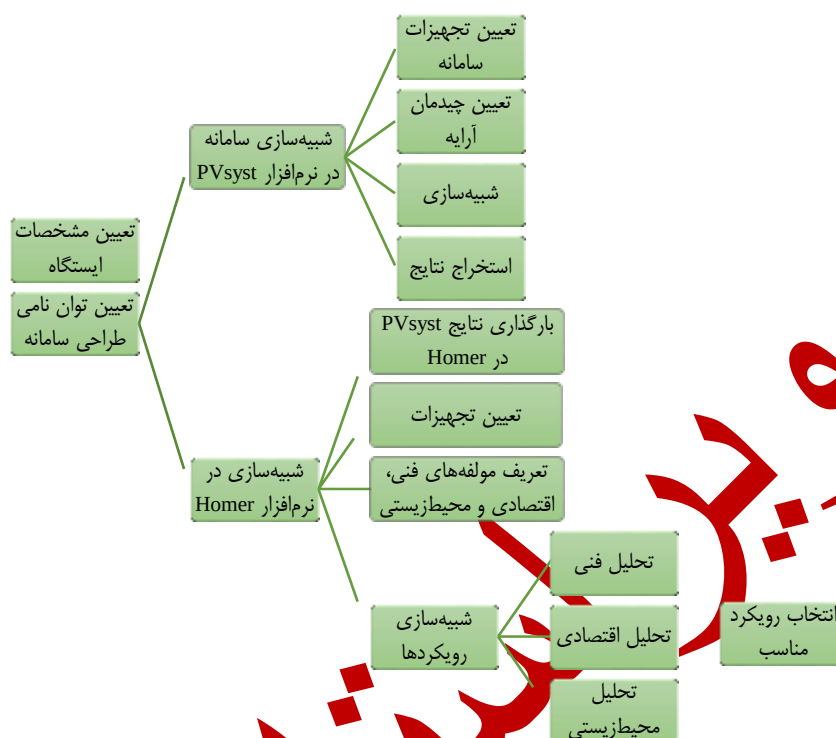
در پژوهش‌های مرتبط با کشت و صنعت نیشکر، در مطالعه انجام‌شده بر روی سامانه فتوولتائیک مستقل از شبکه جهت تأمین توان مورد نیاز سامانه آبیاری قطره‌ای برای پوشش ۳۰۰ متر مربع زیر کشت نیشکر، مشخص گردید که این سامانه از نظر فنی توانایی تأمین جریان آب مورد نیاز برای آبیاری روزانه به مدت ۶ ساعت را دارا است. با این وجود، هزینه بالای تجهیزات فتوولتائیک در مقایسه با تجهیزات آبیاری، توجه اقتصادی این پیکربندی را به‌عنوان یک چالش اصلی برجسته می‌سازد (Chontanawat et al., 2020). در پژوهشی دیگر، امکان تأمین انرژی مورد نیاز پمپ‌های آبیاری مزارع نیشکر در کشور موزامبیک از طریق سامانه‌های فتوولتائیک متصل به شبکه بررسی شده است. در این مطالعه، سامانه‌های فتوولتائیک با ظرفیت‌های ۱۴۲، ۲۸۵ و ۴۲۸ کیلووات طراحی و ارزیابی شدند. با توجه به

دمای بالای منطقه، استفاده از باتری از نظر فنی و اقتصادی مناسب تشخیص داده نشد. نتایج نشان داد دوره بازگشت سرمایه این سامانه‌ها بین ۱۳ تا ۱۶ سال است (Pestana, 2021). در یک مطالعه شبیه‌سازی در نرم‌افزار HOMER در کشور کنیا، سامانه هیبریدی شامل توربین‌های بادی با توان ۷۰۰ کیلووات و سامانه فتوولتائیک ۱۲۷ کیلووات برای تأمین برق سامانه آبیاری مزارع نیشکر طراحی شد. نتایج نشان داد به‌ترتیب ۹۲/۱ درصد و ۷/۹ درصد از انرژی مورد نیاز از منابع بادی و خورشیدی تأمین می‌شود؛ در حالی که انرژی بادی نسبت به خورشیدی دارای هزینه سرمایه‌گذاری و نگهداری بالاتری است (Soshyo & Saulo, 2022). در بررسی تجربی یک سامانه آبیاری قطره‌ای خورشیدی با پمپ ۲/۲ کیلووات، در مزرعه نیشکر به مساحت ۰/۶۴ هکتار در تایلند مشاهده گردید که این سامانه قادر است نیاز آبی مزرعه را در مدت ۱ ساعت تأمین کرده و از نظر اقتصادی نیز با دوره بازگشت سرمایه ۳/۵۶ سال، در مقایسه با پمپ بنزینی گزینه‌ای مقرون‌به‌صرفه و پایدار به شمار آید (Phayom & Bunsiri, 2024).

مرور ادبیات پژوهش نشان می‌دهد به‌رغم ظرفیت توسعه و کاربرد بالای سامانه‌های فتوولتائیک، بررسی تأمین انرژی ایستگاه‌های پمپاژ، به‌ویژه در مقیاس‌های بزرگ، با کمبود مطالعات کافی روبه‌رو است. به‌طور مشخص، پژوهش‌های اندکی در خصوص به‌کارگیری سامانه‌های فتوولتائیک برای تأمین توان مورد نیاز پمپاژ در شبکه‌های آبیاری و زهکشی، به‌ویژه در اراضی با سطح زیر کشت بالا صورت گرفته است و این کمبود شواهد پژوهشی در حوزه کشت و صنعت نیشکر به‌ویژه در شرایط آب و هوای خوزستان (دما و رطوبت بالا) بارزتر است. بر این اساس، مرور منابع تأیید می‌کند که مطالعه حاضر با هدف پوشش‌دادن این خلاء پژوهشی، می‌تواند به‌عنوان یک موضوع تحقیقاتی مناسب مطرح گردد.

۴. مواد و روش‌ها

در این پژوهش ابتدا موقعیت، مشخصات و شرایط عملکرد ایستگاه پمپاژ بررسی و بر اساس توان مورد نیاز، توان نامی سامانه فتوولتائیک پیشنهادی تعیین شد. سپس، تجهیزات سامانه فتوولتائیک متصل به شبکه در نرم‌افزار PVsyst انتخاب و با در نظر گرفتن الزامات طراحی، نحوه چیدمان پنل‌ها و آرایش مناسب آن‌ها تعیین گردید. در ادامه، با شبیه‌سازی عملکرد سامانه در PVsyst، میزان تولید انرژی و سایر داده‌های خروجی استخراج و به‌عنوان ورودی در نرم‌افزار HOMER Pro استفاده شد. در مرحله بعد، رویکردهای مختلف با لحاظ شاخص‌های فنی، اقتصادی و محیط‌زیستی و با انتخاب تجهیزات متناسب با هر رویکرد شبیه‌سازی شدند. چارچوب کلی پژوهش در شکل ۱ نشان داده شده است.



شکل ۱. طرحواره چارچوب روش انجام پژوهش

۴-۱. مشخصات ایستگاه پمپاژ مورد مطالعه

ایستگاه مورد مطالعه، ایستگاه زهکشی اصلی شرکت کشت و صنعت نیشکر دجله خزاعی در جنوب شهر اهواز بود (شکل ۲). مشخصات مکانی دقیق این ایستگاه پمپاژ، عرض جغرافیایی ۳۰ درجه و ۵۴ دقیقه شمالی و طول جغرافیایی ۴۸ درجه و ۳۰ دقیقه شرقی و ارتفاع ۶/۳ متر از سطح دریا می باشد. وجود زمین های مسطح و بدون استفاده زراعی و همچنین شبکه برق در نزدیکی ایستگاه، شرایط مناسبی را برای احداث نیروگاه فتوولتائیک فراهم کرده است. این ایستگاه دارای ۵ پمپ با توان نامی ۱۶۰ کیلووات و ۶ پمپ با توان نامی ۷۵ کیلووات و در مجموع توان نامی ۱۲۵۰ کیلووات پیک می باشد.



شکل ۲. موقعیت ایستگاه پمپاژ مورد مطالعه

از آنجایی که هدف از این پژوهش امکان سنجی تأمین انرژی ایستگاه پمپاژ آب می باشد و بحث و تغییری در ساختار ایستگاه صورت نمی گیرد، در تعیین توان نیروگاه فتوولتائیک طراحی شده، بیشینه مصرف مبنا قرار گرفته است. استفاده از توان نامی، بیانگر حالت بهره برداری

در بار کامل بوده و رویکردی محافظه کارانه برای جلوگیری از کم‌برآورد ظرفیت نیروگاه در شرایط بیشینه مصرف محسوب می‌شود (Carricondo-Antón et al., 2023). لذا در طراحی مبنای نیروگاه، توان نامی پمپ‌ها منظور شده و از عواملی مانند بازده پمپ‌ها و دبی آب پمپاژ شده صرف‌نظر گردید. به منظور تضمین تأمین پایدار انرژی و جبران تلفات ذاتی سامانه، با استفاده از رابطه ۱، توان نامی طراحی نیروگاه (P_{nom})، با احتساب مجموع توان نامی پمپ‌ها ($\sum P_{pump}$) و ضریب طراحی (k_d) معادل ۱/۳ جهت پوشش تلفات، برابر با ۱۶۲۵ کیلووات پیک در نظر گرفته شد. با استفاده از رابطه ۲، جهت تعیین انرژی مصرفی روزانه (E_{demand}) مورد نیاز پمپ‌ها در بازه زمانی (t_d) ۵ ساعته ۱۱ تا ۱۶ که اوج مصرف برق شبکه و نیاز به انرژی و احتمال قطعی برق است، تعیین گردید که برابر ۶۲۵۰ کیلووات ساعت در روز بوده است (Masrur et al., 2021).

$$P_{nom} = (\sum P_{pump}) \times k_d$$

رابطه ۱

$$E_{demand} = (\sum P_{pump}) \times t_d$$

رابطه ۲

۴-۲. شبیه‌سازی سامانه در نرم‌افزار PVsyst

جهت شبیه‌سازی عملکرد فنی، از نسخه ۷,۴ نرم‌افزار PVsyst به‌عنوان یکی از نرم‌افزارهای معتبر در زمینه شبیه‌سازی سامانه‌های فتوولتائیک استفاده گردید. مطالعات منتشر شده در منابع علمی نشان می‌دهد که نتایج حاصل از شبیه‌سازی با این نرم‌افزار، از قابلیت اطمینان و دقت مناسبی در پیش‌بینی عملکرد سامانه‌های فتوولتائیک برخوردار است (Raji et al., 2025). داده‌های هواشناسی از طریق نسخه ۸,۱ نرم‌افزار Meteonorm دریافت و وارد گردید.

۴-۲-۱. تعیین تجهیزات در نرم‌افزار PVsyst

تعداد پنل‌های لازم با تقسیم توان نامی طراحی بر توان هر پنل محاسبه می‌شود. با ارزیابی فنی و اقتصادی پنل‌های فتوولتائیک موجود در بازار ایران، تعداد ۲۲۶۸ پنل مطابق جدول ۱، با توان نامی ۷۲۰ وات و فناوری اتصال غیرفعال تونل اکسید (TOPCON)^۱ به دلیل سازگاری، ضریب دمایی بهتر و کارایی بالاتر این نوع پنل‌ها در دماهای بالا انتخاب گردید (Kivambe et al., 2025). در محاسبه تعداد پنل‌های فتوولتائیک مورد نیاز، توان نامی نیروگاه به ۱۶۳۳ کیلووات پیک افزایش یافت.

جدول ۱. مشخصات پنل فتوولتائیک انتخاب شده

مشخصه	مقدار
توان نامی	۶۹۵-۷۲۰ وات
نوع پنل	دوطرفه با دو لایه شیشه
تعداد سلول	(۱۱ × ۱۲) ۱۳۲
ابعاد	۱/۳ متر × ۲/۳۸ متر
حداکثر راندمان	۲۳/۲ درصد
حداکثر توان	۷۲۰ وات
حداکثر جریان	۱۷/۱۲ آمپر
حداکثر ولتاژ	۴۰/۲۰ ولت
ولتاژ مدارباز	۴۸/۵۳ ولت
دمای سلول در عملکرد نامی	۴۳ ± ۲ سانتی‌گراد
دمای عملیاتی	۴۰- تا +۸۵ سانتی‌گراد

جهت انتخاب اینورتر در نیروگاه فتوولتائیک، توان نامی نیروگاه و اینورتر در نرم افزار بررسی شد تا از بروز اضافه بار یا انتخاب ظرفیت غیرضروری جلوگیری شود. برای این نیروگاه سه اینورتر با توان نامی ۵۰۰ کیلووات مطابق جدول ۲ انتخاب گردید. برای جبران نوسان تولید انرژی خورشیدی، توان آرایه فتوولتائیک باید بالاتر از توان نامی اینورتر طراحی شود تا اینورتر در ناحیه نزدیک به حداکثر ظرفیت خود عمل کرده و از کاهش عمر عملیاتی آن جلوگیری گردد. این نسبت که به عنوان نسبت بارگذاری اینورتر (ILR) شناخته می شود، مطابق رابطه ۳ محاسبه گردید که طی آن نسبت حداکثر توان خروجی نامی آرایه ها ($P_{ac,peak}$) بر حداکثر توان خروجی اینورتر ($P_{ac,peak}$) برابر ۱/۰۹ خواهد بود (Bahloul & Khadem, 2024). همچنین با توجه به مقیاس طراحی نیروگاه در بازه مگاوات، جهت تطابق برق تبدیل شده توسط اینورترها با شبکه جهت تزریق، توان ظاهری ترانسفورماتور مورد نیاز (S_{rated}) از نسبت حداکثر توان اینورتر بر حداقل ضریب تبدیل توان (PF_{min}) برابر ۰/۹۵ مطابق با رابطه ۴ به دست آمد (Syed et al., 2020) که بنابر آن یک ترانسفورماتور با توان نامی ۱۶۰۰ کیلوولت آمپر و ولتاژ ۲۰ کیلوولت در نظر گرفته شد.

$$ILR(\%) = \frac{P_{ac,peak}}{P_{ac,peak}} \times 100$$

رابطه ۳

$$S_{rated} = \frac{P_{ac,peak}}{PF_{min}}$$

رابطه ۴

جدول ۲. مشخصات اینورتر متصل به شبکه انتخاب شده

مشخصه	مقدار
شرکت سازنده	سانگرو (Sun Grow)
مدل	SG500MX
توان نامی خروجی	۵۰۰ کیلووات
حداکثر توان خروجی	۵۵۰ کیلووات
حداکثر ولتاژ ورودی	۱۰۰۰ ولت
حداقل ولتاژ کاری	۴۶۰ ولت
حداکثر جریان ورودی	۱۲۲۰ آمپر
راندمان	۹۸/۷ درصد
حداکثر راندمان	۹۹ درصد
دمای عملیاتی	۳۰- تا ۶۵+ سانتی گراد
سامانه خنک کننده	خنک سازی با هوای فشرده

۴-۲-۲. تعیین نوع سازه و زاویه پنلها

زاویه بهینه شیب پنل (β_{yearly}) از اختلاف عرض جغرافیایی (φ) و زاویه انحراف از جنوب (γ) برای کل سال با استفاده از رابطه ۵ محاسبه شد (Sado et al., 2021). با احتساب میانگین سالانه تقریباً صفر درجه زاویه انحراف به دلیل تغییر سالانه بین زوایای ۲۳/۴۵+ درجه و ۲۳/۴۵- درجه، زاویه بهینه برابر با عرض جغرافیایی و ۳۰ درجه خواهد بود. از این رو به منظور بیشینه سازی دریافت تابش و تولید انرژی پنلها، پیکربندی بهینه به صورت سازه ثابت در زاویه شیب ۳۰ درجه نسبت به صفحه افق و زاویه انحراف از جنوب صفر درجه مشخص شد.

$$\beta_{yearly} = |\varphi - \gamma|$$

رابطه ۵

۴-۲-۳. تحلیل اثرات سایه اندازی و چیدمان پنلها

۱ Inverter Load Ratio

1. Azimuth Angle

نظر به عدم حضور موانع سایه‌انداز قابل ملاحظه در محل مورد مطالعه، اثر سایه تنها به صورت تابعی از فاصله استقرار آرایه‌های فتوولتائیک در نظر گرفته شد. در روز ۲۲ دسامبر (۱ دی) تابش خورشید کمترین ارتفاع و سایه‌ها بلندترین طول ممکن سال را دارند. طراحی نیروگاه به‌طور معمول، طراحی را به‌گونه‌ای انجام می‌دهند که سایه‌اندازی در بازه ساعت ۹:۰۰ تا ۱۵:۰۰ در بدترین روز سال، صفر باشد (Al-Quraan et al., 2022). زاویه میل خورشید (δ) از رابطه ۶ به دست می‌آید و n شماره روز سال برای روز ۲۲ دسامبر و برابر ۳۶۵ است و در نتیجه زاویه میل برابر ۲۳/۴۴- درجه خواهد بود. زاویه ساعتی خورشید (ω) از رابطه ۷ به دست آمده و ST شماره ساعت است که در ساعت ۹ صبح، زاویه ساعتی برابر ۴۵- درجه خواهد بود. زاویه ارتفاع خورشید (α) از رابطه ۸ به دست می‌آید که برابر ۲۰/۸۶ درجه است. زاویه موقعیت لحظه‌ای خورشید نسبت به جنوب (A) در رابطه ۹، صفر درجه در نظر گرفته شد (Bai et al., 2024).

$$\delta(n) = 23.45^\circ \cdot \sin \left[\frac{360^\circ}{365} \cdot (284 + n) \right] \quad \text{رابطه ۶}$$

$$\omega = 15^\circ \cdot (ST - 12) \quad \text{رابطه ۷}$$

$$\sin \alpha = \sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \quad \text{رابطه ۸}$$

$$\cos A = (\sin \alpha \cdot \sin \varphi - \sin \delta) / (\cos \alpha \cdot \cos \varphi) \quad \text{رابطه ۹}$$

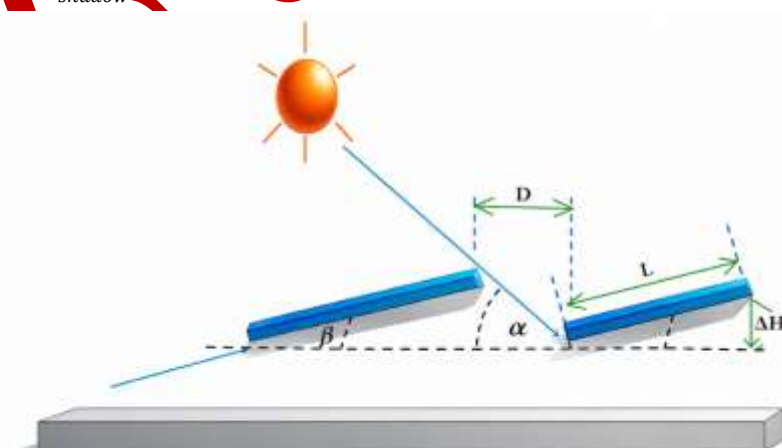
مطابق با شکل ۳، ارتفاع نوک پنل از سطح مینا (ΔH) از رابطه ۱۰ به دست می‌آید که در آن L طول موثر پنل و زاویه شیب پنل نسبت به افق برابر ۳۰ درجه است. در نتیجه ارتفاع پنل از سطح برابر ۲/۳۸ متر خواهد بود. در رابطه ۱۱ ارتفاع عمودی پنل به طول سایه بر روی سطح افقی زمین (X) تبدیل می‌شود که برابر ۶/۲۴ متر است. از رابطه ۱۲ طول سایه در راستای شمال-جنوب (D_{shadow}) محاسبه شده که با توجه به زاویه انحراف صفر درجه، برابر با طول سایه افقی است. از رابطه ۱۳ فاصله بهینه بین ردیف پنل‌ها (D_{total}) محاسبه می‌شود که برابر ۱۰/۳۶۷ متر است (Al-Quraan et al., 2022). چیدمان پنل‌ها در حالت عمودی (شکل ۴)، به‌صورت ۱۲ ردیف، در هر ردیف ۴ رشته در ۳ آرایه جداگانه صورت گرفت. فاصله میان آرایه‌ها برای امکان رفت و آمد و کمترین سایه، ۱۵ متر تعیین شد. با انجام شبیه‌سازی سایه‌ها در روز ۲۲ دسامبر از ساعت ۹ تا ۱۵، سایه‌اندازی صورت نگرفته است.

$$\Delta H = L \cdot \sin \beta \quad \text{رابطه ۱۰}$$

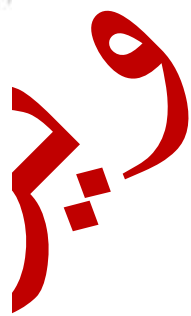
$$X = \Delta H / \tan \alpha \quad \text{رابطه ۱۱}$$

$$D_{shadow} = X \cdot \cos A \quad \text{رابطه ۱۲}$$

$$D_{total} = (L \cdot \cos \beta) + D_{shadow} \quad \text{رابطه ۱۳}$$



شکل ۳. طرح‌واره تعیین فاصله بین پنل‌ها



شبییه سازی پیکربندی آرایه های فتو

آزاد هوا انتخاب شد. تلفات عدم تطابق پل ها بنابر تشخیص نرم افزار با زاویه تابش (IAM) برابر ۱/۷ درصد، تلفات مربوط به تجمع خاک تعیین شد. در بخش تلفات اهمی، جهت تعیین سطح مقطع مناسب سیم اتصال پل ها در یک رشته، سیم با طول ۹ متر با سطح مقطع ۴ میلی سطح مقطع ۱۰۰۰ میلی متر مربع و جهت اتصال از جعبه ترکیب به ایستگاه مخابراتی برای اتصال ایستگاه به ترانسفورماتور از ۳۰ متر به شبکه فشار متوسط برق، ۳۰ متر سیم با سطح مقطع ۲۵ میلی

مطابق روابط معینی انجام می‌گردد (al., 2025; Nguyen & Van,)

نی آرایه فتوولتائیک (E_{DC}) به توان نامی ($P_{PV, rate}$) آن است.

مطابق روابط معینی انجام می‌گردد (al., 2025; Nguyen & Van,)

نی آرایه فتوولتائیک (E_{DC}) به توان نامی ($P_{PV, rate}$) آن است.

مطابق روابط معینی انجام می‌گردد (al., 2025; Nguyen & Van,)

نی آرایه فتوولتائیک (E_{DC}) به توان نامی ($P_{PV, rate}$) آن است.

مطابق روابط معینی انجام می‌گردد (al., 2025; Nguyen & Van,)

نی آرایه فتوولتائیک (E_{DC}) به توان نامی ($P_{PV, rate}$) آن است.

مطابق روابط معینی انجام می‌گردد (al., 2025; Nguyen & Van,)

نی آرایه فتوولتائیک (E_{DC}) به توان نامی ($P_{PV, rate}$) آن است.

مطابق روابط معینی انجام می‌گردد (al., 2025; Nguyen & Van,)

نی آرایه فتوولتائیک (E_{DC}) به توان نامی ($P_{PV, rate}$) آن است.

مطابق روابط معینی انجام می‌گردد (al., 2025; Nguyen & Van,)

نی آرایه فتوولتائیک (E_{DC}) به توان نامی ($P_{PV, rate}$) آن است.

مطابق روابط معینی انجام می‌گردد (al., 2025; Nguyen & Van,)

نی آرایه فتوولتائیک (E_{DC}) به توان نامی ($P_{PV, rate}$) آن است.

مطابق روابط معینی انجام می‌گردد (al., 2025; Nguyen & Van,)

نی آرایه فتوولتائیک (E_{DC}) به توان نامی ($P_{PV, rate}$) آن است.

مطابق روابط معینی انجام می‌گردد (al., 2025; Nguyen & Van,)

نی آرایه فتوولتائیک (E_{DC}) به توان نامی ($P_{PV, rate}$) آن است.

مطابق روابط معینی انجام می‌گردد (al., 2025; Nguyen & Van,)

نی آرایه فتوولتائیک (E_{DC}) به توان نامی ($P_{PV, rate}$) آن است.

رابطه ۱۶) $Y_r = \frac{S_r}{G_o}$

نسبت عملکرد (PR)؛ توان خروجی نهایی سامانه بر توان نامی نصب شده است که طبق رابطه ۱۷ محاسبه می‌شود.

رابطه ۱۷) $PR(\%) = \frac{Y_f}{Y_r}$

تلفات جذب (L_c)، نشان‌دهنده تلفات آرایه‌های فتوولتائیک است و به صورت رابطه ۱۸ محاسبه می‌شود.

رابطه ۱۸) $L_c = Y_r - Y_a$

تلفات تجهیزات سامانه (L_s)، نشان‌دهنده تلفات اینورتر و تجهیزات جانبی در سامانه است و به صورت رابطه ۱۹ محاسبه می‌شود.

رابطه ۱۹) $L_s = Y_a - Y_f$

۴-۳. شبیه‌سازی در نرم‌افزار Homer Pro

پس از تعیین و شبیه‌سازی سامانه فتوولتائیک در نرم‌افزار PVSyst، جهت شبیه‌سازی دقیق‌تر تبادلات انرژی سامانه و تحلیل فنی، اقتصادی و محیط‌زیستی در حالت‌های مختلف سامانه هیبریدی، تصمیم به استفاده از نسخه ۳,۸,۱۳ نرم‌افزار HOMER Pro گرفته شد. از قابلیت‌های مهم این نرم‌افزار می‌توان به امکان بارگذاری خروجی PVSyst و افزایش دقت شبیه‌سازی با بهره‌گیری از مزایای هر دو نرم‌افزار اشاره کرد. از این رو گزارش انرژی تولیدی آرایه‌های فتوولتائیک در این نرم‌افزار پیاده‌سازی شدند.

۴-۳-۱. تعیین تجهیزات در نرم‌افزار Homer Pro

علاوه بر انتخاب اینورتر متصل به شبکه، سامانه ذخیره‌انرژی، اینورتر هیبریدی و ژنراتور دیزلی مناسب با آن نیز تعیین گردید. مطابق با اطلاعات دریافتی، شرکت کشت و صنعت دعبل خزاعی دارای ۴ دیزل ژنراتور با توان نامی ۱۵۳۲ کیلووات در بخش نیروگاهی خود با مشخصات درج‌شده در جدول ۳ می‌باشد. در این پژوهش با توجه به مقیاس مورد نظر نیروگاه فتوولتائیک و بار مورد نیاز ایستگاه، جهت تناسب میان منابع انرژی، یک دیزل ژنراتور مورد بررسی قرار گرفت.

در تعیین سامانه ذخیره‌سازی انرژی و بانک باتری، هدف اوج‌زدایی برای کاهش مصرف برق ایستگاه در ساعات اوج مصرف و همچنین جابه‌جایی زمانی انرژی با ذخیره و مصرف در ساعات مشخص می‌باشد. انرژی خالص مورد نیاز (E_{req}) که باید از باتری در هر چرخه تخلیه دریافت شود از رابطه ۲۰ محاسبه می‌شود. با توجه به زمان کارکرد مبنای ۵ ساعته (t_d) و توان متوسط انتقالی ($P_{avg_storage}$) ۱۲۵۰ کیلووات، این انرژی ۶۲۵۰ کیلووات‌ساعت محاسبه شد (Tejero-Gómez & Bayod, 2024).

رابطه ۲۰) $E_{req} = P_{avg_storage} \times t_d$

ظرفیت مبنای سامانه ذخیره‌سازی ($E_{BESS,nom}$) باید بیشتر از انرژی مورد نیاز باشد تا محدودیت‌های عملیاتی و تلفات را جبران کند که با استفاده از رابطه ۲۱، نسبت انرژی مورد نیاز بر حاصل ضرب حداکثر عمق تخلیه شارژ ۹۰ درصد (DOD_{max}) و راندمان تخلیه شارژ ۹۷ درصد ($\eta_{discharge}$) برابر با ۷۲۰۰ کیلووات‌ساعت تعیین شد.

رابطه ۲۱) $E_{BESS,nom} = \frac{E_{req}}{DOD_{max} \times \eta_{discharge}}$

توان نامی ($P_{BESS,nom}$)، حداکثر توانی است که سامانه ذخیره‌ساز انرژی می‌تواند به‌صورت پیوسته (شارژ یا دشارژ) ارائه دهد که از رابطه ۲۲ محاسبه و نسبت ظرفیت نامی باتری بر مدت زمان مورد نظر برابر ۱۴۴۰ کیلووات تعیین شد (Yao & Cai, 2021). این مقدار بر اساس ظرفیت انرژی محاسبه شده سامانه و بازه زمانی بهره‌برداری مورد نظر تعیین شده است و افزایش آن به مقادیر بالاتر، بدون افزایش متناظر در نیاز انرژی، منجر به ایجاد ظرفیت توان مازاد و تحمیل هزینه سرمایه‌گذاری اضافی خواهد شد (Rana et al., 2026). از این‌رو، توان نامی ۱۴۴۰ کیلووات به عنوان مقداری متناسب با الزامات فنی سامانه و جلوگیری از بیش‌ظرفیتی در نظر گرفته شد.

۱ Performance Ratio

۲ Peak Shaving

۳ Energy Time-Shifting

$$P_{BESS,nom} = \frac{E_{BESS,nom}}{t_d}$$

با توجه به نتیجه محاسبات، مشخصات سامانه ذخیره‌ساز انرژی به شرح جدول ۴ است. همچنین در بخش اتصال به بانک باتری، تعداد ۳ اینورتر هیبریدی با مشخصات جدول ۵ درج گردید.

جدول ۳. مشخصات دیزل ژنراتور مورد استفاده در شرکت

مشخصه	مقدار
شرکت سازنده	میتسوبیشی
مدل	APD 1915 M
توان نامی	۱۵۳۲ کیلووات
حجم موتور	۱۹۱۵ کیلوولت‌آمپر
توان ناخالص موتور	۶۵/۳۷ لیتر
سامانه احتراق	۱۶۲۰ کیلووات مکانیکی
نوع سوخت	ترزریق مستقیم سوخت
مصرف سوخت در بار کامل	دیزل
	۳۴۷/۶ لیتر بر ساعت

جدول ۴. مشخصات سامانه ذخیره‌ساز انرژی انتخاب‌شده

مشخصه	مقدار
شرکت سازنده	وانستس (1stess)
نوع باتری	LFP
توان خروجی	۵۰۰ کیلووات
ظرفیت نامی	۳۰۱۰ مگاوات-ساعت
طول عمر	۶۰۰۰ چرخه
محدوده ولتاژ	۱۱۰۰ تا ۱۴۵۰ ولت
ولتاژ خروجی	۴۰۰ تا ۴۸۰ ولت (سه فاز)
راندمان	۹۸/۵ درصد
ضریب توان	۰/۹
دمای عملیاتی	۲۰- تا ۵۵+ سانتی‌گراد
سامانه خنک‌کننده	تهویه مطبوع صنعتی

جدول ۵. مشخصات اینورتر هیبریدی انتخاب‌شده

مشخصه	مقدار
شرکت سازنده	مگارو (Megarevo)
مدل	MPS0500
توان نامی خروجی	۵۰۰ کیلووات
حداکثر توان خروجی	۵۵۰ کیلووات
ولتاژ نامی	۴۰۰ ولت
جریان نامی	۷۲۲ آمپر
محدوده ولتاژ باتری	۵۰۰ تا ۸۵۰ ولت
راندمان	۹۵ درصد
حداکثر راندمان	۹۹ درصد
دمای عملیاتی	۳۰- تا ۵۵+ سانتی‌گراد

۴-۳-۲. تعریف مؤلفه ها در نرم افزار Homer

جدول ۶ هزینه اجزای اصلی سامانه و جدول ۷، هزینه سرمایه ثابت سامانه^۱ را که مستقل از تعداد و قیمت مؤلفه های اصلی نظیر پنل، اینورتر، بانک باتری و ژنراتور تعیین می شود، نشان می دهند. همچنین هزینه های بهره برداری و نگهداری (O&M)^۲ مندرج در جدول ۷ به صورت سالانه و مستقل از عملکرد تولیدی سامانه پرداخت می شوند.

جدول ۶. هزینه تجهیزات انتخابی سامانه در حالت های مختلف نرم افزار Homer

تجهیزات	واحد	هزینه واحد (دلار)
پنل	۲۲۶۸	۱۲۰
اینورتر	۳	۳۵۰۰۰
اینورتر هیبریدی	۳	۵۵۰۰۰
ذخیره ساز انرژی	۳	۱۵۰۰۰۰
ژنراتور دیزلی	۱	۲۸۰۰۰۰
ترانسفورماتور	۱	۲۵۰۰۰
تابلو حفاظتی DC	۳	۴۰۰۰
تابلو حفاظتی AC	۲	۱۰۰۰۰
جعبه ترکیب رشته ها	۱۶	۵۰۰
جعبه ترکیب آرایه ها	۳	۲۵۰۰
تابلو حفاظت بانک باتری	۳	۵۰۰۰
جعبه ترکیب بانک باتری	۱	۶۰۰۰
تابلو برق فشار متوسط	۱	۲۲۰۰۰
سیم کشی (براساس سطح مقطع و طول)	-	۴۰۰۰۰
اتصال به زمین	-	۱۰۰۰۰
سازه زمینی	۱	۶۵۰۰۰
سوله تجهیزات	۱	۲۵۰۰۰
سامانه پایش	۱	۱۲۰۰۰
هزینه نصب و راه اندازی	-	۲۰ درصد هزینه تجهیزات

جدول ۷. هزینه سرمایه ثابت سامانه

نوع سامانه	هزینه سرمایه ثابت (دلار)	هزینه سالانه بهره برداری و نگهداری (دلار)
سامانه فتوولتائیک متصل به شبکه	۲۷۰۰۰۰	۳۰۰۰۰
سامانه فتوولتائیک متصل به شبکه با باتری	۳۱۰۰۰۰	۴۵۰۰۰
سامانه فتوولتائیک متصل به شبکه با ژنراتور	۲۹۰۰۰۰	۵۰۰۰۰

نرخ افت عملکرد پنل های فتوولتائیک برابر با ۱ درصد در سال منظور گردید. در تعیین مشخصات اقتصادی خرید و فروش برق تجدید پذیر به شبکه در سال ۱۴۰۴، مطابق با اعلام شرکت توانیر نرخ خرید برق صنعتی ۹۹۸۲ ریال معادل ۰/۰۰۶۶۵۳ دلار و نرخ فروش تضمینی برق صنایع به شبکه مطابق با اعلام سازمان ساتبا برای نیروگاه های فتوولتائیک با ظرفیت ۱ تا ۱۰ مگاوات، برابر ۵۲۶۸۰ ریال

^۱ System Fixed Capital Cost

^۲ System Fixed Operations and Maintenance Cost

معادل ۰/۰۳۵۱۲ دلار به ازای هر کیلووات ساعت تعیین شد که پس از سال دهم، کاهش ۳۰ درصدی خواهد داشت. قیمت هر لیتر سوخت دیزل ۰/۰۱ دلار فرض شد. ضریب تعدیل (میزان رشد تورمی قیمت برق)، بر اساس روند دو دهه گذشته، برای بازه زمانی پروژه ۱۰ درصد در نظر گرفته شد (قدرتی و همکاران، ۱۴۰۳). ضریب انتشار معادل دی اکسید کربن برق شبکه به میزان ۵۷۴ گرم بر کیلووات ساعت و درصد محتوای کربن سوخت دیزل ۸۷/۲۲ درصد لحاظ شد (موسویان و همکاران، ۱۴۰۱).

۴-۳-۳. تعریف بار

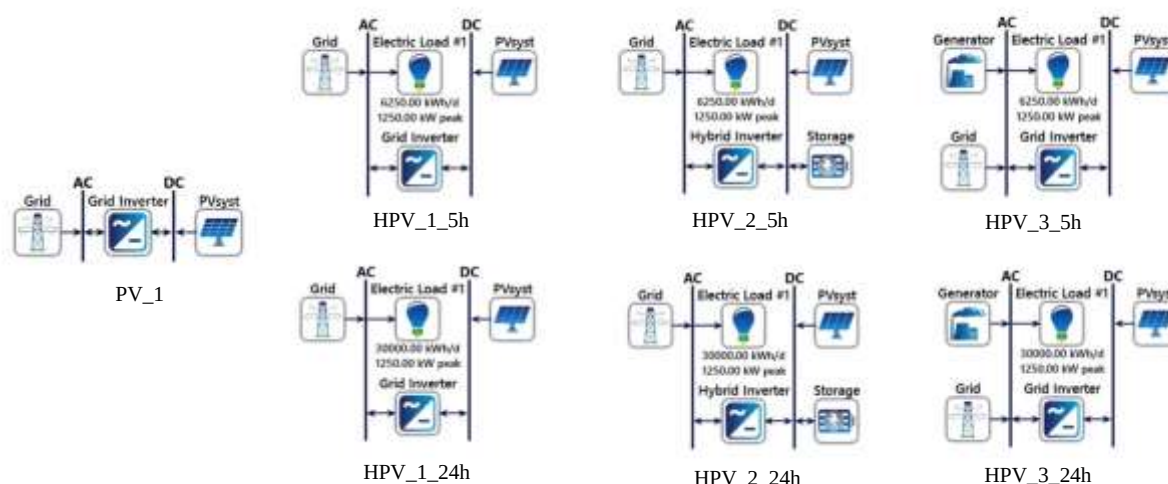
یکی از مفروضات بنیادین در این تحلیل، پیوستگی عملکرد ایستگاه پمپاژ زهکشی است. این فرض بر اساس داده‌های دریافتی و مصاحبه با کارشناس مسئول استوار است که تأیید می‌کند به دلیل شیوه نوبتی آبیاری مزارع نیشکر، پمپ‌ها در اکثر مواقع سال فعال بوده و دوره‌های توقف آن‌ها محدود و قابل اغماض است. بدین ترتیب، با در نظر گرفتن این شرایط عملیاتی، رویکردهای گوناگون با توان نامی ایستگاه برای ۵ ساعت اوج مصرف برق (۱۱ تا ۱۶) و ۲۴ ساعت شبانه روز در محیط نرم‌افزار HOMER تعریف گردید.

۴-۳-۴. شبیه‌سازی رویکردهای مختلف

دستیابی به یک طرح بهینه، مستلزم ارزیابی جامع پیکربندی‌های متعدد و انتخاب گزینه‌ای است که با معیارهای از پیش تعیین شده بیشترین تطابق را داشته باشد. در این راستا، تحلیل رویکرد به عنوان یک ابزار کلیدی به کار گرفته شد تا تأثیر متغیرهای اصلی، شامل تجهیزات و الگوهای مختلف بار مصرفی (تأمین تقاضا در ۵ ساعت اوج بار شبکه و پوشش کامل تقاضای شبانه‌روزی) و همچنین حالت تزریق کامل به شبکه مطابق با جدول ۸ و شکل ۵ مورد مطالعه قرار گیرد. مبنای تحلیل‌ها و نتیجه‌گیری نهایی پژوهش، داده‌های استخراج شده از شبیه‌سازی رویکردهای تعریف شده در نرم‌افزار می‌باشد.

جدول ۸. رویکردهای مورد بررسی در نرم‌افزار HOMER

۲۴ ساعت	۵ ساعت	شرح رویکرد
PV_1		۱- صرفاً تزریق به شبکه
HPV_1_24h	HPV_1_5h	۲- هیبریدی (فتوولتائیک + شبکه)
HPV_2_24h	HPV_2_5h	۳- هیبریدی (فتوولتائیک + شبکه + باتری)
HPV_3_24h	HPV_3_5h	۴- هیبریدی (فتوولتائیک + شبکه + ژنراتور)



۴-۳-۵. شاخص‌های مورد بررسی در نرم‌افزار HOMER

شاخص‌های مورد بررسی در شبیه‌سازی نرم‌افزار HOMER از روابط زیر محاسبه گردید (Al Afif et al., 2023; Alhejji et al., 2021; Omar, 2025; Riayatsyah et al., 2022; Vargas-Salgado et al., 2024; Zhang et al., 2023):

در سامانه‌های هیبریدی، نسبت تأمین انرژی تجدیدپذیر (REF) طبق رابطه ۲۳ با نسبتی از تولید انرژی از منابع تجدیدناپذیر (E_{nonren}) بر کل انرژی تأمین‌شده (E_{served}) تعیین شد.

$$REF = 1 - \frac{E_{nonren}}{E_{served}} \quad \text{رابطه ۲۳}$$

نرخ تنزیل واقعی (i) به منظور تبدیل هزینه‌های گسسته (مانند هزینه سرمایه‌گذاری اولیه) به جریان‌های نقدی سالانه معادل، در تحلیل‌های اقتصادی پروژه‌ها استفاده می‌گردد. بر اساس رابطه ۲۴ این نرخ با استفاده از نرخ نامی بهره بانکی (i') و نرخ تورم (f) مورد انتظار مشخص می‌گردد. بر طبق گزارش بانک جهانی، در ایران میانگین نرخ تورم سالانه در بازه زمانی سال‌های بین ۲۰۲۰ تا ۲۰۲۴ میلادی، ۴۵/۱۲ درصد و میانگین نرخ بهره بانکی نیز ۲۰/۴۷ درصد بوده است (Kazemi et al., 2024). علاوه بر این، به منظور تحلیل عملکرد در یک رویکرد اقتصادی متعادل، نرخ تورم و نرخ بهره بانکی به ترتیب برابر با ۱۵ درصد و ۱۸ درصد لحاظ گردید.

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad \text{رابطه ۲۴}$$

هزینه سالانه کل (TAC)^۳ طبق رابطه ۲۵ برابر با سرمایه‌گذاری اولیه سالانه ($C_{ann,total}$)، مجموع تمام هزینه‌های چرخه عمر یک سامانه شامل سرمایه‌گذاری اولیه ($C_{ann,captial}$)، مجموع هزینه‌های سالانه بهره‌برداری و نگهداری ($C_{O\&M}$) و هزینه جایگزینی قطعات (C_R) است که به صورت یک هزینه یکنواخت سالانه معادل بیان می‌شود.

$$TAC = C_{ann,total} = C_{ann,captial} + \sum_{i=1}^n C_{O\&M} + \sum_{i=1}^n C_R \quad \text{رابطه ۲۵}$$

ضریب بازگشت سرمایه (CRF)^۴ مطابق رابطه ۲۶ ارزش فعلی را به معادل جریان‌های نقدی سالانه در طول عمر ۲۵ ساله پروژه تبدیل می‌کند.

$$CRF = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad \text{رابطه ۲۶}$$

هزینه خالص فعلی (NPC)^۵ عبارت است از ارزش فعلی مجموع هزینه‌های پروژه در کل طول عمر آن که از طریق رابطه ۲۷ محاسبه می‌شود.

$$NPC = \frac{TAC}{CRF} = \frac{C_{ann,total}}{CRF} \quad \text{رابطه ۲۷}$$

هزینه تراز شده انرژی ($LCOE$)^۶ مطابق رابطه ۲۸ هزینه میانگین به ازای هر کیلووات‌ساعت انرژی الکتریکی مفید تولید شده توسط سامانه شامل انرژی تأمین شده برای بارهای جریان متناوب و مستقیم و انرژی فروخته شده به شبکه است.

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{AC} + E_{DC} + E_{grid,sales}} \quad \text{رابطه ۲۸}$$

نرخ بازده داخلی (IRR)^۷ براساس رابطه ۲۹ نرخ تنزیلی که هزینه فعلی یک سرمایه‌گذاری را با نتایج خالص مورد انتظار در طول دوره برابر می‌کند. i_1 نرخ تنزیل پایین‌تر، i_2 نرخ تنزیل بالاتر که هزینه خالص بر مبنای آن‌ها محاسبه می‌شوند.

۱ Renewable Energy Fraction

۲ Real Discount Rate

۳ Total Annualized Cost

۴ Capital Recovery Factor

۵ Net Present Cost

۶ Levelized Cost of Energy

۷ Internal Rate of Return

$$IRR = i_1 - \frac{NPC_1(i_2 - i_1)}{NPC_2 - NPC_1} \quad \text{رابطه ۲۹}$$

دوره بازگشت سرمایه ($T_{payback}$)، مطابق رابطه ۳۰ مدت زمان لازم برای تغییر جریان نقدی تجمعی حاصل از تفاوت بین سامانه فعلی و سامانه مبنا ($C_{base, annual}$)، از حالت منفی به مثبت است.

$$T_{payback} = \frac{C_{ann, captial}}{C_{base, annual} - C_{ann, total}} \quad \text{رابطه ۳۰}$$

نرخ بازده سرمایه‌گذاری (ROI)^۲ یک شاخص عملکرد است که برای ارزیابی کارایی یک سرمایه‌گذاری معین یا برای مقایسه چندین سرمایه‌گذاری مختلف استفاده می‌شود. این شاخص طبق رابطه ۳۱ از طریق نسبت سود حاصل از سرمایه‌گذاری (G_i) و هزینه سرمایه‌گذاری (C_i) به دست می‌آید.

$$ROI = \frac{G_i - C_i}{C_i} \quad \text{رابطه ۳۱}$$

مصرف سوخت ژنراتور دیزلی (F_D) در هر بازه زمانی با استفاده از رابطه ۳۲ در نرم‌افزار بررسی شده است که در آن a ضریب مصرف سوخت، T_G توان نامی ژنراتور، b ضریب شیب منحنی سوخت و P_G توان تولیدشده توسط دیزل ژنراتور در هر گام زمانی می‌باشند.

$$F_D = aT_G \times bP_G \quad \text{رابطه ۳۲}$$

در تحلیل محیط‌زیستی، انتشار آلاینده‌ها ماهیت پایدار محیط‌زیستی سامانه‌های انرژی تجدیدپذیر را نشان می‌دهد. این کار از طریق مقایسه شاخص انتشار تمام گازهای آلاینده بر اساس معادل دی‌اکسیدکربن^۳ با دیگر منابع انرژی صورت می‌گیرد. این میزان انتشار را می‌توان برحسب میزان انرژی تجدیدناپذیر جایگزین شده و ضریب انتشار (EF)^۴ به صورت رابطه ۳۳ تعریف کرد.

$$f_{E_{CO_2}} = E_{nonren} \times EF \quad \text{رابطه ۳۳}$$

۵. نتایج و بحث

به منظور ارزیابی جامع و دقیق سامانه پیشنهادی، فرآیند شبیه‌سازی با دو شیوه مجزا انجام شد. ابتدا، تولید انرژی بخش با استفاده از نرم‌افزار PVsyst شبیه‌سازی گردید تا برآورد دقیقی از پتانسیل و بازدهی بخش فتوولتائیک انجام شود. سپس با استفاده از نرم‌افزار Pro HOMER، پیکربندی مختلف مورد بررسی قرار گرفتند تا تحلیلی چندجانبه شامل ارزیابی‌های فنی، امکان‌سنجی اقتصادی و اثرات محیط‌زیستی ارائه گردد.

۵-۱. نتایج شبیه‌سازی در نرم‌افزار PVsyst

با بررسی شکل ۶، عملکرد تولید انرژی سامانه بر حسب ظرفیت نصب شده نشان می‌دهد که انرژی مفید تولیدی برابر با ۴/۵۰ (کیلووات‌ساعت بر کیلووات‌پیک)، تلفات آرایه برابر ۰/۸۹ (کیلووات‌ساعت بر کیلووات‌پیک) و تلفات مربوط به دیگر اجزا سامانه برابر ۰/۲۱ (کیلووات‌ساعت بر کیلووات‌پیک) در روز است. روند ماهانه نمودار نیز نشان می‌دهد که در ماه‌های تابستان تولید انرژی در بالاترین مقدار است و با کوتاه شدن طول روز و کاهش تابش در پاییز و زمستان، مقدار آن کاهش می‌یابد. در عین حال افزایش نسبی دما در فصول گرم و افزایش سهم تلفات در تولید انرژی، تأییدکننده‌ی تأثیر منفی دمای محیط بر عملکرد پنل‌ها است. پایین بودن نسبت تلفات اجزا سامانه به تلفات پنل‌ها حاکی از طراحی الکتریکی مناسب و راندمان بالای اینورترهای انتخابی است. نمودار نسبت عملکرد نشان می‌دهد که سالانه ۸۰/۵ درصد از انرژی مرجع سامانه به انرژی مفید تبدیل می‌شود. با وجود افت عملکرد در فصول گرم، نبود افت‌های شدید ماهانه حاکی از پایداری عملکرد سامانه، نبود خطاهای عمده بهره‌برداری و کیفیت مناسب اجزا بوده است.

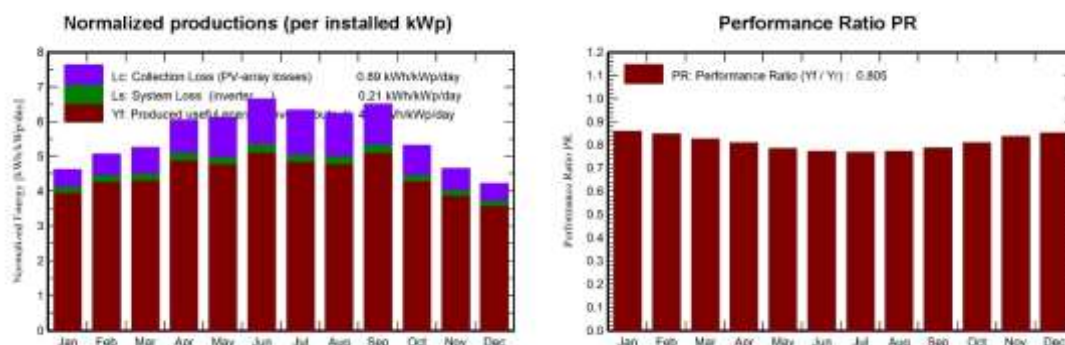
^۱ Payback Period

^۲ Return on Investment

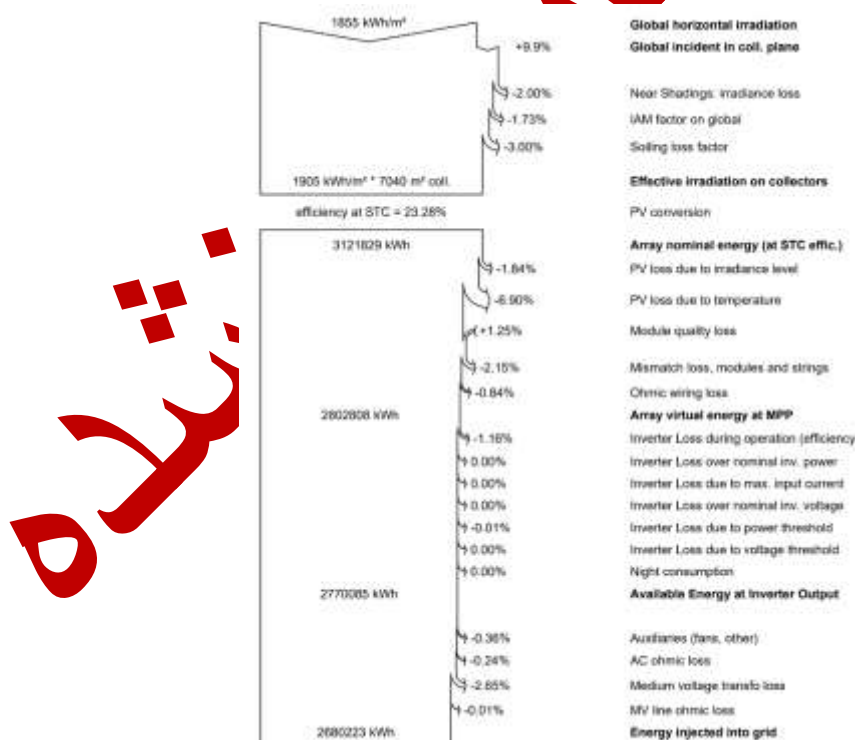
^۳ Carbon Dioxide Equivalent

^۴ Emission Factor

تحلیل نمودار تلفات و تولید سامانه فتوولتائیک در شکل ۷، با انتخاب زاویه نصب و آرایش مناسب پنل‌ها، تابش مؤثر نسبت به تابش بر روی سطح افق ۹/۹ درصد افزایش یافته است. بیشترین تلفات، مربوط به تلفات ناشی از نشست گرد و غبار به میزان ۳ درصد و تلفات ناشی از حرارت به میزان ۶/۹ درصد است. این موضوع اهمیت تاثیرات شرایط محیطی بر تولید انرژی سامانه فتوولتائیک را آشکار می‌کند. تلفات اهمی ناشی از سیم‌کشی به میزان ۱/۰۹ درصد و اینورتر به میزان ۱/۱۶ درصد، عملکرد مطلوب تجهیزات را نشان می‌دهد. در نهایت با در نظر گرفتن تمام عوامل مؤثر فنی و محیطی، به طور سالانه انرژی قابل دریافت از آرایه‌های فتوولتائیک برابر با ۲۸۰۲۸۰۸ کیلووات‌ساعت و انرژی قابل تزریق به شبکه برابر ۲۶۸۰۲۲۳ کیلووات‌ساعت خواهد بود.



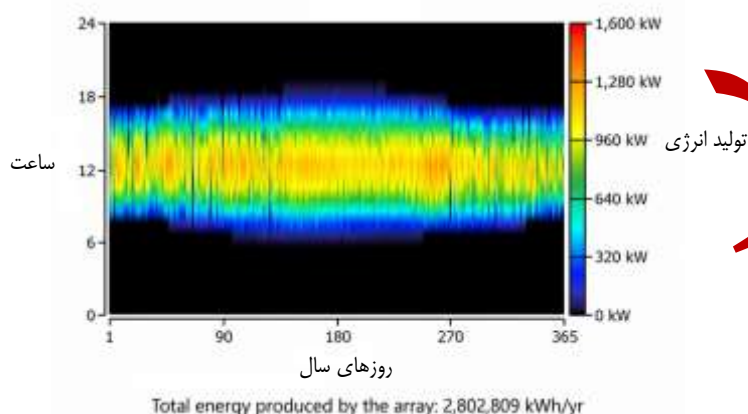
شکل ۶: نمودارهای نسبت عملکرد و تولید و تلفات ماهانه سامانه



شکل ۷: نمودار تولید، تلفات و تزریق برق سامانه

۵-۲. تعریف داده‌های نرم‌افزار PVsyst در HOMER

نظر به اینکه نرم افزار HOMER صرفاً قابلیت دریافت داده های توان تولیدی را به عنوان ورودی بخش فتوولتائیک دارا است، از تعریف مستقیم پنل فتوولتائیک در این نرم افزار صرف نظر شد. در عوض، داده های توان تولیدی آرایه های فتوولتائیک از PVsyst به صورت مستقیم به عنوان ورودی بخش فتوولتائیک در نرم افزار HOMER به کار گرفته شد تا تحلیل سامانه با استناد به نتایج دقیق شبیه سازی اولیه صورت پذیرد. نمودار توزیع توان تولیدی آرایه ها (شکل ۸) بر حسب ساعات روز در طول سال، بیانگر آن است که توان خروجی در ساعات اوج تولید، به مقدار توان نامی در نظر گرفته شده (۱۶۲۵ کیلووات پیک) و فراتر از توان نامی ایستگاه (۱۲۵۰ کیلووات پیک) می رسد. با توجه به عدم قابلیت نرم افزار HOMER در مدل سازی تفکیکی تلفات ناشی از ترانسفورماتور و سیم کشی، مقادیر مربوط به این تلفات از نمودار تلفات PVsyst استخراج گردید. سپس، به منظور لحاظ کردن اثر این تلفات در شبیه سازی نهایی، راندمان تعریف شده برای اینورتر در محیط HOMER به میزان مجموع تلفات محاسبه شده (۴/۴۳ درصد) کاسته شد تا برآورد دقیق تری از عملکرد واقعی سامانه حاصل شود.

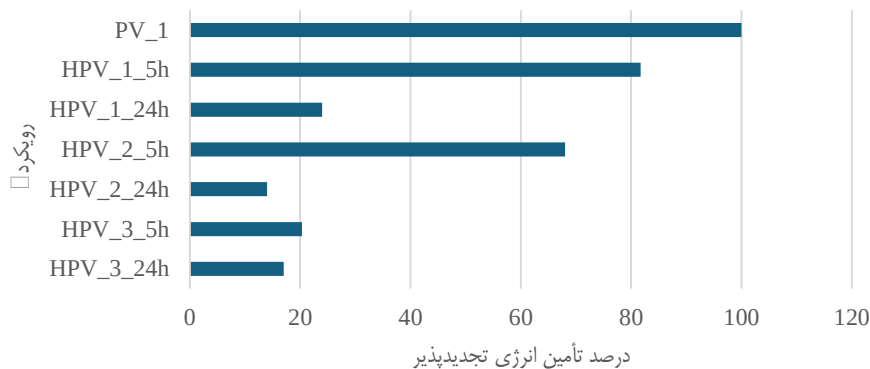


شکل ۸. داده های بارگذاری شده تولید انرژی آرایه ها

۵-۳. نتایج شبیه سازی در نرم افزار HOMER

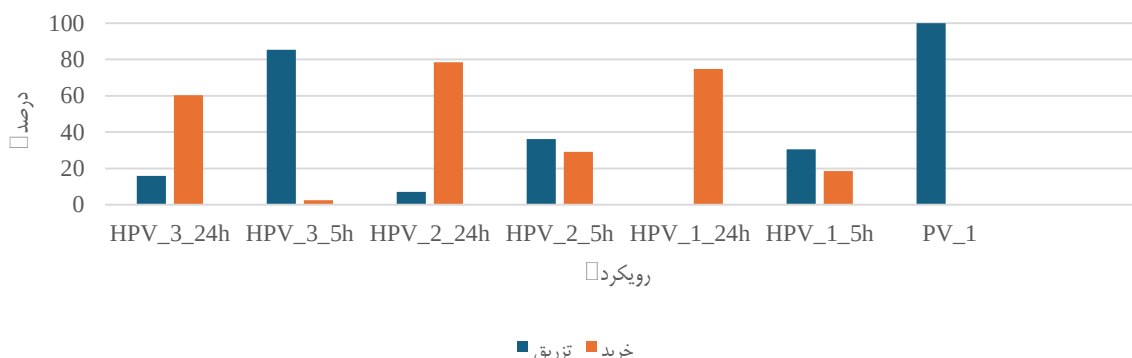
۵-۳-۱. تحلیل فنی

نتایج مربوط به درصد بهره برداری از انرژی تولیدی سامانه فتوولتائیک به صورت سالانه در شکل ۹ نشان داده شده است. که تطابق الگوی مصرف با ساعات تولید انرژی خورشیدی، عاملی کلیدی در تعیین درصد تأمین انرژی تجدیدپذیر است؛ به گونه ای که رویکردهای ۵ ساعته (HPV_1_5h ، HPV_2_5h و HPV_3_5h) به دلیل همزمانی با ساعات تابش خورشید، سهم میزان بهره برداری تجدیدپذیر بسیار بالاتری (به ترتیب ۸۱/۷ درصد، ۶۸ درصد و ۲۰/۳ درصد) نسبت به رویکردهای ۲۴ ساعته (۲۴ درصد، ۱۴ درصد، ۱۷ درصد) دارند، زیرا در بارهای ۲۴ ساعته، اتکای سامانه به شبکه سراسری و دیزل در ساعات عدم تولید به شدت افزایش می یابد. همچنین، حالت پایه (PV_1) به دلیل تزریق مطلق توان تولیدی به شبکه بدون تأمین بار محلی، سهم ۱۰۰ درصدی را ثبت کرده است. افت نسبی سهم انرژی تجدیدپذیر در رویکردهای مجهز به باتری در قیاس با سامانه های بدون باتری ناشی از الگوی بهینه سازی نرم افزار است؛ به طوری که خرید برق از شبکه را به افزایش ظرفیت گران قیمت پنل و باتری برای پوشش کامل بار ترجیح داده است. در رویکردهایی که سامانه به ژنراتور مجهز است، دلیل کاهش سهم منبع تجدیدپذیر در تأمین انرژی، نقش پشتیبانی ژنراتور در مدار و همچنین هزینه کمتر آن نسبت به سامانه فتوولتائیک و بانک باتری است؛ از این رو بیشتر انرژی تولیدی ژنراتور در محل ایستگاه مصرف شده و تأمین انرژی بار محلی از فتوولتائیک کاهش یافته است.



شکل ۹. نسبت تأمین انرژی تجدیدپذیر در رویکردها

در بررسی درصد میزان تزریق و خرید از شبکه سالانه رویکردها (شکل ۱۰) در صورت اولویت‌دهی به تزریق حداکثری برق به شبکه، رویکرد متصل به شبکه بدون بار مصرفی جانبی بهترین حالت خواهد بود. در رویکردهای تأمین بار ایستگاه، رفتار سامانه تابع الگوی مصرف می‌شود؛ به طوری که در رویکردهای ۲۴ ساعته با بار پایه روزانه ۳۰۰۰۰ کیلووات‌ساعت، سامانه به یک مصرف‌کننده تبدیل شده و در حالت فاقد بانک باتری و ژنراتور با خرید ۷۴/۷ درصد معادل ۸۳۰۸۳۹۶ کیلووات‌ساعت، در حالت دارای بانک باتری ۷۸/۴ درصد معادل ۱۰۲۰۲۹۰۹ کیلووات‌ساعت و در حالت دارای ژنراتور ۶۰/۳ درصد معادل ۷۹۴۳۲۲۶ کیلووات‌ساعت انرژی مورد نیاز، از شبکه دریافت می‌شود. میزان تزریق به شبکه در حالت‌های ۲۴ ساعته (HPV_1_24h، HPV_2_24h و HPV_3_24h) به ترتیب برابر صفر درصد، ۷/۸۶ درصد (۹۳۴۳۸۵ کیلووات‌ساعت) و ۱۵/۹ درصد (۲۰۶۳۶۵۴ کیلووات‌ساعت) می‌باشد. این نتایج نشان می‌دهد که ظرفیت تولید انرژی خورشیدی تکافوی این میزان از بار پیوسته را نمی‌دهد. در مقابل، رویکردهای ۵ ساعته با بار سبک‌تر ۶۲۵۰ کیلووات‌ساعت، تراز انرژی متعادل‌تری دارند و امکان تزریق مازاد تولید و وابستگی کمتر به خرید از شبکه را فراهم کرده‌اند. در این حالت، امکان قابلیت تزریق سالانه ۳۰/۵ درصد از برق سامانه فتوولتائیک برابر ۱۰۰۱۳۹۸ کیلووات‌ساعت به شبکه بدون استفاده از سامانه ذخیره انرژی و ژنراتور وجود دارد و ۱۸/۶ درصد از انرژی مورد نیاز برابر ۶۴۰۴۴۰ کیلووات‌ساعت از شبکه تأمین می‌شود. در استفاده از ذخیره انرژی در حالت ۵ ساعته، انرژی مازاد بیشتری به میزان ۳۶/۲ درصد برابر ۱۲۹۷۱۳۱ کیلووات‌ساعت به شبکه تزریق می‌شود اما نیاز به خرید را نیز به ۲۹/۱ درصد معادل ۱۱۴۸۹۸۳ کیلووات‌ساعت افزایش می‌دهد. این موضوع ناشی از متغیر بودن تولید انرژی سامانه فتوولتائیک در طول سال و نیاز به ذخیره‌سازی انرژی است. در رویکرد دارای ژنراتور، ۸۵/۳ درصد انرژی تولیدی معادل ۱۲۲۴۱۰۵۱ کیلووات‌ساعت سامانه تزریق و ۲/۴۲ درصد انرژی مورد نیاز معادل ۳۷۸۹۷۳ کیلووات‌ساعت از شبکه دریافت می‌شود. دلیل افزایش تزریق و کاهش خرید در صورت وجود ژنراتور، جایگزینی انرژی تولیدی آن با برق فتوولتائیک است؛ به گونه‌ای که در رویکرد ۵ ساعته، ژنراتور ۷۹/۷ درصد و در رویکرد ۲۴ ساعته، ۱۸/۴ درصد از انرژی مورد نیاز را تأمین کرده است. به طور کلی، با مقایسه میزان خرید و تزریق انرژی در رویکردهای مختلف، رویکرد ۵ ساعته مناسب‌تر می‌باشد.



شکل ۱۰. درصد میزان تزریق و خرید از شبکه در رویکردها

۵-۳-۲. تحلیل اقتصادی

ارزیابی اقتصادی رویکردهای هفت‌گانه طراحی شده در نرم‌افزار HOMER بر اساس شاخص‌های هزینه خالص فعلی (NPC)، هزینه تراز‌شده انرژی (LCOE)، نرخ بازده سرمایه (ROI)، نرخ بازده داخلی (IRR)، میزان ارزش فعلی^۱ و دوره بازگشت سرمایه براساس جدول ۹ انجام شده است. با توجه به منفی بودن جریان سرمایه در شرایط تورمی بالا و در نتیجه عدم امکان نمایش ضرایب اقتصادی در نرم‌افزار، رویکردی مبتنی بر شرایط اقتصادی متعادل به عنوان مبنای تحلیل انتخاب شد. رویکرد تزریق کامل با کمترین دوره بازده سرمایه برابر با ۴/۱۴ سال، بیشترین نرخ بازده داخلی معادل ۲۳/۴ درصد و بالاترین نرخ بازده سرمایه برابر ۱۷/۸ درصد، نشان می‌دهد که در این حالت سرمایه‌گذاری اولیه به میزان ۶۴۷۰۰۰ دلار با سرعت بیشتری بازیابی شده و سودآوری آن نسبت به سایر گزینه‌ها بیشتر است. مقدار هزینه خالص فعلی برابر با ۳۲۲۵۰۸ دلار و ارزش فعلی ۱۱۳۸۴۳۰ دلار بیانگر مناسب‌ترین گزینه سرمایه‌گذاری است. مقدار منفی هزینه تراز شده انرژی معادل منفی ۰/۰۰۷ دلار بر کیلووات‌ساعت بیانگر آن است که درآمدهای حاصل از فروش برق سامانه، از کل هزینه‌های چرخه عمر (سرمایه‌گذاری اولیه، تعمیر و نگهداری) فراتر رفته است. در نتیجه، این سامانه نه تنها هزینه تولید انرژی را پوشش می‌دهد، بلکه سودآور نیز هست. در میان رویکردهای هیبریدی، حالت سامانه فتوولتائیک و شبکه با بار مصرفی ۵ ساعته دومین گزینه برتر از نظر اقتصادی خواهد بود. در این حالت با افزایش هزینه تراز شده انرژی به ۰/۱۲ دلار بر کیلووات‌ساعت و هزینه خالص فعلی به حدود دو برابر رویکرد اول همراه است، اما همچنان با نرخ بازده داخلی ۱۰/۶ درصد، نرخ بازده سرمایه ۶/۸ درصد و دوره بازگشت سرمایه ۸/۲۳ سال، از نظر اقتصادی طرحی قابل قبول و توجیه‌پذیر ارزیابی می‌شود. در مقابل رویکرد مشابه آن به همراه سامانه ذخیره انرژی، افت شدیدی در عملکرد اقتصادی نشان می‌دهد. در این رویکرد، به دلیل افزایش هزینه سرمایه‌گذاری اولیه به ۱/۲ میلیون دلار، هزینه خالص فعلی به ۱/۳ میلیون دلار و هزینه تراز شده انرژی به ۰/۲۱ دلار بر کیلووات‌ساعت، نرخ بازده سرمایه ۱/۵ درصد و نرخ بازده داخلی ۲/۷ درصد خواهد بود. که در نهایت زمان بازگشت سرمایه را ۱۷/۵۸ سال موقوف کرده است. بنابراین، اگرچه این رویکرد از نظر فنی می‌تواند انرژی بیشتری را به شبکه تزریق نماید، اما از دیدگاه اقتصادی گزینه‌ای ضعیف‌تر محسوب می‌شود و تنها در صورت وجود محدودیت‌های فنی یا الزامات خاص بهره‌برداری می‌تواند قابل توجیه باشد. رویکرد دارای ژنراتور با بار ۵ ساعت و نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه ۹۲۷۰۰۰ دلار، بهترین نتایج اقتصادی را بعد از HPV_1_5h دارا می‌باشد و در آن دوره بازگشت سرمایه ۱۰/۲۷ سال، هزینه تراز شده انرژی معادل منفی ۰/۰۱۸ دلار بر کیلووات‌ساعت، ارزش فعلی برابر با ۴۷۴۹۶۶ دلار، نرخ بازده داخلی ۸/۱ درصد و بازده سرمایه‌گذاری ۵/۱ درصد می‌باشد. این شرایط ناشی از افزایش تزریق انرژی و درآمد کسب‌شده است.

تحلیل داده‌های مربوط به رویکردهای ۲۴ ساعته نشان دهنده چالش اقتصادی در تأمین بار به‌صورت پیوسته و شبانه‌روزی است. اگرچه در این رویکردها، هزینه تراز شده انرژی نزدیک به تعرفه نسبتاً پایین خرید برق از شبکه باقی می‌ماند اما تبدیل سامانه از عملکرد ۵ ساعته به ۲۴ ساعته، منجر به مصرف عمده انرژی تولیدی در ایستگاه و عدم تزریق به شبکه و سودآوری می‌شود. در رویکرد بدون بانک باتری،

1. Present Worth

مقدار NPC از مرز ۲/۲ میلیون دلار عبور کرده و شاخص‌های سودآوری به صفر میل می‌کنند، که دوره بازگشت سرمایه را به پایان عمر مفید پروژه (حدود ۲۵ سال) می‌کشاند. رویکرد همراه بانک باتری ضعیف‌ترین عملکرد اقتصادی را نشان می‌دهد. این رویکرد با ثبت بالاترین میزان NPC، فاقد توجیه سرمایه‌گذاری است، زیرا درآمدهای سامانه قادر به بازگرداندن سرمایه اولیه در طول عمر پروژه نیستند. در رویکرد دارای ژنراتور، با وجود هزینه خالص فعلی بالا، شاخص‌های اقتصادی به دلیل فروش برق بهبود یافت و مدت زمان بازگشت سرمایه ۱۶/۸۱ سال را خواهد داشت. از این رو وجود ژنراتور می‌تواند در شرایط بارهای پیوسته و طولانی مدت، شاخص‌های اقتصادی را بهبود ببخشد.

در مقایسه با پژوهش‌های مرتبط، Maleki et al (2025) هزینه تراز شده انرژی در رویکرد فتوولتائیک و باتری برابر ۰/۰۱۴۱ یورو بر کیلووات‌ساعت، فتوولتائیک و دیزل ژنراتور برابر ۰/۰۰۹۳۶ یورو بر کیلووات‌ساعت و در ترکیب فتوولتائیک، دیزل ژنراتور و باتری برابر ۰/۰۰۹۹۱۸ یورو بر کیلووات‌ساعت بوده است. در پژوهش Katongole et al (2023) در رویکرد هیبریدی برق شبکه و فتوولتائیک هزینه تراز شده انرژی ۰/۰۰۹۷۱ دلار بر کیلووات‌ساعت و نرخ بازده داخلی برابر ۱۰ درصد به دست آمده است. همچنین یافته این پژوهش درباره بهره‌برداری بهینه در ۶ ساعت از روز با پژوهش حاضر همخوانی دارد. یافته پژوهش Ozcanli & Dogan (2026) مبنی بر تاثیر میزان خودتأمینی و تزریق انرژی به شبکه بر توجیه‌پذیری اقتصادی با نتایج رویکردهای بررسی‌شده همخوانی دارد. بنابراین مقایسه نتایج این شبیه‌سازی با مطالعات قبلی، صحت نتایج را تأیید کرده و در برخی موارد برتری رویکردهای این تحقیق را نسبت به نتایج موجود نشان می‌دهد. با این حال، با توجه به مقیاس مگاواتی سامانه مورد بررسی، دوره بازگشت سرمایه، به‌ویژه در پیکربندی‌های هیبریدی، نسبت به مقادیر گزارش شده در مطالعات مشابه طولانی‌تر است.

جدول ۹. شاخص‌های اقتصادی رویکردها

رویکرد	NPC (دلار)	LCOE (دلار بر کیلووات‌ساعت)	ROI (%)	IRR (%)	ارزش فعلی	دوره بازگشت سرمایه (سال)
PV_1	۳۲۵۰۸	-۰/۰۰۷	۱۷/۸	۲۳/۴	۱۱۳۸۴۳۰	۴/۱۴
HPV_1_5h	۷۱۳۳۱۷	-۰/۰۱۲	۶/۸	۱۰/۶	۳۷۵۲۱۲	۸/۲۳
HPV_1_24h	۲۲۱۴۵۹۸	-۰/۰۱۱	۰/۰۷	۰/۱	۹۰۱۵۷	۲۴/۷۶
HPV_2_5h	۱۳۸۸۷۴۱	-۰/۰۲۱	۱/۵	۲/۷	۱۲۷۴۹	۱۷/۵۸
HPV_2_24h	۲۶۷۹۶۰۲	-۰/۰۱۲	-	-	۲۴۲۱۹۹	-
HPV_3_5h	۴۷۴۹۶۶	-۰/۰۰۱۸	۵/۱	۸/۱	۲۵۴۶۷۵	۱۰/۲۷
HPV_3_24h	۲۵۳۱۵۲۴	-۰/۰۱۱۲	۱/۲	۲/۲	۲۲۲۷۵	۱۶/۸۱

به منظور در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های موجود و ارزیابی عواملی که می‌توانند بر عملکرد اقتصادی پروژه تأثیرگذار باشند، تحلیل حساسیت شاخص‌های اقتصادی نرخ بازده داخلی و نرخ بازده سرمایه‌گذاری نسبت به تغییرات قیمت فروش برق تولیدی و نرخ تورم انجام شد. نتایج این تحلیل، میزان تأثیرپذیری شاخص‌های مذکور از تغییرات متغیرهای اقتصادی را نشان می‌دهد. روند تغییرات این دو شاخص در برابر تغییرات قیمت فروش برق و نرخ تورم در شکل‌های ۱۱ و ۱۲ ارائه شده است.

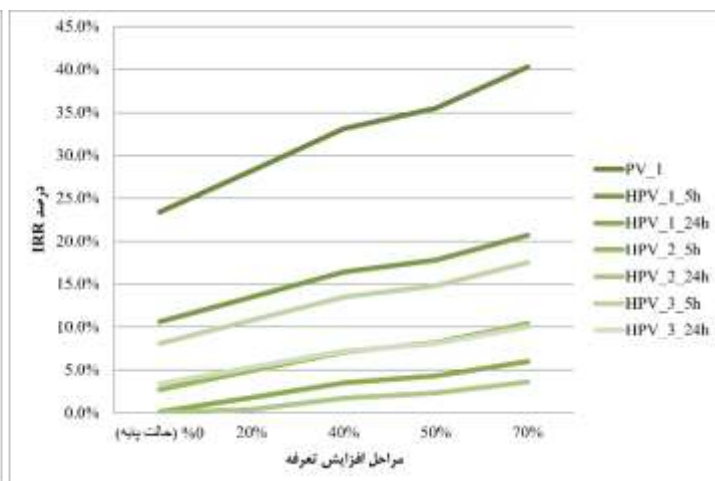
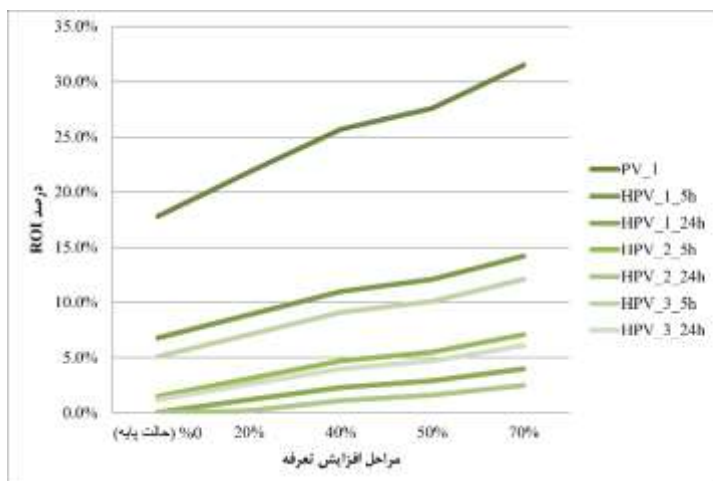
نتایج تحلیل حساسیت نشان می‌دهد که افزایش تعرفه فروش برق به شبکه از حالت پایه تا افزایش ۷۰ درصدی آن، تأثیر مستقیم و بالایی بر ارتقای شاخص‌های نرخ بازده داخلی و بازده سرمایه‌گذاری در تمامی رویکردها دارد. در این میان، رویکرد تزریق مستقیم به شبکه بالاترین میزان حساسیت‌پذیری را ثبت کرده است؛ به‌طوری‌که با افزایش ۷۰ درصدی تعرفه، نرخ IRR از ۲۳/۲۴ درصد به ۴۰/۳ درصد و ROI از ۱۷/۸ درصد به ۳۱/۵ درصد ارتقا می‌یابد. در میان پیکربندی‌های ترکیبی، سامانه‌های با کارکرد ۵ ساعت در روز به دلیل هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری پایین‌تر، واکنش بیشتری نسبت به مشوق‌های تعرفه‌ای نشان می‌دهند. برای نمونه، در رویکرد HPV_1_5h (فتوولتائیک و شبکه)، نرخ IRR از ۱۰/۶ درصد به ۲۰/۲۷ درصد و ROI از ۶/۸ درصد به ۱۴/۲ درصد می‌رسد. در مقابل، رویکردهای ۲۴ ساعته شامل باتری و ژنراتور مانند HPV_2_24h به دلیل سنگینی هزینه‌های استهلاک و سوخت، حتی با افزایش ۷۰ درصدی تعرفه تنها

به IRR معادل ۳/۶ درصد و ROI معادل ۲/۵ درصد دست می‌یابند که بیانگر اهمیت حمایت‌های اقتصادی برای گزینه‌های با کارکرد پیوسته است.

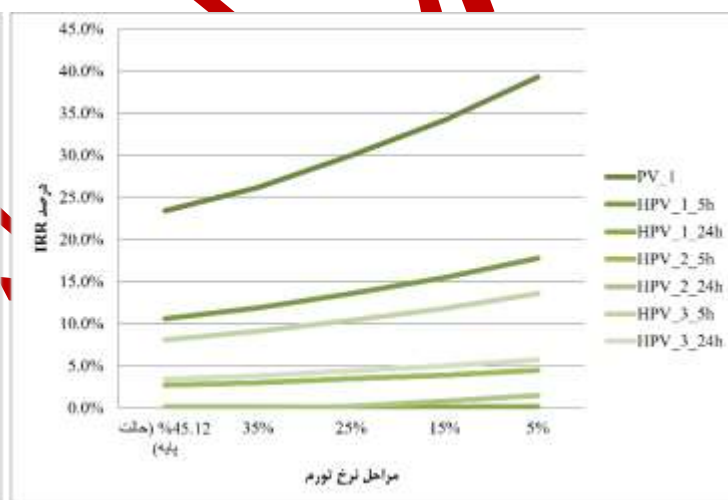
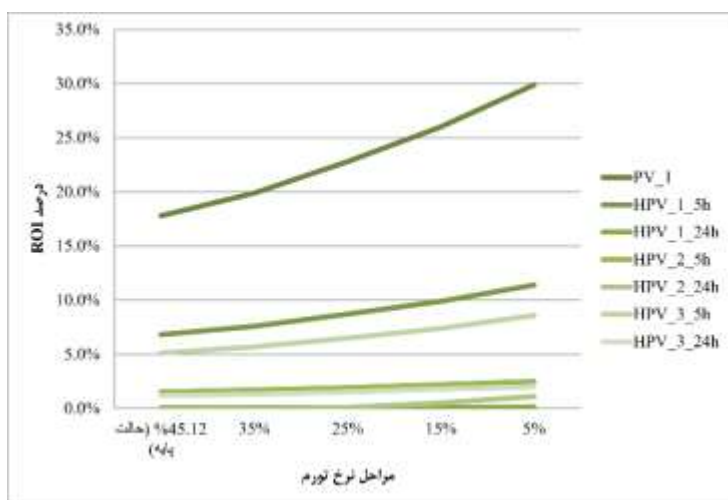
در حالت‌های کاهش نرخ تورم کلان از ۴۵/۱۲ درصد در حالت پایه تا کاهش به میزان ۵ درصد، بهبود قابل توجهی در شاخص‌های سودآوری ایجاد می‌کند. در رویکرد PV_1، کاهش تورم به ۵ درصد موجب جهش IRR به ۳۹/۳ درصد و ROI به ۲۹/۹ درصد می‌شود. اثر مهار تورم بر بهبود عملکرد رویکردهای ترکیبی ۵ ساعته مانند HPV_3_5h شامل فتوولتائیک، شبکه و ژنراتور با رشد IRR از ۸/۱ درصد به ۱۳/۶ درصد و ROI از ۵/۱ درصد به ۸/۶ درصد ملموس است. با این حال، مقایسه اثرگذاری دو مولفه، نشان می‌دهد که افزایش تعرفه فروش برق، اهرم قوی‌تری نسبت به کنترل تورم برای سودآوری پروژه‌ها محسوب می‌شود؛ زیرا در رویکرد پرهزینه HPV_2_24h، کاهش تورم تا ۵ درصد نتوانسته است IRR را به ۲ درصد برساند در حالی که افزایش تعرفه در این رویکرد IRR را در محدوده ۲/۶ درصد تا ۶/۱ درصد قرار داده است. این موضوع نشان می‌دهد کاهش نرخ تورم در تحلیل اقتصادی، به تنهایی قادر به جبران هزینه‌های بالای سرمایه‌گذاری و کارکرد مداوم ۲۴ ساعته نیست.

از سوی دیگر یافته‌های تحلیل حساسیت نشان می‌دهد که ساختار فنی سامانه و ساعات کارکرد روزانه (۵ ساعته در برابر ۲۴ ساعته)، متغیرهایی تعیین‌کننده در میزان حساسیت اقتصادی در برابر نوسانات بیرونی می‌باشند. این موضوع با یافته‌های تحلیل حساسیت در پژوهش Maleki et al (2025) و نقش تعیین‌کننده ساعت کارکرد در شاخص‌های اقتصادی همخوانی دارد. رویکردهای PV_1، HPV_1_5h و HPV_3_5h مطلوب‌ترین الگوهای سودآوری و بیشترین انعطاف‌پذیری را در برابر سیاست‌های حمایتی نشان می‌دهند و در هر دو حالت افزایش تعرفه و کاهش تورم، بازدهی بیشتری را ثبت می‌کنند. در مقابل، رویکردهای با بار ۲۴ ساعته، از حساسیت و تاثیرپذیری پایین‌تری برخوردار بوده و بدون اعطای یارانه اولیه‌ی تجهیزات یا تعریف نرخ‌های خرید تضمینی ویژه، از توجیه مالی کافی برخوردار نخواهند بود. از این‌رو، تدوین سیاست‌های انرژی باید با ارائه تعرفه‌های بلک‌اوتی برای کارکردهای متناوب و تخصیص کمک‌هزینه‌های تجهیزات ذخیره‌سازی برای کاربردهای طولانی‌مدت و شبانه‌روزی صورت گیرد.

نتیجه



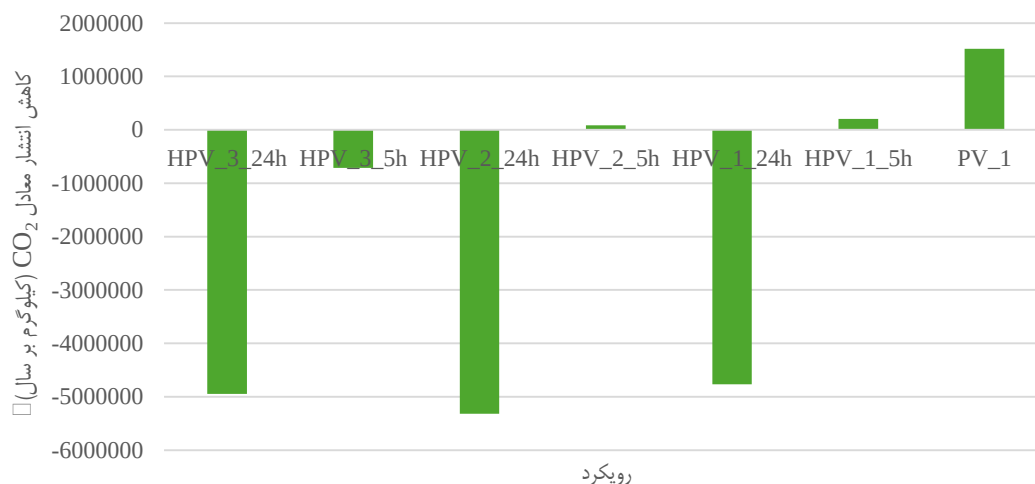
شکل ۱۱. حساسیت ROI و IRR نسبت به افزایش تعرفه فروش به شبکه



شکل ۱۲. حساسیت ROI و IRR نسبت به کاهش نرخ تورم

۵-۳-۳. تحلیل محیط زیستی

بررسی نمودار کاهش انتشار معادل دی اکسید کربن (شکل ۱۳) نشان می‌دهد که رویکرد صرفاً تزریق به شبکه بدون بار محلی، با تزریق مستقیم کل انرژی تولیدی و جایگزینی آن با برق حاصل از سوخت فسیلی، بهترین عملکرد محیط‌زیستی را با کاهش ۱/۵۱ میلیون کیلوگرم دی اکسید کربن در سال به ثبت رسانده است. در مقابل، در سامانه‌های هیبریدی فاقد و دارای باتری و بار ۵ ساعته، تطابق زمان مصرف با ساعات تولید انرژی خورشیدی باعث تراز مثبت شده و به ترتیب موجب کاهش انتشار ۲۰۷۱۹۰ و ۸۵۰۳۷ کیلوگرم دی اکسید کربن در سال شده است. در رویکردهای ۲۴ ساعته به دلیل اتکای شدید شبانه‌روزی به شبکه سراسری در زمان عدم تابش، منجر به افزایش آلاینده‌گی شده‌اند. مقایسه رویکردهای فاقد و دارای سامانه ذخیره انرژی نشان می‌دهد به دلیل تلفات ذاتی راندمان در چرخه شارژ و دشارژ، نیاز سامانه به دریافت انرژی جبرانی از شبکه را افزایش داده و در نهایت باعث افت بیشتر شاخص کاهش انتشار دی اکسید کربن در هر دو حالت ۵ و ۲۴ ساعته شده است. در استفاده از ژنراتور دیزلی در حالت‌های ۵ و ۲۴ ساعته به ترتیب ۵۹۹۴۳۳ لیتر و ۳۰۸۶۰۴۰ لیتر سوخت در طول عمر پروژه مصرف خواهد شد که این امر ضمن تشدید انتشار گازهای گلخانه‌ای و تبدیل سامانه به یک منبع تولید آلاینده، مزایای محیط‌زیستی حاصل از تزریق برق به شبکه را خنثی می‌کند.



شکل ۱۳. میزان کاهش انتشار معادل C02 در رویکردها

۴-۵. محدودیت‌های مطالعه

با وجود نتایج ارائه شده، تفسیر یافته‌های این پژوهش باید با در نظر گرفتن برخی محدودیت‌های مرتبط با مدل‌سازی فنی و ارزیابی اقتصادی انجام شود. از نظر فنی، نرم‌افزار HOMER امکان مدل‌سازی تفصیلی و مستقیم تمامی مشخصه‌های عملکردی و تلفات اجزای سامانه فتوولتائیک را با سطح جزئیات PVsyst فراهم نمی‌کند. از این رو، داده‌های تولید انرژی حاصل از شبیه‌سازی در PVsyst به HOMER منتقل شده و تلفات و مولفه‌های عملکردی در محیط HOMER به صورت معادل لحاظ شده‌اند. این رویکرد، اگرچه امکان انجام یکپارچه تحلیل‌های فنی و اقتصادی را فراهم می‌سازد، مستلزم ساده‌سازی بخشی از رفتار واقعی سامانه است. بنابراین، نتایج فنی به شرایط اقلیمی، الگوی بهره‌برداری، مولفه‌های فنی تجهیزات و فرضیات مدل‌سازی مورد استفاده وابسته بوده و تعمیم آن‌ها به سایر ایستگاه‌های پمپاژ یا دیگر مناطق جغرافیایی، مستلزم بازتنظیم داده‌های ورودی و مولفه‌های متناسب با شرایط محلی است.

از منظر اقتصادی، شرایط خاص اقتصادی و نرخ تورم بالا در شرایط واقعی بهره‌برداری، استفاده مستقیم از تمامی مولفه‌های اقتصادی در HOMER را با محدودیت مواجه می‌سازد. زیرا در چنین شرایطی جریان‌های نقدی و شاخص‌های اقتصادی از نظر تفسیر اقتصادی با ناپایداری یا عدم انطباق مواجه شدند. از این رو، ارزیابی اقتصادی بر مبنای تورم اقتصادی متعادل و مفروضات مشخص در خصوص هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری، قیمت فروش برق و سایر مولفه‌های مؤثر انجام شده است. بر این اساس، شاخص‌های اقتصادی ارائه شده باید در چارچوب مفروضات اقتصادی تعریف شده تفسیر شوند و در صورت تغییر قابل توجه شرایط اقتصادی، بازبینی و به‌روزرسانی ارزیابی اقتصادی ضروری خواهد بود.

۶. نتیجه‌گیری

تأمین انرژی ایستگاه پمپاژ زهکشی اصلی شرکت کشت و صنعت نیشکر دعبل خزاعی در قالب هفت رویکرد مختلف شامل زمان‌بندی‌های ۵ و ۲۴ ساعته و پیکربندی‌های مختلف (توزیع به شبکه، تأمین همزمان بار و شبکه، فاقد و دارای ذخیره‌ساز انرژی و ژنراتور دیزلی) از طریق سامانه فتوولتائیک مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد که انتخاب پیکربندی بهینه، تابعی از ملاحظات فنی، اقتصادی و محیط‌زیستی می‌باشد و نمی‌توان آن را صرفاً بر مبنای یک شاخص تعیین نمود. نتایج حاصل از ارزیابی رویکردها بیانگر آن است که در حالت امکان تزریق کامل انرژی تولیدی به شبکه، مناسب‌ترین گزینه از نظر اقتصادی و محیط‌زیستی، فروش برق تولیدی سامانه فتوولتائیک به شبکه سراسری و تأمین برق مصرفی ایستگاه از طریق شبکه است. زیرا پایین بودن تعرفه برق خریداری‌شده در مقایسه با ارزش اقتصادی برق فروخته شده، منجر به بیشینه شدن صرفه اقتصادی و بهبود شاخص‌های مالی طرح می‌شود ولی با توجه به اینکه اولویت اصلی پروژه،

تأمین مستقیم انرژی مورد نیاز ایستگاه می‌باشد، سامانه متصل به شبکه فاقد باتری برای پوشش بار بیشینه ۵ ساعته مناسب‌ترین گزینه می‌باشد. در این رویکرد، ۸۱/۴ درصد از انرژی مورد نیاز از طریق فتوولتائیک تأمین می‌شود و ۱۸/۶ درصد آن از شبکه خریداری می‌گردد. همچنین ارزیابی زیست‌محیطی این رویکرد، کاهش سالانه انتشار ۲۰۷۱۹۰ کیلوگرم دی‌اکسید کربن را نشان می‌دهد. از نظر اقتصادی، بازده سرمایه‌گذاری و نرخ بازده داخلی به ترتیب ۶/۸ و ۱۰/۶ درصد بوده است و دوره بازگشت سرمایه ۸/۲۳ سال بدست آمد.

بر اساس نتایج این پژوهش، در مطالعات آتی پیشنهاد می‌شود تأمین انرژی ایستگاه‌های پمپاژ در واحدهای کشت و صنعت نیشکر با تأکید بر بهره‌برداری از انرژی سامانه فتوولتائیک در ساعات اوج نیاز شبکه برق و استفاده هم‌زمان از شبکه برای جبران نوسانات تولید مورد بررسی قرار گیرد، زیرا توسعه سامانه با هدف تأمین کامل و شبانه‌روزی بار، لزوماً از نظر اقتصادی بهینه نیست. همچنین، ارزیابی امکان توسعه سامانه‌های فتوولتائیک در مقیاس کل واحد کشت و صنعت و تأمین هم‌زمان برق چندین ایستگاه پمپاژ از طریق یک زیرساخت انرژی تجدیدپذیر مشترک، همراه با به‌کارگیری راهکارهای مدیریتی هوشمند بار، می‌تواند زمینه افزایش خودتأمینی انرژی و کاهش هزینه‌های تأمین برق را فراهم سازد. افزون بر این، بررسی پیکربندی‌های هیبریدی مبتنی بر فتوولتائیک و زیست‌توده حاصل از پسماندهای نیشکر و مقایسه آن‌ها از منظر اقتصادی، قابلیت اطمینان و اثرات محیط‌زیستی، به‌ویژه بر مبنای ارزیابی چرخه عمر و ردپای کربن، از دیگر زمینه‌های قابل توصیه برای مطالعات بعدی است.

۶. نمادها

A	زاویه موقعیت لحظه‌ای خورشید (درجه)
a	ضریب مصرف سوخت (Litre/kWh)
b	ضریب شیب منحنی سوخت (Litre/kWh)
$C_{ann,captial}$	سرمایه‌گذاری اولیه (\$)
$C_{ann,total}$	سرمایه‌گذاری اولیه سالانه‌شده (\$)
$C_{base,annual}$	هزینه سالانه سامانه مینا بدون هزینه سامانه فتوولتائیک (\$)
C_i	هزینه سرمایه‌گذاری (\$)
$C_{O\&M}$	هزینه سالانه بهره‌برداری و نگهداری (\$)
C_R	هزینه جایگزینی قطعات (\$)
CRF	ضریب بازگشت سرمایه (سال/۱)
D_{shadow}	طول سایه در راستای شمال-جنوب (m)
D_{total}	فاصله بین ردیف پنل‌ها (m)
DOD_{max}	حداکثر عمق تخلیه شارژ (%)
E_{AC}	برق متناوب خروجی اینورتر (kWh)
$E_{BESS,nom}$	ظرفیت باتری (kWh)
E_{DC}	انرژی خروجی آرایه فتوولتائیک (kW)
E_{demand}	انرژی مورد نیاز روزانه (kWh)
EF	ضریب انتشار (g CO ₂ / kWh)
$E_{grid,sales}$	انرژی فروخته‌شده (kWh)
E_{nonren}	انرژی تولیدی از منابع تجدیدناپذیر (kWh)
E_{req}	انرژی خالص مورد نیاز (kWh)
E_{served}	کل انرژی تأمین‌شده (kWh)
f	نرخ تورم (%)
$f_{E_{Co2}}$	میزان انتشار معادل دی‌اکسید کربن (kg)
G_i	سود حاصل از سرمایه‌گذاری (\$)
G_o	میزان تابش کل (W/m ²)

i	نرخ تنزیل واقعی (%)
P	نرخ بهره بانکی (%)
ILR	نسبت بارگذاری اینورتر
IRR	نرخ بازده داخلی (%)
k_d	ضریب طراحی (%)
L	طول مؤثر پنل (m)
L_c	تلفات جذب (kWh/kWp)
$LCOE$	هزینه ترازشده انرژی (\$/kWh)
L_s	تلفات سامانه (kWh/kWp)
N	طول عمر پروژه (سال)
NPC	هزینه خالص فعلی (\$)
$P_{ac,peak}$	حداکثر توان خروجی اینورتر (kW)
$P_{avg,storage}$	توان متوسط انتقالی باتری (kW)
$P_{BESS,nom}$	توان نامی بانک باتری (kW)
$P_{dc,peak}$	حداکثر توان خروجی نامی آرایه‌ها (kW)
PF_{min}	ضریب تبدیل توان (%)
P_G	توان تولیدشده توسط دیزل ژنراتور (kW)
P_{nom}	توان نامی طراحی نیروگاه (kWp)
P_{pump}	توان نامی پمپ‌ها (kWp)
ROI	نرخ بازده سرمایه‌گذاری (%)
$P_{pv,rate}$	توان نامی آرایه فتوولتائیک (kWp)
PR	نسبت عملکرد (%)
S_{rated}	توان ظاهری (kVA)
S_r	نسبت انرژی تابش جذب‌شده پنل‌ها (W/m ²)
t_d	زمان کارکرد روزانه (h)
TAC	هزینه سالانه‌شده کل (\$)

T_G	توان نامی ژنراتور (kW)
$T_{payback}$	دوره بازگشت سرمایه (سال)
X	ارتفاع عمودی پنل به یک طول سایه بر روی سطح مینا (m)
Y_a	عملکرد آرایه فتوولتائیک (kWh/kWp)
Y_f	انرژی مفید تولیدی (kWh/kWp)
Y_r	عملکرد مرجع سامانه (kWh/m ²)
α	زاویه ارتفاع خورشید (درجه)

β	زاویه پهنه شیب پنل نسبت به سطح افق (درجه)
γ	زاویه انحراف از جنوب (درجه)
ΔH	ارتفاع نوک پنل از سطح مینا (m)
δ	زاویه میل خورشید (درجه)
$\eta_{discharge}$	راندمان تخلیه شارژ (%)
φ	عرض جغرافیایی (درجه)
ω	زاویه ساعتی خورشید (درجه)

منابع

- امانی پور، مریم؛ معتمدی، سحر و قلمی ورنامخواستی، ابراهیم. (۱۴۰۳). ارزیابی اقتصادی کاربرد انرژی خورشیدی در بخش کشاورزی استان خوزستان. *نشریه انرژی های تجدیدپذیر و نو*، ۱۱(۲)، ۲۸-۳۶. <https://doi.org/10.22034/jrenew.2024.192696>
- باصفا، رضا و الکایی، سعید. (۱۴۰۰). امکان سنجی و طراحی ایستگاه پمپاژ انرژی صفر خورشیدی (مطالعه موردی: شرکت آبفای جنوب غربی استان تهران). *اولین همایش ملی مدیریت کیفیت آب و سومین همایش ملی مدیریت مصرف آب، تهران، ایران*. <https://civilica.com/doc/1443096>
- حاج غنی، انیس؛ مرادعلی زاده، سعیده و رضایی، مهدی. (۱۴۰۳). امکان سنجی استفاده از نیروگاه های خورشیدی در ایران (فرصت ها و چالش ها). *مجله مهندسی بهداشت محیط*، ۱۱(۳)، ۳۴۷-۳۶۵. <http://dx.doi.org/10.61186/jehe.11.3.347>
- قدرتی، آرمین؛ بهمنیار، سامان؛ عروجی، سیاوش؛ زاهدی، رحیم و احمدی، ابوالفضل. (۱۴۰۳). مدل سازی نیروگاه خورشیدی ۱ مگاواتی در شهرستان چابهار با استفاده از نرم افزار RetScreen. *فصلنامه سیستم های انرژی پایدار*، ۳(۲)، ۱۳۹-۱۵۰. <https://doi.org/10.22059/ses.2024.376593.1068>
- مرادیان وفائی، سید مرتضی؛ سلطانی محمدی، امیر؛ ناصری؛ عبدعلی و وان اوئل، پیت. (۱۴۰۱). پیش بینی عملکرد نیشکر تحت مدیریت های مختلف مزرعه با استفاده از Aqua Crop (مطالعه موردی: کشت و صنعت سلمان فارسی). *نشریه آبیاری و زهکشی ایران*، ۱۶(۱)، ۳۹-۵۳. <https://dor.isc.ac/dor/20.1001.1.20087942.1401.16.1.4.1>
- موسویان، سید فرحان؛ حاجی نژاد، احمد؛ هاشمی زنوزی، سهیل و برزویی، داریوش. (۱۴۰۱). ارزیابی ردپای کربن در نیروگاه های بخار و سیکل ترکیبی و مقایسه آن با نیروگاه زغال سنگ سوز. *فصلنامه سیستم های انرژی پایدار*، ۱۱(۲)، ۹۷-۱۱۰. <https://doi.org/10.22059/ses.2022.90567>

REFERENCES

- Akhlaghi, M. M., Alavijeh, A. S., Hosseinalizadeh, R., Nasri, S., & Ghazinoory, S. (2025). Systematic failures in the development of photovoltaic systems: The case study of Iran's solar energy. *Energy Strategy Reviews*, 57, 101637. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101637>
- Al Afif, R., Ayyed, Y., & Maaitah, O. N. (2023). Feasibility and optimal sizing analysis of hybrid renewable energy systems: A case study of Al-Karak, Jordan. *Renewable Energy*, 204, 229-249. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.12.109>
- Alhejji, A., Kuriqi, A., Jurasz, J. & Abo-Elyousr, F.K. (2021). Energy harvesting and water saving in arid regions via solar PV accommodation in irrigation canals. *Energies*, 14(9), 2620. <https://doi.org/10.3390/en14092620>
- Al-Quraan, A., Al-Mahmodi, M., Alzaareer, K., El-Bayeh, C., & Eicker, U. (2022). Minimizing the utilized area of PV systems by generating the optimal inter-row spacing factor. *Sustainability*, 14(10), 6077. <https://doi.org/10.3390/su14106077>
- Asakereh, A., Deh Kiani, M., & Soleymani, M. (2023). Sustainability assessment of sugarcane and sugar beet production systems by energy and exergy approaches: A case study. *International Journal of Exergy*, 40, 74. <https://doi.org/10.1504/IJEX.2023.128529>
- Amanipoor, M., Motamedi, S., & Ghasemi Varnamkhasti, E. (2024). Economic evaluation of using solar energy in the agricultural sector of Khuzestan province. *Journal of Renewable and New Energy*, 11(2), 28-36. (In Persian). <https://doi.org/10.22034/jrenew.2024.192696>

- Bai, Y., Li, L., & Liu, C. (2024). General layout design of mountain PV plant based on array spacing planning. *Applied Mathematics and Nonlinear Sciences*, 9(1), 14. <https://doi.org/10.2478/amns.2023.2.00091>
- Bahloul, M., & Khadem, S. (2024). A refined method for optimising inverter loading ratio in utility-scale photovoltaic power plant. *Energy Reports*, 12, 5110–5115. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.10.055>
- Basafa, R., & Alkaee, S. (2021). Feasibility study and design of a solar zero-energy pumping station (Case study: Southwest Tehran Water and Wastewater Company). Paper presented at the *1st National Conference on Water Quality Management and 3rd National Conference on Water Consumption Management, Tehran, Iran*. (in Persian). <https://civilica.com/doc/1443096/>
- Bawa, A.R., Amponsah, W. & Quansah, D.A. (2025), Design, simulation, and economic analysis of a solar photovoltaic-powered pumping system for drip irrigation of a 1-ha bean farm in a tropical climate, *Journal of Engineering*, 2025(1), 1662260. <https://doi.org/10.1155/je/1662260>
- Bozorgmehri, S., Salimi, M., Azarm, D., Rahimi Takami, M., Khalaj, M., Haghparast Kasahani, A., Hosseinpour, M., & Golmohammad, M. (2024). Future prospects for solar energy production and storage in Iran. *Hydrogen, Fuel Cell & Energy Storage*, 11(4), 247–258. <https://doi.org/10.22104/hfe.2024.7012.1305>
- Carricondo-Antón, J. M., Jiménez-Bello, M. A., Juárez, J. M., Tomas, A. R., & González-Altozano, P. (2023). Optimization of an isolated photovoltaic water pumping system with technical–economic criteria in a water users association. *Irrigation Science*, 41(6), 817–834. <https://doi.org/10.1007/s00271-023-00859-6>
- Chontanawat, P., Muangthong, S., Mounprasert, C., & Tangwongkit, R. (2020). Solar energy drip irrigation system for sugarcane plantation. *Journal of Agricultural Science and Management*, 3(1), 64–72. <https://li02.tci-thaijo.org/index.php/JASM/article/view/62>
- García, K. S., & Duke, A. R. (2021). Study case: Cost-benefit of a photovoltaic system to reduce the consumption of the irrigation pumps in a Honduran sugar cane farm. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 812(1), 012015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/812/1/012015>
- Ghodrati, A., Bahmanyar, S., Orouji, S., Zahedi, R., & Ahmadi, A. (2024). Modeling of 1 MW solar power plant in Chabahar using RETScreen software. *Journal of Sustainable Energy Systems*, 3(2), 139–150. (In Persian). <https://doi.org/10.22059/ses.2024.376593.1068>
- Gorjian, S., Ebadi, H., Trommsdorff, M., Sharon, H., Demant, M., & Schindele, S. (2021). The advent of modern solar-powered electric agricultural machinery: A solution for sustainable farm operations. *Journal of Cleaner Production*, 292, 126030. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126030>
- Haaj-Ghani, A., Morad-Alizadeh, S., & Rezaei, M. (2024). Feasibility of using solar power plants in Iran (opportunities and challenges). *Journal of Environmental Health Engineering*, 11(3), 347–365. (In Persian). <https://doi.org/10.61186/jehe.11.3.347>
- Irandoostshahrestani, M., & Rousse, D. R. (2024). Status of photovoltaic water pumping systems in Iran: A comprehensive review. *Water Science & Technology*, 89(12), 3270–3308. <https://doi.org/10.2166/wst.2024.149>
- Irshad, A. S., Ahmadullah, A. B., Kamal, K., Haidari, N., Qanit, A., Osmani, J. A., & Elias, S. (2025). Optimization of coal sustainability via hybrid renewable integration: A PVsyst-HOMER synergistic framework for sustainable energy transitions. *Energy Conversion and Management: X*, 27, 101110. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101110>
- Kaab, A., Ghasemi-Mobtaker, H. and Sharifi, M. (2026). Photovoltaic integration for sustainable electricity in the agro-industrial sector: A techno-economic analysis. *Energy Conversion and Management: X*, 101773. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2026.101773>
- Karnib, A., Elbendary, N., Abouelhassan, W., & Dawoud, M. (2025). Sustainability assessment of solar-powered drip irrigation for sugarcane in Egypt: A water–energy–food–ecosystem nexus perspective. *World Water Policy*, 11(2): 393-409. <https://doi.org/10.1002/wwp2.12247>
- Katongole, I., Nuhu Shuaibu, A., Palanikumar, S., & Sendegaya, A. (2023). Performance analysis of a hybrid solar photovoltaic-grid water pumping system. *KIU Journal of Science, Engineering and Technology*, 2(1), 105–114. <https://doi.org/10.59568/KJSET-2023-2-1-13>
- Kazemi, M., Zahedi, R., Osman, E., & Knippenberg, E. W. (2024). *Iran economic monitor, Spring 2024: Sustaining growth amid rising geopolitical tensions—With a special focus: Recent poverty and inequality*

trends in Iran. Washington, DC: World Bank Group.
<https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/099051007102421530>

- Kivambe, M., Abdallah, A., Figgis, B., Abdelrahim, M., Elgaili, M., Pillai, D., & Aissa, B. (2025). Comprehensive assessment of performance and reliability of PERC, TOPCon and SHJ modules in desert climates. *Solar Energy*, 295, 113555. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2025.113555>
- Kriaa, K., Rasheed, R. H., Shaban, M., Singh, N. S. S., Hussein, S. A., Sadeq, A. M., Hajlaoui, K., & Ahmadpour, A. (2025). Techno-economic and environmental evaluation of the performance of a solar water pumping system in arid and desert climates. *Scientific Reports*, 15. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-25505-3>
- Maleki, A., Heydari, F., & Moghadam, A. J. (2025). Hybrid optimization method for optimal site selection and sizing of a hybrid photovoltaic water pumping/diesel/battery system. *Heliyon*, 11(1). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e40692>
- Masrur, H., Konneh, K. V., Ahmadi, M., Khan, K. R., Othman, M. L., & Senjyu, T. (2021). Assessing the techno-economic impact of derating factors on optimally tilted grid-tied photovoltaic systems. *Energies*, 14(4), 1044. <https://doi.org/10.3390/en14041044>
- Modi, R. U., & Singh, A. K. (2023). Energy requirements for sustainable sugarcane cultivation. In *Handbook of energy management in agriculture* (pp. 39–57). Springer Nature Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-19-7736-7_4-1
- Moradian Vafaei, S. M., Soltani Mohammadi, A., Naseri, A. A., & Van Oel, P. (2022). Predicting sugarcane yield under different farm management using Aqua Crop model (Case study: Salman Farsi Agro-industry). *Iranian Journal of Irrigation and Drainage*, 16(1), 39–53. (In Persian). <https://dor.isc.ac/dor/20.1001.1.20087942.1401.16.1.4.1>
- Mosavian, S. F., Hajinezhad, A., Hashemi Zonouzi, S., & Borzuei, D. (2022). Evaluation of carbon footprint in steam and combined cycle power plants and comparison with coal-fired power plants. *Journal of Sustainable Energy Systems*, 1(2), 97–110. (In Persian). <https://doi.org/10.22059/ses.2022.90567>
- Motahar, S. (2024). Harnessing renewable energy for sustainable employment: A comparative study with a focus on Iran. *Environmental Energy and Economic Research*, 8(4), S091. <https://doi.org/10.22097/eeer.2024.465355.1334>
- Namdarian, D., Boroomand-Nasab, S., Gorodei, A., Gaiser, T., Solymani, A., Naseri, A., & dos Santos Vianna, M. (2024). Determination of the optimum depth for subsurface dripping irrigation of sugarcane under crop residue management. *Agricultural Water Management*, 303, 109026. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2024.109026>
- Nguyen, T. B., & Van, P. H. (2021). Design, simulation and economic analysis of a rooftop solar PV system in Vietnam. *EAI Endorsed Transactions on the Energy Web*, 8(35). <https://doi.org/10.4108/eai.27-1-2021.168504>
- Nouri, S. Z., Nasrolahi, A., & Ahmadee, M. (2023). Comparison of virtual water amount and sugarcane consumption in water shortage conditions of Khuzestan region, Iran. *Water Harvesting Research*, 6(2), 203–212. <https://doi.org/10.22077/jwhr.2024.7185.1126>
- Omar, M. A. (2025). Techno-economic analysis of PV/diesel/battery hybrid system for rural community electrification: A case study in the Northern West Bank. *Energy*, 317, 134770. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.134770>
- Ozcanli, A. K., & Dogan, F. N. (2026). Techno-Economic Assessment of Grid-Connected and Off-Grid Solar Water Pumping for Sugar Beet Irrigation in Konya, Türkiye. *Sustainability*, 18(10), 4786. <https://doi.org/10.3390/su18104786>
- Pestana, L. S. L. (2021). Using photovoltaic panels with pumped-hydro energy storage for the irrigation system of sugar cane plantation at district of Magde-Mozambique. M.Sc. Thesis, Instituto Superior Técnico, Lisboa University, Portugal. <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/departamentos/deec/dissertacao/283828618790748>
- Phayom, W., & Bunsiri, W. (2024). Design and Development of Solar-Powered Irrigation System for Sugarcane Cultivation. *Academic Journal Uttaradit Rajabhat University*, 19(1), 72–83.

<https://ph01.tci-thaijo.org/index.php/uruj/article/view/252878>

- Raji, L., Razak, A. A., & Sharol, A. F. (2025). Comparative assessment of PV simulation tools for a megawatt-scale rooftop solar photovoltaic system in tropical climate. *Next Energy*, 9 (100452), 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.nxener.2025.100452>
- Rana, M. M., Mo, H., Shafiullah, G. M., Qiao, L., & Dong, D. (2026). Optimal sizing of battery storage for cost-effective peak shaving in regional distribution networks. *Journal of Energy Storage*, 141, 119502. <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.119502>
- Riayatsyah, T., Geumpana, T., Fattah, I. R., Rizal, S., & Mahlia, T. I. (2022). Techno-economic analysis and optimisation of campus grid-connected hybrid renewable energy system using HOMER grid. *Sustainability*, 14(13), 7735. <https://doi.org/10.3390/su14137735>
- Sado, K. A., Hassan, L. H., & Sado, S. (2021). Photovoltaic panels tilt angle optimization. *E3S Web of Conferences*, 239, 00019. EDP Sciences. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123900019>
- Soshyo, S., Saulo, M., & Mukhongo, L. (2022). Optimized Hybrid Wind-Solar Energy System Structures for Irrigation Pump Load Sites in Kenya. *Journal of Engineering in Agriculture and the Environment*, 8(3), 14-14. <https://doi.org/10.37017/jeae-volume8-no3.2022-1>
- Soomar, A. M., Hakeem, A., Messaoudi, M., Musznicki, P., Iqbal, A., & Czapp, S. (2022). Solar photovoltaic energy optimization and challenges. *Frontiers in Energy Research*, 10, 879985. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.879985>
- Sunny, F. A., Islam, M. A., Karimanzira, T. T. P., Lan, J., Rahman, M. S., & Zuhui, H. (2023). Adoption impact of solar based irrigation facility by water-scarce northwestern areas farmers in Bangladesh: Evidence from panel data analysis. *Frontiers in Energy Research*, 10, 1101404. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1101404>
- Syed, I. M., Ullah, M., Ikram, A. A., & Aman, M. N. (2020). Selecting and sizing transformer and AC cable for PV system's safe and reliable operation. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 30(2), e12200. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12200>
- Tejero-Gómez, J. A., & Bayod-Rújula, Á. A. (2024). Sizing of battery energy storage systems for firming PV power including aging analysis. *Energies*, 17(6), 1485. <https://doi.org/10.3390/en17061485>
- Vargas-Salgado, C., Díaz-Bello, D., Alfonso-Solar, D., & Lara-Vargas, F. (2024). Validations of HOMER and SAM tools in predicting energy flows and economic analysis for renewable systems: Comparison to a real-world system result. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 69, 103896. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103896>
- Varshney, D., Mukherji, A., Sharma, K., Banerjee, A. & Sikka, A. (2026). Solar irrigation and just energy transitions in agriculture: Insights from evaluation of Gujarat's SKY program. *Energy Policy*, 210, 114999. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.114999>
- Yao, M., & Cai, X. (2021). Energy storage sizing optimization for large-scale PV power plant. *IEEE Access*, 9, 75599-75607. <https://doi.org/10.1109/access.2021.3081011>
- Zahedi, R., Sadeghitabar, E., & Ahmadi, A. (2023). Solar energy potential assessment for electricity generation in the southeastern coast of Iran. *Future Energy*, 2(1), 15-22. <https://doi.org/10.55670/fpll.fuen.2.1.3>
- Zhang, Y., Yan, S., Yin, W., Wu, C., Ye, J., Wu, Y., & Liu, L. (2023). HOMER-based multi-scenario collaborative planning for grid-connected PV-storage microgrids with electric vehicles. *Processes*, 11(8), 2408. <https://doi.org/10.3390/pr11082408>
- Zhou, D., Wang, Z., Xi, K., Zuo, C., & Jia, Y. (2025). Optimization Configuration Analysis of Wind-Solar-Storage System Based on HOMER. *Energy Engineering: Journal of the Association of Energy Engineers*, 122(5), 2119. <https://doi.org/10.32604/ee.2025.061712>