The University of Tehran Press

Journal of Sustainable Energy Systems

Online ISSN: 2980-8693

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

Determining the Optimal Capacity of Photovoltaic Units for Non-Governmental Industrial Customers Above one Megawatt, Considering Electricity Market Rules in Iran

Davood Sheikh Soleimani[1] | Elaheh Mashhour[2*]

1. Master of Science, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran. Email: d.sh.soleimani@gmail.com
2. Corresponding Author, Associate Professor, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran. Email: e.mashhour@scu.ac.ir

ARTICLE INFO

Article type:
Research Paper

Article History:
Received 28 July 2023
Revised 28 September 2023
Accepted 28 October 2023
Published Online 08 August 2024

Keywords:
Photovoltaic,
Bilateral Contract,
Article 16 of the Law on Supporting Knowledge-Based Production,
Industrial Customers,
Cost of Electricity Supply.

ABSTRACT

The overall objective of this paper is to determine the optimal capacity of photovoltaic (PV) units for industrial customers above one megawatt who are eligible under Article 16 of the Knowledge-Based Production Support Law to reduce their electricity supply costs. Considering the available options in the Iranian electricity market to meet the electricity demand of these customers, the paper presents an optimization model to determine the optimal PV unit capacity and the optimal share of power purchase through bilateral contract. The model has two main objectives: minimizing investment costs and minimizing electricity supply costs for industrial customers above one megawatt in the non-governmental sector. The proposed model is designed based on the existing tariff structure in Iran to calculate electricity bills for eligible industrial customers, which involve a combined tariff. The climatic conditions of Khuzestan Province are considered when calculating the amount of energy receivable from the PV unit. The optimization problem was solved using a genetic algorithm and was applied to an industrial customer with a contract demand of 2 MW under various scenarios. In all cases, the results demonstrate the effectiveness of the proposed model.

Cite this article: Sheikh Soleimani, D. & Mashhour, E. (2024). Determining the Optimal Capacity of Photovoltaic Units for Non-Governmental Industrial Customers Above one Megawatt, Considering Electricity Market Rules in Iran. *Journal of Sustainable Energy Systems*, 3 (1), 53-71. DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2024.378041.1075

© Davood Sheikh Soleimani, Elaheh Mashhour
Publisher: University of Tehran Press.
DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2024.378041.1075

1. Introduction

In accordance with Iranian electricity market regulations, from the beginning of 2023, these industries are required to supply 1% of their annual electricity demand through establishing renewable energy power plants, bilateral contracts with non-governmental renewable energy producers, or purchases from the green board of the energy exchange. This process must reach 5% by the end of the fifth year. This amount of energy consumption is known as the eligible sector, and the remaining electricity demand is known as the non-eligible sector. If the aforementioned industrial units do not utilize renewable energy, they will be subject to penalties and will be charged for their electricity consumption at renewable energy rates, which will result in increased electricity supply costs. Considering the available options in the Iranian electricity market to meet the electricity needs of these

customers (both eligible and non-eligible), this paper presents an optimization model for determining the optimal capacity of photovoltaic (PV) units and the optimal share of power purchase through bilateral contract.

2. Material and Method

The presented model has two main objectives: minimizing investment costs and minimizing electricity supply costs for industrial customers above one megawatt in the non-governmental sector. The proposed model is designed based on the existing tariff structure in Iran to calculate electricity bills for eligible industrial customers, which involve a combined tariff. The climatic conditions of Khuzestan Province are considered when calculating the amount of energy receivable from the PV unit. The optimization problem was solved using a genetic algorithm and was investigated for an industrial customer with a contract demand of 2 MW for two general cases: constant consumption and reduced consumption.

3. Results and Discussion

Based on the results obtained, in the case of constant consumption, all the electricity required for the non-eligible sector is supplied through bilateral contract. However, considering a reduction in consumption in some cases, it may be more justifiable to supply a part of the non-eligible sector's demand from the wholesale market. This is because, in bilateral contract, the customer must pay the consumption cost based on the contracted demand, regardless of the actual consumption. Therefore, if the reduction in consumption is significant, it becomes more justifiable to supply a portion of the energy required from the wholesale market, as the wholesale market costs based on actual consumption. Furthermore, under constant consumption conditions, the optimal capacity of the solar power plant is larger than in the case where there are changes in consumption (reduced consumption). This is because as consumption decreases, the eligible sector's share also decreases, and naturally, the optimal capacity of the power plant becomes smaller. However, if the reduction in consumption occurs during the summer when market prices (wholesale and renewable) are high, a further reduction in consumption will again increase the optimal capacity of the solar power plant to compensate for the increased cost of purchasing electricity for the eligible sector and investment costs by selling surplus renewable energy, and ultimately resulting in the lowest possible overall cost for the customer. Conversely, if the reduction in consumption occurs in autumn or winter when market prices (wholesale and renewable) are low, then since both the eligible and non-eligible shares decrease and market prices are also low, then due to the high investment costs, the optimal capacity tends towards smaller values to achieve the lowest possible overall cost.

4. conclusion

Based on the results obtained, if the load curve is constant, the best option for minimizing electricity supply costs is to supply the entire non-eligible share through the bilateral contract. However, considering load changes (which naturally occur for all customers), supplying the non-eligible share through a combination of the wholesale market and the bilateral contract is essential to minimize electricity supply costs. In this scenario, the optimal share of each is determined by solving an optimization problem. Additionally, due to the high cost of network renewable electricity, constructing a solar power plant is essential to reduce electricity supply costs. However, considering the investment costs of the solar power plant, its optimal capacity must be determined by solving an optimization problem to achieve overall cost minimization.

انتشارات دانشگاه تهران

فصلنامهٔ سیستم‌های انرژی پایدار

سایت نشریه: https://ses.ut.ac.ir

شاپا الکترونیکی: ۸۶۹۳-۲۹۸۰

تعیین ظرفیت بهینهٔ واحدهای فتوولتائیک برای مشترکین صنعتی غیر دولتی بالای یک مگاوات با در نظر گرفتن قواعد بازار برق ایران

داوود شیخ سلیمانی[۱] | الهه مشهور[۲*]

۱. کارشناسی ارشد، گروه برق، دانشکدهٔ مهندسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، ایران. رایانامه: d.sh.soleimani@gmail.com

۲. نویسندهٔ مسئول، دانشیار، گروه برق، دانشکدهٔ مهندسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، ایران. رایانامه: e.mashhour@scu.ac.ir

اطلاعات مقاله

نوع مقاله:
پژوهشی

تاریخ‌های مقاله:
تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۵/۰۶
تاریخ بازنگری: ۱۴۰۲/۰۷/۰۶
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۸/۰۶
تاریخ انتشار: ۱۴۰۳/۰۵/۱۸

کلیدواژه:
توولتائیک،
قرارداد دوجانبه،
ماده ۱۶ قانون جهش دانش بنیان،
مشترکین صنعتی،
هزینه تأمین برق.

چکیده

هدف کلی این مقاله، تعیین ظرفیت بهینهٔ واحدهای فتوولتائیک برای مشترکین صنعتی بالای یک مگاوات مشمول مادهٔ ۱۶ قانون حمایت از تولید دانش‌بنیان در راستای کاهش هزینه‌های تأمین برق این مشترکین است. با توجه به گزینه‌های موجود در بازار برق ایران جهت تأمین برق مورد نیاز این مشترکین، این مقاله نوعی مدل بهینه‌سازی برای تعیین ظرفیت بهینهٔ واحدهای فتوولتائیک و همچنین، تعیین سهم بهینهٔ خرید توان از طریق قرارداد دوجانبه ارائه می‌دهد که دارای دو هدف کلی کمینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و کمینه‌سازی هزینه‌های تأمین برق مشترکین صنعتی بالای یک مگاوات بخش غیر دولتی است. مدل پیشنهادی بر پایهٔ ساختار تعرفهٔ موجود در کشور ایران، برای محاسبهٔ قبض برق مشترکین صنعتی مشمول که یک تعرفهٔ ترکیبی است طراحی شده و شرایط اقلیمی استان خوزستان در محاسبهٔ میزان انرژی قابل دریافت از واحد فتوولتائیک در نظر گرفته شده است. مسئلهٔ بهینه‌سازی با استفاده از الگوریتم ژنتیک حل شده و برای یک مشترک صنعتی با دیماند قراردادی ۲ مگاوات تحت سناریوهای مختلف مورد بررسی قرار گرفته است. در همهٔ موارد، نتایج به‌دست‌آمده مؤثر بودن مدل پیشنهادی را نشان می‌دهد.

استناد: شیخ سلیمانی، داوود و مشهور، الهه. (۱۴۰۲). تعیین ظرفیت بهینهٔ واحدهای فتوولتائیک برای مشترکین صنعتی غیر دولتی بالای یک مگاوات با در نظر گرفتن قواعد بازار برق ایران. *فصلنامهٔ سیستم‌های انرژی پایدار*، ۳ (۱) ۵۳-۷۱. DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2024.378041.1075

© داوود شیخ سلیمانی، الهه مشهور

ناشر: مؤسسه انتشارات دانشگاه تهران.
DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2024.378041.1075

۱. مقدمه

در چند دههٔ اخیر، استفاده از منابع انرژی‌های تجدیدپذیر[1] به عنوان منابع پاک و پایدار[2] در همهٔ دنیا در حال افزایش است. یکی از منابع مهم تجدیدپذیر، سیستم‌های فتوولتائیک[3] هستند که از پتانسیل بالایی برای تمرکززدایی از سیستم تولید انرژی برخوردارند. اگرچه به دلیل تکنولوژی نسبتاً نوظهور پانل‌های خورشیدی، در چند دههٔ گذشته، هزینهٔ تمام‌شدهٔ آن‌ها به عنوان مانع اصلی در استفاده از سیستم‌های فتوولتائیک مطرح بود، اما امروزه با رشد تکنولوژی پانل‌های خورشیدی، هزینهٔ تمام‌شدهٔ این پانل‌ها کاهش زیادی یافته است، به طوری که در سال ۲۰۱۸، سطح تولید ماژول‌های فتوولتائیک در دنیا به ۱۱۳ گیگاوات رسیده است [۱]. این موضوع در کنار امکان نصب و توسعهٔ آسان و همچنین، هزینه‌های تعمیر و نگهداری پایین، آن‌ها را به منابع جذابی برای سرمایه‌گذاران تبدیل کرده است، به طوری که ظرفیت منصوبهٔ سیستم‌های فتوولتائیک در کل دنیا در سال ۲۰۱۸ برابر ۵۲۰ گیگاوات بوده [۱] و در سال ۲۰۲۲ به ۹۵۴ گیگاوات رسیده است [۲]. در کشور ایران نیز بر اساس گزارش‌های آماری شرکت ساتبا، ظرفیت نیروگاه‌های فتوولتائیک تا سال ۱۳۹۷ معادل ۲۶۳/۲۳ مگاوات بوده که ۱۰۴/۹۲ مگاوات آن در سال ۱۳۹۷ به بهره‌برداری رسیده است [۳]. همچنین در فروردین ۱۴۰۳، ظرفیت منصوبهٔ تولیدی سیستم‌های فتوولتائیک در کشور به ۴۸۷/۳۵ مگاوات رسیده است [۴].

در چند سال اخیر، ناترازی بین تولید و مصرف برق و همچنین، گاز طبیعی در ایران، به عنوان یک چالش اساسی در حوزهٔ انرژی رو به افزایش بوده است. در این راستا راه‌حل‌های متنوعی توسط سیاست‌گذاران و برنامه‌ریزان حوزهٔ انرژی مطرح شده است. تمرکز این راه‌حل‌ها در وزارت نیرو بر مدیریت سمت تقاضا و افزایش ظرفیت‌های تولیدی (اعم از تجدیدپذیر و واحدهای مبتنی بر سوخت فسیلی) بوده است. به منظور افزایش ظرفیت‌های تولیدی قوانین و آیین‌نامه‌های تشویقی و محرک مختلفی برای بخش‌های مختلف جامعه، از اشتراک‌های کوچک خانگی گرفته تا صنایع بزرگ وضع شده است. در بخش صنعتی، با وضع مقررات جدید برای محاسبهٔ قیمت برق، سعی شده با واقعی کردن قیمت‌ها، مشترکین صنعتی به سمت خرید برق از طریق قراردادهای دوجانبه یا بازار بورس سوق داده شوند تا هزینه‌های تأمین برق خود را کمینه کنند. بدیهی است انعقاد قراردادهای دوجانبه و همچنین، خرید از طریق بورس (که همراه با خرید گواهی ظرفیت است) گامی در جهت کمک به توسعهٔ تولید و کاهش ناترازی برق در سطح کلان است. علاوه بر آن، الزام به خرید/تأمین سهمی از انرژی مورد نیاز اشتراک‌های صنعتی بالای یک مگاوات از منابع تجدیدپذیر، گامی در جهت توسعهٔ واحدهای تجدیدپذیر از جمله سیستم‌های فتوولتائیک است که کاهش ناترازی در بخش برق و گاز را به همراه دارد.

نتیجهٔ مقررات جدید در راستای واقعی‌سازی قیمت برق صنایع بزرگ در نامهٔ شمارهٔ ۱۴۰۲/۱۹۷۰۶/۲۰۰ مورخ ۱۴۰۲/۳/۲۰ وزارت نیرو در خصوص ابلاغ رویه تعیین مابه‌التفاوت اجرای مقررات و محاسبهٔ صورت‌حساب مشترکین با قدرت بیش از یک مگاوات ارائه شده است [۵]. مطابق با این ابلاغیه، از ابتدای خرداد ۱۴۰۲، در صورتی که مشترکین با نیاز قراردادی بیش از یک مگاوات، سهم انرژی غیر مشمول خود را از تابلوی اول بورس و قرارداد دوجانبهٔ برق تأمین نکنند، شرکت‌های مالک شبکه (برق منطقه‌ای و توزیع نیروی برق) مجبور به محاسبهٔ صورت‌حساب این بخش با ضریب ۱/۲ برابر حداکثر قیمت پذیرفته‌شده در بازار عمده‌فروشی برق به عنوان جبران تأمین خواهند بود. علاوه بر این، هزینهٔ ترانزیت برق نیز مطابق با دیماند قراردادی از این مشترکین اخذ می‌شود.

همچنین در راستای توسعهٔ صنایع دانش‌بنیان مرتبط با انرژی‌های تجدیدپذیر و توسعهٔ بازار برای این صنایع و تولید برق پاک در محل مصرف، طبق مادهٔ ۱۶ قانون جهش تولید دانش‌بنیان، از ابتدای سال ۱۴۰۲، صنایع با مصرف برق بیش از ۱ مگاوات، موظف هستند معادل ۱ درصد از برق مورد نیاز سالانهٔ خود را از طریق احداث نیروگاه‌های تجدیدپذیر، انعقاد قرارداد دوجانبه با تولیدکنندگان غیر دولتی تجدیدپذیر و یا خرید از تابلوی سبز بورس انرژی تأمین کنند و این روند باید تا پایان سال پنجم به ۵ درصد برسد [۶]. این میزان انرژی مصرفی تحت عنوان بخش مشمول شناخته می‌شود و باقی انرژی برق مورد نیاز تحت عنوان بخش غیر مشمول

1. Renewable Energy Resources
2. Sustainable
3. Photovoltaic Systems

شناخته می‌شود. در صورت عدم استفاده از برق تجدیدپذیر توسط واحدهای صنعتی یادشده، این واحدها مشمول اعمال جریمه و اخذ هزینهٔ برق مصرفی با نرخ تجدیدپذیرخواهند شد که افزایش هزینه‌های تأمین برق را به دنبال دارد [۶].

در یک جمع‌بندی کلی از آنچه در خصوص اشتراک‌های صنعتی بالای ۱ مگاوات بیان شد، گزینه‌های مجاز جهت تأمین برق مورد نیاز این اشتراک‌ها در جدول ۱ به طور خلاصه نشان داده شده است.

جدول ۱. روش‌های تأمین انرژی مشترکین صنعتی بالای یک مگاوات در بازار برق ایران

بخش غیر مشمول	بازار عمده‌فروشی	قرارداد دوجانبه	تابلوی اول بورس
بخش مشمول	احداث واحدهای فتوولتائیک یا سایر واحدهای تجدیدپذیر	قرارداد دوجانبه با تولیدکنندگان تجدیدپذیر	تابلوی دوم بورس

همان‌طور که ملاحظه می‌شود، جهت تأمین بخش غیر مشمول، سه گزینهٔ بازار عمده‌فروشی، قرارداد دوجانبه و تابلوی اول بورس برق وجود دارد. در مقایسهٔ این سه گزینه باید گفت که خرید انرژی الکتریکی از بازار عمده‌فروشی با هزینهٔ بسیار زیادی همراه است. از طرفی تأمین برق از طریق بازار بورس و قرارداد دوجانبه، هر یک دارای مزایا و معایبی هستند که در ادامه به طور خلاصه بیان می‌شود. در قراردادهای دوجانبه، قیمت قرارداد با توافق طرفین یا از طریق مناقصه تعیین می‌شود و فقط محتوای فنی قرارداد به اطلاع شرکت مدیریت شبکه (به نمایندگی از شرکت توانیر) رسانده می‌شود. به بیان دیگر، محتوای مالی قرارداد برای طرفین، محرمانه است. اما در بورس برق، برندگان و قیمت قرارداد از طریق یک مکانیزم حراج دینامیکی باز تعیین می‌شوند. لذا یکی از ویژگی‌های مهم بورس در مقایسه با قرارداد دوجانبه، شفافیت قیمت‌ها و عدم نیاز به برگزاری مناقصه توسط خریدار است. اما با توجه به سازوکار بورس، مصرف‌کنندگان نیازمند اتخاذ استراتژی‌های رقابتی و تدوین استراتژی‌های پیشنهاددهی مناسب در بازار هستند [۷]. در ساده‌ترین حالت، برای خرید از بورس، وجود کارشناسان خبره که روزانه تابلوهای بورسی را بررسی کنند، ضروری است. از منظر قیمت‌ها باید گفت که قیمت‌های بورس برق عموماً کمتر از قیمت‌های بازار عمده‌فروشی هستند. اگرچه محتوای مالی قراردادهای دوجانبه محرمانه است، ولی انتظار می‌رود که قیمت این قراردادها پایین‌تر از قراردادهای بورس برق باشد. از منظر تسویهٔ معاملات، بازار بورس نیازمند پیش‌پرداخت است و تسویهٔ کامل آن ۷۲ ساعت پس از پایان دورهٔ تحویل انجام می‌شود. این در حالی است که قراردادهای دوجانبه در نحوهٔ پرداخت بابت انرژی دارای انعطاف هستند و زمان‌های پرداخت به صورت توافقی تعیین می‌شود، اگرچه به طور متداول، تسویهٔ مصرف هر ماه، تا ۲۰ روز پس از پایان آن ماه صورت می‌گیرد.

توجه به این نکته لازم است که چون بسته‌های بورسی و قراردادهای دوجانبه مقایر ثابتی هستند، ولی بار ذاتاً با نوساناتی همراه است، به طور طبیعی بخشی از انرژی مورد نیاز از طریق بازار عمده‌فروشی تأمین می‌شود. اگرچه شفافیت معاملات بورسی، محرک مناسبی برای خرید از بورس است، اما این موضوع مستلزم وجود کارشناسان متخصص برای رصد روزانهٔ تابلوهای بورسی برای ارائهٔ پیشنهادهای دینامیک در حراج باز دینامیکی بورس برق است. علاوه بر آن، ضرورت پیش‌پرداخت برای خرید برق، تسویهٔ کامل، سه روز پس از پایان دورهٔ تحویل و عدم قابلیت انعطاف در موعد تسویه نیز از محدودیت‌های خرید از بورس است. لذا به نظر می‌رسد که به عنوان اولین گام برای کاهش هزینه‌های برق مصرفی اشتراک‌های صنعتی بالای ۱ مگاوات، خرید بخشی از توان غیر مشمول مورد نیاز از طریق قراردادهای دوجانبه گزینهٔ مناسبی است [۷].

همچنین مطابق با جدول ۱، برای تأمین بخش مشمول، سه گزینهٔ احداث واحدهای تجدیدپذیر، انعقاد قرارداد دوجانبه با تولیدکنندگان غیر دولتی تجدیدپذیر و همچنین خرید از تابلوی دوم بورس وجود دارد. در این میان، احداث واحدهای فتوولتائیک یکی از گزینه‌های جذاب پیش روی صنایع متعلق به بخش خصوصی است، چرا که ضمن پوشش دادن بخش مشمول، امکان بهره‌مندی از فروش توان مازاد از طریق قوانین حمایتی مانند قرارداد خرید تضمینی برق با ساتبا نیز وجود دارد [۸].

بر این اساس، هدف کلی این مقاله، تعیین ظرفیت بهینهٔ خرید از طریق قرارداد دوجانبه در کنار تعیین ظرفیت بهینهٔ نیروگاه فتوولتائیک برای مشترکین صنعتی غیر دولتی مشمول مادهٔ ۱۶ قانون جهش تولید دانش‌بنیان با هدف کمینه‌سازی هزینه‌های تأمین برق و کمینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری است.

مطالعات مختلفی پیرامون تعیین ظرفیت بهینهٔ واحدهای فتوولتائیک انجام شده است که به دو دستهٔ کلی قابل تقسیم هستند.

دستهٔ اول، مقالاتی را شامل می‌شود که تعیین سایز بهینهٔ سیستم‌های ترکیبی انرژی را مورد توجه قرار داده‌اند و اغلب کارکرد منفصل از شبکه را در نظر گرفته‌اند. در [۹] تعیین سایز بهینهٔ یک سیستم ترکیبی مبتنی بر هیدروژن (شامل پانل‌های خورشیدی، الکترولایزر، پیل سوختی، تانک هیدروژن و بانک باتری) در حالت مجزا از شبکه با هدف کمینه‌سازی هزینهٔ ترازشدهٔ انرژی (LCOE[1]) مدل‌سازی و با استفاده از الگوریتم PSO[2] حل شده است. در [۱۰] یک روش ساده و سرراست برای طراحی یک سیستم ترکیبی انرژی (شامل شامل پانل‌های خورشیدی، باتری، الکترولایزر، تانک هیدروژن و پیل سوختی) برای یک ریزشبکه در مد جزیره‌ای ارائه شده است که اهداف آن حصول خودکفایی انرژی، پایداری ریزشبکه و کاهش هزینه‌های انرژی است. باتری به عنوان یک وسیلهٔ ذخیره‌ساز کوتاه‌مدت و هیدروژن به عنوان یک ذخیره‌ساز بلندمدت (برای پوشش دادن عدم تطابق تولید و مصرف در مقیاس فصلی) مورد استفاده قرار گرفته است. در [۱۱] مدلی برای تعیین ظرفیت بهینهٔ سیستم ترکیبی انرژی (شامل شامل پانل‌های خورشیدی، الکترولایزر، تانک هیدروژن، پیل سوختی و توربین‌های گازی) جهت استفاده در صنایع نفت و گاز در مد جزیره‌ای ارائه شده است که هدف آن، کمینه‌سازی هزینه‌های سالانهٔ سیستم، کمینه‌سازی احتمال از دست دادن تغذیه توان و کمینه‌سازی انتشار کربن است و با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی قانون فیک[3] حل شده است. در [۱۲] تعیین سایز بهینهٔ سیستم فتوولتائیک- باتری به منظور تأمین انرژی موتورخانهٔ کشتی با هدف کمینه‌سازی هزینهٔ چرخهٔ عمر[4] انجام شده است. در [۱۳] روشی مبتنی بر الگوریتم MOPSO[5] برای تعیین سایز بهینهٔ سیستم ترکیبی (شامل پانل‌های خورشیدی، ذخیره‌ساز و دیزل ژنراتور) در یک کشتی با هدف کمینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری، کمینه‌سازی هزینهٔ سوخت و کمینه‌سازی انتشار آلاینده‌ها ارائه شده و در آن تأثیر تاریخ، زمان محلی، منطقهٔ زمانی، طول و عرض جغرافیایی و مسیر ناوبری در محاسبهٔ انرژی تولیدی سیستم فتوولتائیک در نظر گرفته شده است. در این گروه از مقالات، در برخی موارد، اتصال به شبکهٔ عمومی نیز در نظر گرفته شده است. در [۱۴] بیشینه‌سازی ادغام انرژی‌های تجدیدپذیر در سیستم‌های ترکیبی انرژی (شامل پانل‌های فتوولتائیک، توربین‌های بادی، توربین‌های بیوگاز، فلایویل و باتری) در ساختارهای مختلف منفصل از شبکه و متصل به شبکه مورد بررسی قرار گرفته است. در این راستا، بهینه‌سازی با هدف کمینه‌سازی ارزش خالص فعلی هزینه‌ها، کمینه‌سازی هزینهٔ ترازشدهٔ انرژی و کمینه‌سازی انتشار CO2 ارائه و با استفاده از نرم‌افزار Homer[6] حل شده است. در مد متصل به شبکه، تبادل توان با شبکه در قیمت‌های ثابت در نظر گرفته شده است. در [۱۵] چارچوبی برای تعیین سایز بهینهٔ سیستم فتوولتائیک برای ایستگاه‌های شارژ خودروهای برقی محل کار با در نظر گرفتن تعادل بین خودمصرفی[7] و خودکفایی[8] ارائه شده که در آن عملکرد بهینهٔ خودروهای الکتریکی با طرح‌های شارژ هوشمند با هدف صاف کردن پروفیل بار خالص (با حداقل تبادل توان با شبکه) مورد ارزیابی قرار گرفته است.

دستهٔ دوم، مقالاتی هستند که تعیین سایز بهینهٔ سیستم‌های فتوولتائیک را برای ساختمان‌ها در مد متصل به شبکهٔ عمومی بررسی کرده‌اند. در [۱۶] سه مدل بهینه‌سازی دوهدفه جهت تعیین ظرفیت و مکان بهینهٔ سیستم‌های خورشیدی (شامل آرایه‌های مستقل و پیکربندی‌های یکپارچه در ساختمان) ارائه و توسط الگوریتم ژنتیک چندهدفه NSGA-II حل شده است. کمینه‌سازی کل سطح پانل‌ها (که متناظر با کمینه‌سازی هزینه‌های کل سیستم است) به عنوان تابع هدف مشترک در هر سه مسئلهٔ بهینه‌سازی در نظر گرفته شده است. سه تابع هدف دیگر در سه مسئلهٔ بهینه‌سازی به‌ترتیب شامل بیشینه‌سازی تطابق بین تولید و مصرف لحظه‌ای ساختمان، بیشینه‌سازی سهم نفوذ انرژی خورشید برای تأمین انرژی ساختمان و کمینه‌سازی شکاف بین کل انرژی تولیدشده توسط سیستم فتوولتائیک و کل انرژی تقاضاشدهٔ ساختمان است. به منظور بررسی کارایی عملی یک خانه انرژی صفر (ZEB[9]) متصل به

1. Levelized Cost of Energy
2. Particle Swarm Optimization
3. Fick's Law Optimization Algorithm
4. Life Cycle Cost
5. Multi-Objective Particle Swarm Optimization
6. Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
7. Self-Consumption
8. Self-Sufficiency
9. Zero Energy Building

شبکه در سال‌های عمر پروژه، مرجع [۱۷] یک روش طراحی مقاوم برای تعیین سایز منابع تجدیدپذیر شامل واحدهای PV، بادی و بیودیزل ارائه داده که در آن نامعینی‌های بار و ورودی‌های منابع تجدیدپذیر (نرخ تابش خورشید، میزان شدت و سرعت باد و...) را با استفاده از روش مونته کارلو در نظر گرفته است. مرجع [۱۸] یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با عدد صحیح (MINLP)[1] برای تعیین سایز بهینهٔ PV و باتری برای دستیابی به یک ZEB ارائه داده است. تابع هدف آن، کمینه‌سازی پرداخت سالیانه بابت نصب و تعمیر و نگهداری سیستم PV و باتری و همچنین هزینه‌های سالیانهٔ مربوط به تعامل توان با شبکه است. همچنین تأثیرات زیست‌محیطی مربوط به خرید برق از شبکه و همچنین ساخت پانل‌های خورشیدی و باتری در قیود مسئله در نظر گرفته شده است. در [۱۹] یک مدل بهینه‌سازی چندهدفه برای تعیین ظرفیت واحدهای تجدیدپذیر بادی و فتوولتائیک به همراه بانک باتری برای تحقق ZEB متصل به شبکه ارائه شده که اهداف آن، شامل کمینه‌سازی احتمال از دست رفتن تغذیه، کمینه‌سازی هزینهٔ سالیانه و کمینه‌سازی کل انرژی انتقال‌یافته به شبکه است و با الگوریتم ژنتیک چندهدفه NSGA-II حل شده است. در [۲۰] یک مدل بهینه‌سازی جهت تعیین سایز بهینهٔ یک سیستم ترکیبی شامل ماژول‌های PV، ذخیره‌ساز سرمایی و باتری برای ساختمان‌های تجاری در کشور چین ارائه شده است که هم‌زمان استراتژی بهینهٔ بهره‌برداری را نیز تعیین می‌کند. در [۲۱] یک مدل بهینه‌سازی برای تعیین سایز بهینهٔ سیستم بادی و PV برای دستیابی به یک اردوگاه با انرژی خالص صفر (NZEC[2]) که به شبکه متصل است با هدف کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری سالیانهٔ سیستم، کمینه‌سازی احتمال از دست رفتن تغذیه و کمینه‌سازی کل انتقال انرژی[3] ارائه شده و توسط الگوریتم ژنتیک چندهدفه NSGA-II حل شده است.

تا جایی که بررسی کرده‌ایم، در هیچ‌یک از مقالاتی که در آن‌ها تعیین ظرفیت بهینهٔ واحدهای PV در مد متصل به شبکهٔ عمومی انجام گرفته است، از منظر یک شرکت صنعتی، به موضوع پرداخته نشده است. این در حالی است که هزینه‌های تأمین برق، بخش مهمی از هزینه‌های مشترکین صنعتی را به خود اختصاص می‌دهد و به منظور امکان رقابت در بازار، کاهش هزینه‌های تأمین برق در صنایع موضوع بسیار مهمی است. بدیهی است هزینه‌های تأمین برق تابع مقررات حاکم بر بازار برق در هر کشور است. همان‌طور که گفته شد، مقررات جدیدی که در راستای واقعی‌سازی قیمت برق صنایع بزرگ در کشور ایران وضع شده است [۵] و مادهٔ ۱۶ قانون جهش تولید دانش‌بنیان [۶]، افزایش قابل ملاحظه هزینه‌های تأمین برق صنایع بالای یک مگاوات را به همراه دارد و اتخاذ روش‌های مناسب را برای کاهش این هزینه‌ها ضروری می‌سازد. با توجه به توضیحاتی که پیشتر ارائه شد، خرید ترکیبی از بازار عمده‌فروشی، قرارداد دوجانبه و همچنین، سرمایه‌گذاری در سیستم‌های فتوولتائیک گزینهٔ مناسبی برای کاهش هزینه‌های تأمین برق مشترکین صنعتی مشمول است. بر این اساس، مقالهٔ حاضر به دنبال تعیین ظرفیت بهینهٔ واحدهای فتوولتائیک و همچنین، تعیین سهم بهینهٔ خرید توان از طریق قرارداد دوجانبه (و در نتیجه، سهم بهینهٔ تأمین توان از طریق بازار عمده‌فروشی) با هدف کمینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و کمینه‌سازی هزینه‌های تأمین برق مشترکین صنعتی مشمول با در نظر گرفتن مقررات حاکم بر صنعت برق ایران است. به منظور تخمین انرژی تولیدی واحد فتوولتائیک، شرایط اقلیمی استان خوزستان در نظر گرفته می‌شود.

در راستای تأمین اهداف یادشده، نوآوری‌های مقاله به طور خلاصه عبارت‌اند از:

۱. در مدل پیشنهادی، هم‌زمان تأمین برق از طریق بازار عمده‌فروشی، قرارداد دوجانبه و واحدهای فتوولتائیک در نظر گرفته شده است تا کمترین هزینهٔ تأمین برق حاصل شود، در حالی که در هیچ‌یک از مقالات قبلی خرید از بازار دوجانبه مطرح نبوده است. نکتهٔ قابل توجه این است که به طور طبیعی، هزینهٔ انرژی در قراردادهای دوجانبه کمتر از بازار عمده‌فروشی است، ولی در قراردادهای دوجانبه، در صورتی که به هر دلیل مشترک برق خریداری شده را استفاده نکند، باید هزینهٔ آن را بپردازد در حالی که هزینهٔ انرژی در بازار عمده‌فروشی مطابق با مصرف واقعی محاسبه می‌شود. لذا تعیین سهم بهینهٔ قراردادهای دوجانبه (و در نتیجه، تعیین سهم بازار عمده‌فروشی) در تأمین انرژی موضوع بسیار مهمی است که در این مقاله به آن پرداخته شده است.

1. Mixed-Integer Nonlinear Programming
2. Net Zero Energy Campus
3. Total Energy Transfer

۲. برای مشترکین صنعتی مشمول، مصرف به دو بخش غیر مشمول و مشمول تقسیم می‌شود که سهم این دو بخش در سال‌های افق برنامه‌ریزی (تا ۵ سال) متغیر است. مدل پیشنهادی بر پایهٔ این تغییرات طراحی شده است.
۳. مدل پیشنهادی بر پایهٔ ساختار تعرفهٔ موجود در کشور ایران، برای محاسبهٔ قبض برق مشترکین صنعتی مشمول که یک تعرفهٔ ترکیبی است، طراحی شده است. مطابق با این ساختار، هزینهٔ انرژی بخش غیر مشمول توسط قرارداد دوجانبه و بازار عمده‌فروشی بر اساس ضوابط [۵] محاسبه می‌شود و در بخش مشمول، سهم برق تجدیدپذیر بر اساس [۶] مدل‌سازی و محاسبه می‌شود. علاوه بر آن، هزینهٔ ترانزیت نیز در محاسبهٔ هزینهٔ تأمین برق در نظر گرفته می‌شود [۵].
۴. در بخش غیر مشمول فقط خرید از بالادست (عمده‌فروشی یا دوجانبه) وجود دارد، ولی در بخش مشمول خرید و فروش برق تجدیدپذیر مطابق با ضوابط موجود در صنعت برق ایران برای بخش خصوصی مدل‌سازی شده است.
۵. از آنجا که استان خوزستان یک استان صنعتی است، به منظور امکان استفاده از نتایج این پژوهش توسط صنایع مشمول در این استان، شرایط اقلیمی استان خوزستان در محاسبهٔ میزان انرژی قابل دریافت از واحد فتوولتائیک در نظر گرفته شده است. به طور کلی، تا جایی که ما بررسی کرده‌ایم، این موضوع تا کنون برای صنایع استان خوزستان مورد مطالعه قرار نگرفته است.

ادامهٔ مقاله به صورت زیر سازمان‌دهی شده است. در بخش ۲، مدل پیشنهادی ارائه شده است. بخش ۳ نتایج عددی حاصل از مدل پیشنهادی را برای مشترک صنعتی تحت سناریوهای مختلف ارائه می‌دهد و در نهایت مقاله در بخش چهارم با نتیجه‌گیری خاتمه می‌یابد.

۲. فرمول‌بندی مسئله

هدف اصلی این مقاله، تعیین ظرفیت بهینهٔ سیستم فتوولتائیک و همچنین، تعیین سهم بهینهٔ خرید توان از طریق قرارداد دوجانبه برای مشترکین صنعتی غیر دولتی بالای یک مگاوات (به عنوان مشترکین مشمول مادهٔ ۱۶ قانون جهش تولید دانش‌بنیان) با هدف کمینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و کمینه‌سازی هزینه‌های تأمین برق است. از منظر هزینه‌های تأمین برق باید گفت که مطابق با قواعد بازار برق ایران، برای اشتراک‌های صنعتی بالای ۱ مگاوات، هزینهٔ برق شامل دو مؤلفهٔ هزینهٔ انرژی و هزینهٔ ترانزیت است. هزینهٔ ترانزیت توان در شبکهٔ بالادست بر اساس دیماند قراردادی مشترک و با قیمت‌های ثابت ماهیانه اعلام‌شده توسط وزارت نیرو محاسبه می‌شود. هزینه‌های انرژی برای این مشترکین شامل دو بخش مشمول و غیر مشمول است. بخش مشمول بخشی است که به منظور حمایت از توسعهٔ تولیدات تجدیدپذیر، مطابق با [۶] باید از منابع تجدیدپذیر تأمین شود. برای این منظور، در این مقالهٔ نصب سیستم فتوولتائیک مورد توجه قرار گرفته است. شایان یادآوری است طبق مادهٔ ۱۶ قانون جهش تولید دانش‌بنیان، از ابتدای سال ۱۴۰۲، سهم مشمول برای صنایع بالای ۱ مگاوات، ۱ درصد از کل نیاز سالیانه است و این سهم در یک روند ۵ ساله به ۵ درصد می‌رسد. به این‌ترتیب سهم مشمول (و در نتیجه، سهم غیر مشمول) طی ۵ سال تغییر می‌کند. در صورتی که بخش مشمول از طریق تولید محلی PV تأمین شود، هزینهٔ انرژی آن صفر است، اما هرگونه عدم توازن بین تولید PV و سهم مشمول مطابق با مقررات بازار برق ایران قیمت‌گذاری می‌شود. بخش غیر مشمول می‌تواند از طریق بازار عمده‌فروشی یا قرارداد دوجانبه تأمین شود. در خرید توان از بازار عمده‌فروشی، هزینهٔ ماهیانهٔ انرژی برای این مشترکین بر اساس ۱/۲ برابر بالاترین قیمت ساعتی بازار عمده‌فروشی در آن ماه محاسبه می‌شود. بر این اساس، تمایل زیادی به خرید توان از طریق قراردادهای دوجانبه (در قیمتی پایین‌تر از قیمت بازار عمده‌فروشی) وجود دارد، اما توجه به این نکته لازم است که در قراردادهای دوجانبه، صرف‌نظر از اینکه توان خریداری‌شده مصرف شود یا مصرف نشود، هرینه انرژی بابت مقدار قرارداد شده پرداخت می‌شود. این در حالی است که در بازار عمده‌فروشی، هزینهٔ انرژی بر اساس مصرف واقعی پرداخت می‌شود. با در نظر گرفتن موارد یادشده، مسئلهٔ بهینه‌سازی به‌صورت زیر فرمول‌بندی می‌شود:

۲. ۱. تابع هدف

مسئلهٔ بهینه‌سازی پیشنهادی دارای دو تابع هدف به صورت رابطهٔ ۱ است و جمع آن‌ها به عنوان تابع هدف کلی مسئله تعریف می‌شود:

$$Z = Min\ OF_1 + OF_2 \quad (۱)$$

الف) تابع هدف اول: کمینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری سیستم فتوولتائیک

$$OF_1 = P_{PV} \times INC_{PV} + \sum_{y=1}^{Y}(PMC_{PV}) \times \left(\frac{1+Infr}{1+Intr}\right)^{(y-1)} \quad (۲)$$

که در آن:

P_{PV}: ظرفیت نصب‌شده سیستم فتوولتائیک برحسب کیلووات است.

INC_{PV}: هزینهٔ احداث یک کیلووات سیستم فتوولتائیک با کلیهٔ متعلقات آن برحسب ریال بر کیلووات است.

PMC_{PV}: هزینهٔ تعمیر و نگهداری سیستم فتوولتائیک در سال اول بر حسب ریال است.

Y: تعداد سال‌های افق برنامه‌ریزی است.

$Infr$: نرخ تورم است.

$Intr$: نرخ بهره است.

ب) تابع هدف دوم: کمینه‌سازی هزینه‌های تأمین برق

$$OF_2 = \left(\sum_{y=1}^{Y} 8760 \times \rho b \times P_b + \sum_{y=1}^{Y}\sum_{m=1}^{12} \rho w_m \times Ew_{m,y} + \sum_{y=1}^{Y}\sum_{m=1}^{12} \left| ES_{m,y} - EPV_{m,y} \right| \right.$$
$$\left. \times \left((1-\propto) \times \rho re_m - \alpha \times \rho a\right) + \sum_{y=1}^{Y}\sum_{m=1}^{12} P_d \times \rho tr_m \times k_{tr(m)} \right) \times \left(\frac{1+Infr}{1+Intr}\right)^{(y-1)} \quad (۳)$$

$$\propto = \begin{cases} 0 \ if\ ES_{m,y} > EPV_{m,y} \\ 1 \ if\ ES_{m,y} < EPV_{m,y} \end{cases}$$

که در آن:

$OF_۲$: هزینهٔ تأمین برق مشترک صنعتی در افق برنامه‌ریزی برحسب ریال است.

ρb: قیمت قرارداد دوجانبه بر حسب ریال بر کیلووات ساعت است.

ρw_m: قیمت ماهیانهٔ خرید از بازار عمده‌فروشی برای بخش غیر مشمول مصرف مشترک در ماه mام بر حسب ریال بر کیلووات ساعت است که ۱/۲ برابر حداکثر قیمت بازار عمده‌فروشی در بازهٔ متناظر است.

شایان یادآوری است، قیمت قرارداد دوجانبه یک موضوع محرمانه بین دو طرف قرارداد است، لذا در این مقاله به عنوان یک مقدار معلوم (درصدی از قیمت بازار عمده‌فروشی تحت سناریوهای مختلف) فرض می‌شود، ولی توانی که توسط قرارداد دوجانبه تأمین می‌شود، با حل مسئلهٔ بهینه‌سازی تعیین می‌شود.

P_b: قدرت قرارداد دوجانبه بر حسب کیلووات است.

$Ew_{m,y}$: انرژی تأمین‌شده از طریق بازار عمده‌فروشی برای بخش غیر مشمول مصرف مشترک در ماه m سال yام است.

$ES_{m,y}$: میزان انرژی مشمول در ماه m سال yام است.

$EPV_{m,y}$: میزان انرژی تولیدی سیستم PV در ماه mام سال yام است.

ρre_m: قیمت خرید برق تجدیدپذیر از بازار در ماه mام بر حسب ریال بر کیلووات ساعت است.

ρa: قیمت خرید تضمینی مازاد برق تجدیدپذیر مشترک صنعتی بر حسب ریال بر کیلووات ساعت است.

P_d: دیماند قراردادی مشترک است.

ρtr_m: قیمت ترانزیت انرژی الکتریکی ماه m برحسب ریال بر کیلووات است.

$k_{tr(m)}$: ضریب تعدیل‌کنندهٔ هزینهٔ ترانزیت است. این ضریب مطابق بخشنامهٔ وزارت نیرو، برای ماه‌های ۳۱ روزه برابر $\frac{۳۱}{۳۰}$، برای اسفند برابر $\frac{۲۹}{۳۰}$ و برای سایر ماه‌ها برابر ۱ در نظر گرفته شده است.

در رابطهٔ ۳، جملات اول و دوم به‌ترتیب هزینهٔ متناظر با قرارداد دوجانبه و بازار عمده‌فروشی برای بخش غیر مشمول مصرف برق را نشان می‌دهد. جملهٔ سوم هزینه/درآمد متناظر با بخش مشمول را در نظر می‌گیرد. در هر بازهٔ زمانی، اگر انرژی تولیدی سیستم PV، از سهم انرژی مشمول کمتر باشد، میزان کمبود با قیمت خرید برق تجدیدپذیر از بازار تجدیدپذیر تأمین می‌شود. و اگر انرژی تولیدی سیستم PV، از سهم انرژی مشمول بیشتر باشد، انرژی مازاد با قیمت خرید تضمینی توسط اپراتور شبکه خریداری می‌شود [۶]. جملهٔ چهارم، هزینهٔ ترانزیت را محاسبه می‌کند. مطابق با قواعد بازار برق ایران، هزینهٔ ترانزیت متناسب با دیماند قراردادی محاسبه می‌شود.

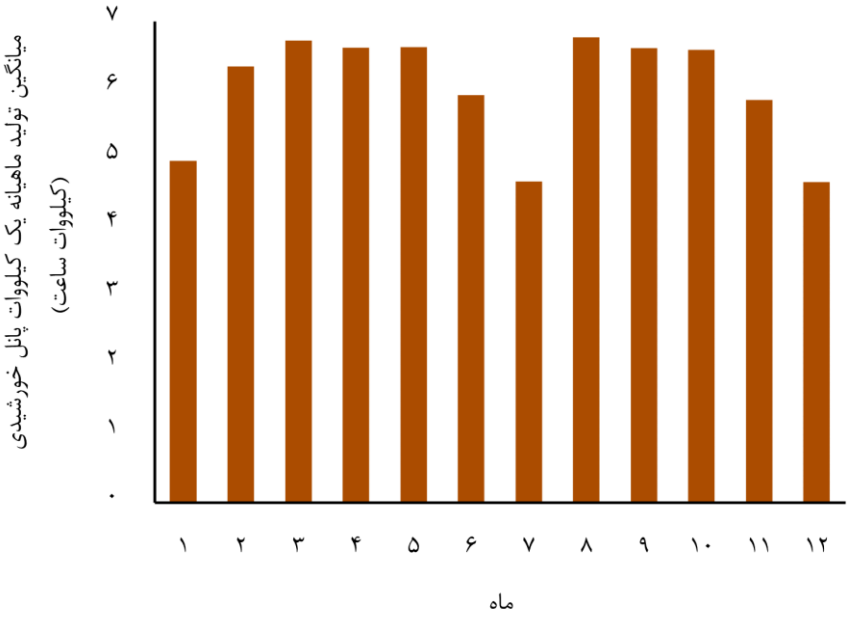
۲. ۲. قیود مسئله

قیود ۴ و ۵ تغییرات سهم بخش مشمول و غیر مشمول مصرف را در سال‌های افق برنامه‌ریزی مدل می‌کند.

$$(1-0/01y)\times\sum_{m=1}^{12}Etotal_{m,y}=8760\times P_b+\sum_{m=1}^{12}Ew_{m,y}+\sum_{m=1}^{12}ES_{m,y}\quad y=1:4 \tag{۴}$$

$$0/95\times\sum_{m=1}^{12}Etotal_{m,y}=8760\times P_b+\sum_{m=1}^{12}Ew_{m,y}+\sum_{m=1}^{12}ES_{m,y}\quad y\geq 5 \tag{۵}$$

محاسبهٔ انرژی تولیدی توسط سیستم فتوولتائیک نیازمند پیش‌بینی تابش خورشید، دمای محیط و سایر عوامل مؤثر بر عملکرد سیستم است. برای مطالعات کوتاه‌مدت، در نظر گرفتن نامعینی پارامترهای یادشده برای برنامه‌ریزی بهره‌برداری موضوع مهمی است. مسئلهٔ مورد نظر این مقاله، یک مسئله برنامه‌ریزی بلندمدت است و عوامل بلندمدت (از جمله تعداد روزهای ابری، نیمه‌ابری، آفتابی، دمای محیط و...) در میزان تولید سیستم تأثیرگذار هستند. به منظور در نظر گرفتن برآیند عوامل یادشده، اطلاعات تولید یک نیروگاه خورشیدی ۵۰۰ کیلوواتی واقع در استان خوزستان برای یک بازهٔ ۳ ساله در فواصل ۱۵ دقیقه‌ای مورد استفاده قرار گرفته است. پس از پیش‌پردازش و بررسی داده‌ها، میانگین تولید ماهیانه یک کیلووات پانل خورشیدی در استان خوزستان محاسبه شده و مبنای محاسبهٔ $EPV_{m,y}$ قرار گرفته است. جدول ۲ و شکل ۱ اطلاعات یادشده را نشان می‌دهند.



شکل ۱. نمودار مقایسه‌ای میانگین تولید ماهیانه یک کیلووات پانل خورشیدی در استان خوزستان (کیلووات ساعت)

$$EPV_{m,1} = k_m \times P_{PV} \quad (۶)$$

که در آن:

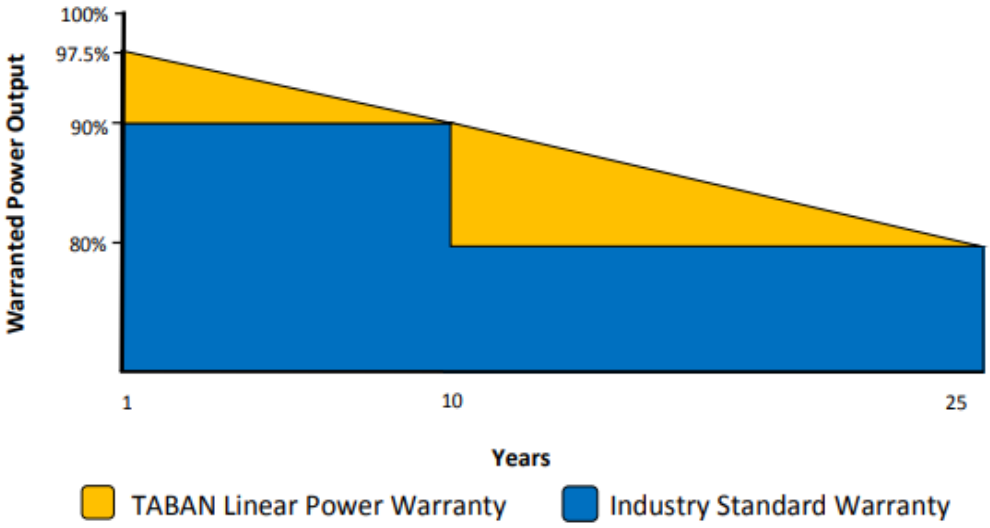
$EPV_{m,۱}$: انرژی تولیدی سیستم فتوولتائیک در ماه m سال اول است.

k_m: میانگین تولید ماهیانه یک کیلووات پانل خورشیدی در استان خوزستان در ماه m بر حسب کیلووات ساعت است که از جدول ۲ قابل استفاده است.

جدول ۲. میانگین تولید ماهیانه یک کیلووات پانل خورشیدی در استان خوزستان (کیلووات ساعت)

فروردین	اردیبهشت	خرداد	تیر	مرداد	شهریور	مهر	آبان	آذر	دی	بهمن	اسفند
۴/۹۶۴۲	۶/۳۴۰۳	۶/۷۱۹۶	۶/۶۱۶۲	۶/۶۲۳۱	۵/۹۲۳۸	۴/۶۷۶۵	۶/۷۶۹۹	۶/۶۱۱۲	۶/۵۸۹۲	۵/۸۵۸۵	۴/۶۶۴۲

بدیهی است که راندمان پانل‌ها در سال‌های بعد افت می‌کند و میزان تولید آن‌ها را تحت تأثیر قرار می‌دهد. سازندگان پانل‌های خورشیدی تغییرات راندمان پانل‌ها را در یک محدودهٔ مشخص طی زمان (مثلاً ۲۰ درصد افت راندمان طی ۲۵ سال) تضمین[1] می‌کنند. شکل ۲ تغییرات راندمان پانل‌های شرکت تابان را طی ۲۵ سال نشان می‌دهد بدون از دست دادن کلیت موضوع، مبنای محاسبات انرژی تولیدی سیستم فتوولتائیک در سال‌های عمر پروژه قرار می‌گیرد. همچنان که ملاحظه می‌شود در پایان سال اول، راندمان پانل‌ها ۲/۵ درصد افت می‌کند. از سال دوم تا پایان سال دهم، در هر سال افت راندمان حدود ۰/۸۳ درصد است. همچنین از سال یازدهم تا پایان سال ۲۵ام، هر سال راندمان به طور متوسط ۰/۶۷ درصد افت می‌کند.



شکل ۲. ضمانت افت راندمان پانل‌های شرکت تابان طی ۲۵ سال [۲۲]

با در نظر گرفتن تأثیر افت راندمان، انرژی تولیدی سیستم فتوولتائیک در سال‌های بعد توسط روابط ۷ تا ۱۰ محاسبه می‌شود.

$$EPV_{m,2} = 0/97 \times k_m \times P_{PV} \quad (۷)$$

$$EPV_{m,y} = 0/97 \times \left(0/9917^{y-2}\right) \times k_m \times P_{PV} \quad y = 3:10 \quad (۸)$$

$$EPV_{m,11} = 0/90 \times k_m \times P_{PV} \quad (۹)$$

$$EPV_{m,y} = 0/90 \times \left(0/9933^{y-11}\right) \times k_m \times P_{PV} \quad y = 12:25 \quad (۱۰)$$

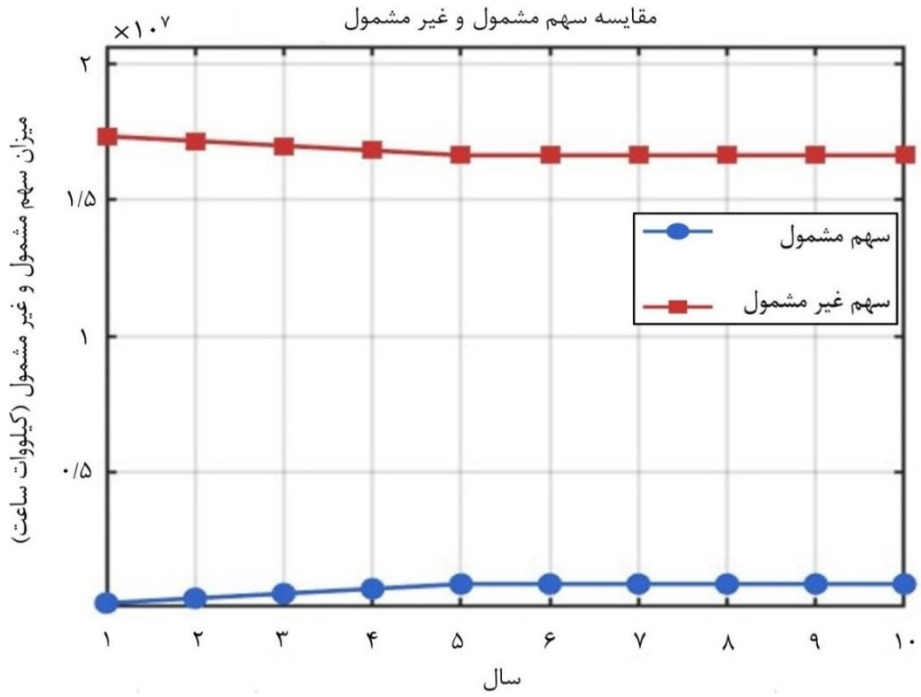
1. Warranty

۲. ۳. حل مسئلهٔ بهینه‌سازی

مدل پیشنهادی این مقاله یک مسئلهٔ بهینه‌سازی غیر خطی مقید است و با استفاده از الگوریتم ژنتیک حل شده است. متغیرهای تصمیم شامل ظرفیت سیستم PV و سهم قرارداد دوجانبه از تأمین توان بخش غیر مشمول است. حد پایین ظرفیت PV صفر و حد بالای آن طبق [۲۳]، برابر با یک مگاوات در نظر گرفته شده است. فرض شده است که ظرفیت سیستم PV مضربی از ۵ کیلووات است و لذا ظرفیت PV استخراج شده از هر کروموزوم، به نزدیک‌ترین عدد مضرب ۵ رُند می‌شود و تابع هدف اول بر اساس آن محاسبه می‌شود و انرژی تولیدی سیستم PV نیز تعیین می‌شود. حد پایین سهم قرارداد دوجانبه صفر و حد بالای آن ۱۰۰ درصد دیماند قراردادی مشترک است. با معلوم بودن انرژی مصرفی ماهیانهٔ مشترک، سهم انرژی مشمول و غیر مشمول قابل محاسبه است. با استخراج سهم قرارداد دوجانبه و در نتیجه سهم بازار عمده‌فروشی و همچنین، معلوم بودن انرژی تولیدی سیستم PV، تابع هدف دوم محاسبه می‌شود و قیود ۴ و ۵ چک می‌شوند. به ازای هر بار نقض قیود مسئله، به تابع هدف یک جریمه اختصاص داده می‌شود. درخور یادآوری است که مراحل اجرای حلقهٔ اصلی الگوریتم ژنتیک به طور مستقیم توسط جعبه‌ابزار ژنتیک در محیط نرم‌افزار متلب انجام شده و نرخ عملگرهای جهش و تقاطع با روش تنظیم و تست تعیین شده است. معیار خاتمهٔ الگوریتم نیز انجام تعداد معینی تکرار است که این تعداد پس از اجراهای متعدد روی سیستم مورد مطالعه و با روش تنظیم و تست تعیین شده است.

۳. نتایج عددی

به منظور ارزیابی مدل پیشنهادی، یک مشترک صنعتی با ظرفیت ۲ مگاوات مورد بررسی قرار گرفته و قیمت قرارداد دوجانبه، از ۵۰ درصد تا ۱۰۰ درصد حداکثر قیمت خرید از عمده‌فروشی در نظر گرفته شده است. به منظور امکان ارزیابی مدل، فرض شده منحنی مصرف این مشترک طی سال ثابت است و نتایج ارائه شده‌اند. سپس اثر تغییرات مصرف ناشی از عوامل مختلف (مانند خرابی تجهیزات، انجام تعمیرات دوره‌ای یا سایر عوامل) بررسی شده است. با فرض ثابت بودن مصرف و صرف‌نظر از رشد بار (فرض می‌شود که کارخانهٔ صنعتی به طور کامل تأسیس شده و توسعه‌های آتی وجود ندارد)، شکل ۳، تغییرات سهم مشمول و غیر مشمول را طی ۱۰ سال نشان می‌دهد.



شکل ۳. تغییرات سهم مشمول و غیر مشمول مشترک صنعتی مورد مطالعه، طی ۱۰ سال

قیمت‌های پایه در جدول ۳ ارائه شده است. هزینهٔ خرید و احداث هر کیلووات پانل خورشیدی به همراه کلیهٔ متعلقات ۲۷۰ میلیون ریال فرض شده است. هزینهٔ تعمیر و نگهداری سیستم PV برای سال اول برابر با ۵ درصد هزینهٔ احداث، در نظر گرفته شده است. نرخ تورم ۴۳/۳ درصد و نرخ بهرهٔ ۱۸ درصد فرض شده است. همچنین، فرض شده است که مشترک صنعتی، یک مشترک دولتی نیست و لذا امکان فروش مازاد برق تجدیدپذیر به شبکه را در قیمت‌های تضمینی دارد. قیمت تضمینی فروش برق تجدیدپذیر مازاد به شبکه، طبق [۲۳]، ۲۳ هزار ریال است.

۳. ۱. نتایج بهینه‌سازی با مصرف ثابت

بدون از دست دادن کلیت موضوع، فرض شده است که افق زمانی مطالعات ۱۰ سال است. نتایج بهینه‌سازی در جدول ۴ ارائه شده است.

جدول ۳. قیمت‌های پایه بر اساس اطلاعات بازار برق ایران

ماه	بازار عمده‌فروشی (ریال بر کیلووات ساعت)	تجدیدپذیر شبکه (ریال بر کیلووات ساعت)	ترانزیت (ریال بر کیلووات)
فروردین	۱۵۰۸/۳۳۸۸	۳۵۵۰۰	۲۶۱۱۴۴
اردیبهشت	۱۹۴۹/۹۱۲۴	۳۶۰۰۰	۳۰۶۵۷۶
خرداد	۲۴۳۸/۴۹۴۸	۳۷۰۰۰	۳۲۹۹۷۶
تیر	۲۲۷۶/۲۱۸۸	۳۷۰۰۰	۳۶۱۸۰۰
مرداد	۲۲۸۳/۸۶۵۲	۳۷۰۰۰	۳۷۳۰۶۸
شهریور	۲۰۹۳/۷۹۷۲	۳۷۰۰۰	۳۴۷۵۰۸
مهر	۲۰۴۴/۴۵۹۲	۳۴۵۰۰	۳۴۵۷۰۸
آبان	۱۸۰۵/۰۴۹۶	۳۳۰۰۰	۳۲۳۱۳۶
آذر	۱۸۴۲/۲۵۴۴	۳۲۰۰۰	۳۱۲۰۴۸
دی	۱۸۵۸/۵۰۲۴	۳۰۰۰۰	۲۸۱۷۰۰
بهمن	۱۷۳۴/۱۳۴۴	۳۰۰۰۰	۲۴۱۱۶۴
اسفند	۱۸۵۴/۸۰۴۰	۳۳۵۰۰	۲۷۴۵۳۶

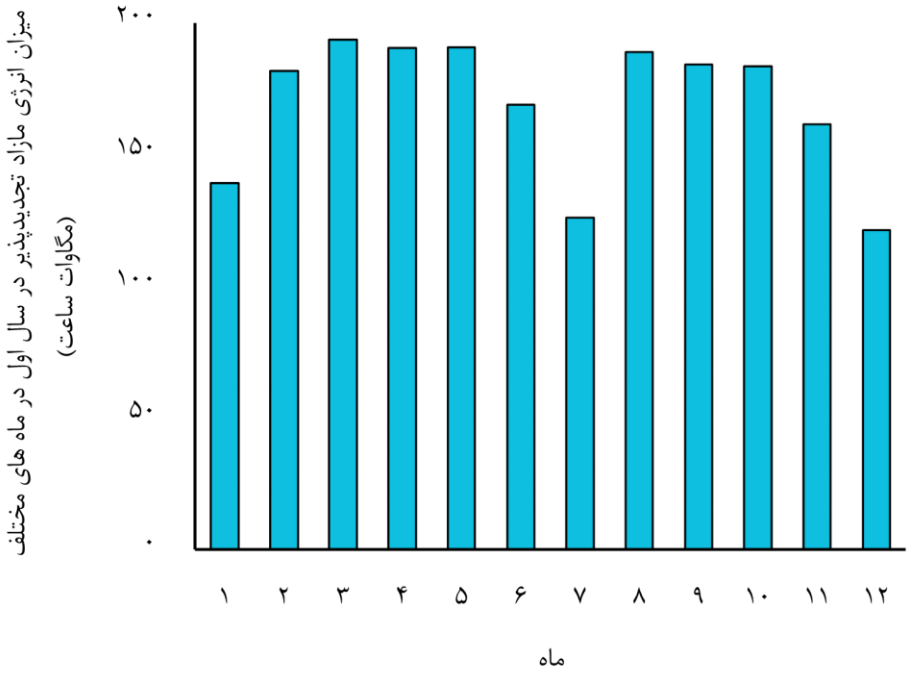
جدول ٤. تأمین برق از طریق نصب نیروگاه خورشیدی، قرارداد دوجانبه و بازار عمده‌فروشی – دورهٔ ۱۰ ساله

قیمت دوجانبه (٪)	تابع هدف	ظرفیت نیروگاه خورشیدی نصب‌شده (kW)	سهم مشمول		انرژی مازاد فروش برق تجدیدپذیر (MWh)	قرارداد دوجانبه		سهم غیر مشمول بازار عمده‌فروشی
	هزینهٔ کلی (میلیارد ریال)		مصرف خودی برق نیروگاه خورشیدی (MWh)	خرید برق تجدیدپذیر (MWh)		سهم (٪)	میزان انرژی تأمین‌شده (MWh)	میزان انرژی تأمین‌شده (MWh)
۵۰	۳۹۱/۳۶	۱۰۰۰	۷۰۰۸	۰	۱۳۸۰۳/۰۲	۱۰۰	۱۶۸۱۹۲	۰
۶۰	۴۹۶/۵۶	۱۰۰۰	۷۰۰۸	۰	۱۳۸۰۳/۰۲	۱۰۰	۱۶۸۱۹۲	۰
۷۰	۶۰۱/۷۶	۱۰۰۰	۷۰۰۸	۰	۱۳۸۰۳/۰۲	۱۰۰	۱۶۸۱۹۲	۰
۸۰	۷۰۶/۹۷	۱۰۰۰	۷۰۰۸	۰	۱۳۸۰۳/۰۲	۱۰۰	۱۶۸۱۹۲	۰
۹۰	۸۱۴/۳۳	۱۰۰۰	۷۰۰۸	۰	۱۳۸۰۳/۰۲	۱۰۰	۱۶۸۱۹۲	۰
۱۰۰	۹۲۷/۹۹	۱۰۰۰	۷۰۰۸	۰	۱۳۸۰۳/۰۲	۱۰۰	۱۶۸۱۹۲	۰

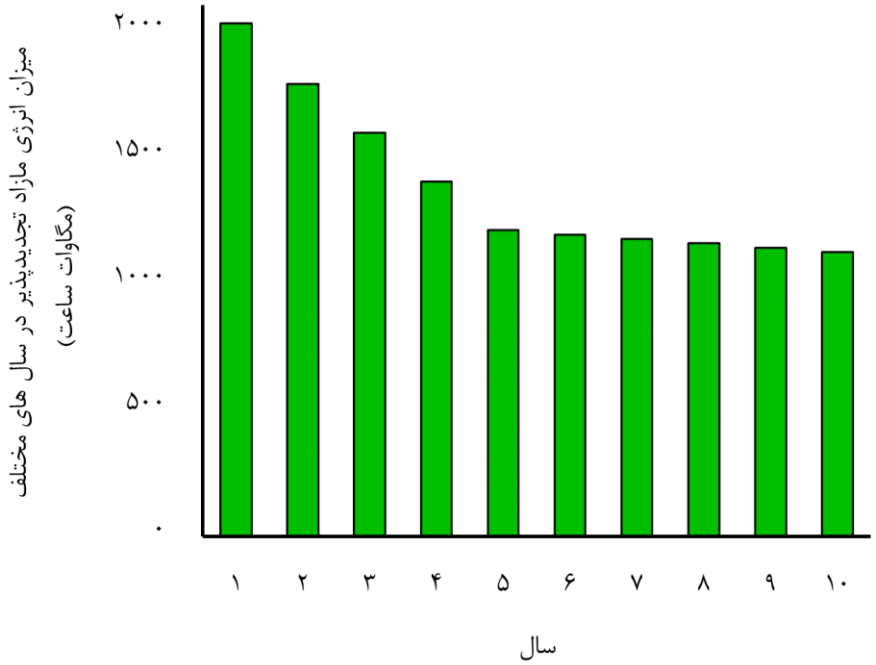
همچنان‌که انتظار می‌رود، نتایج جدول ۴ نشان می‌دهد در بخش غیر مشمول سهم بازار عمده‌فروشی در تمامی سناریوهای درنظرگرفته‌شده برای قیمت قرارداد دوجانبه، در پایین‌ترین حد ممکن یعنی صفر درصد (صفر مگاوات ساعت) است و کل انرژی

غیر مشمول از طریق قرارداد دوجانبه تأمین می‌شود. از طرفی در بخش مشمول، در تمامی سناریوها، ظرفیت نیروگاه خورشیدی برابر با ۱۰۰۰ کیلووات است و کل بخش مشمول توسط نیروگاه تأمین می‌شود و علاوه بر آن، انرژی مازاد فراهم‌شده توسط نیروگاه به شبکه فروخته می‌شود. در این حالت با وجود اینکه احداث نیروگاه ۱۰۰۰ کیلواتی با صرف هزینهٔ سرمایه‌گذاری بالایی همراه است، اما به دلیل امکان فروش برق تجدیدپذیر مازاد به شبکه در قیمت‌های نظارتی یک جریان درآمدی برای جبران هزینه‌های سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری ایجاد می‌شود و در کل باعث کم شدن هزینه‌ها می‌شود. علاوه بر آن، با توجه به مادهٔ ۱۶ قانون حمایت از تولید دانش‌بنیان، در صورتی که سهم مشمول توسط نصب و احداث نیروگاه خورشیدی به طور کامل پوشش داده نشود، برق تجدیدپذیر خریداری‌شده توسط مشترک براساس قیمت خرید برق تجدیدپذیر (که بالاتر از قیمت فروش تضمینی برق تجدیدپذیر به شبکه است) تأمین می‌شود. لذا مدل بهینه‌سازی به سمت احداث یک مگاوات واحد فتوولتائیک رفته است. شکل ۴ تغییرات فروش انرژی مازاد تجدیدپذیر به شبکه را طی ۱۲ ماه سال اول نشان می‌دهد. همچنان که انتظار می‌رود، روند تغییرات آن همانند روند تغییرات میانگین تولید ماهیانهٔ نیروگاه خورشیدی در استان خوزستان است که در شکل ۱ نمایش داده شده است.

شکل ۵ تغییرات فروش انرژی مازاد تجدیدپذیر به شبکه را طی ۱۰ سال نشان می‌دهد. همان‌طور که ملاحظه می‌شود، با گذشت زمان، این سهم کاهش می‌یابد اما شیب کاهش آن در ۵ سال اول زیاد است و بعد از آن با شیب ملایمی تغییر می‌کند و در سال دهم به کمترین مقدار می‌رسد. در تحلیل این موضوع باید گفت که کاهش این سهم، از سال دوم تا پنجم ناشی از دو عامل است. یکی افزایش سهم مشمول، که خود باعث افزایش مصرف برق تولیدی نیروگاه خورشیدی توسط مشترک می‌شود و دیگری کاهش راندمان نیروگاه طی سال‌های مختلف که باعث کاهش انرژی تولیدی آن می‌شود. اما این تغییر طی سال‌های ششم تا دهم، مربوط به افت راندمان نیروگاه است. این نتیجه کاملاً منطقی است و صحت عملکرد مدل پیشنهادی را نشان می‌دهد.



شکل ٤. تغییرات فروش انرژی مازاد سیستم فتوولتائیک به شبکه طی ۱۲ ماه سال اول



شکل ۵. تغییرات فروش انرژی مازاد سیستم فتوولتائیک به شبکه طی ۱۰ سال

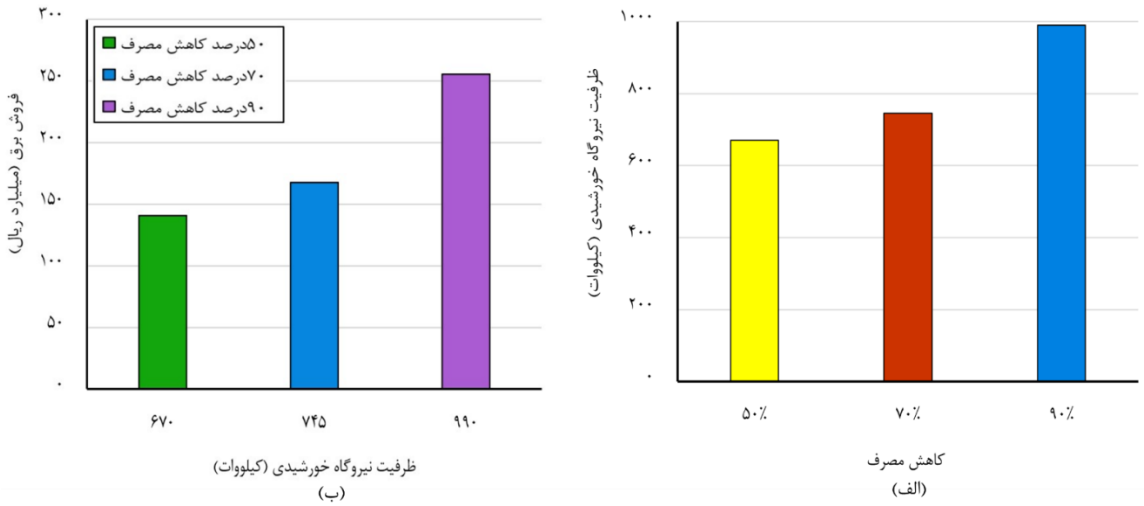
۳. ۲. نتایج بهینه‌سازی با در نظر گرفتن کاهش مصرف

همچنان‌که پیش‌تر گفته شد، برای بررسی صحت نتایج، مصرف مشترک صنعتی در تمام ایام سال ثابت فرض شد، تا انجام تحلیل‌ها به سهولت صورت پذیرد. در این قسمت به منظور در نظر گرفتن تغییرات بار که به طور طبیعی بر اثر انجام تعمیرات پیش‌گیرانه یا خرابی تجهیزات رخ می‌دهد، سناریوهای مختلفی از تغییر مصرف در نظر گرفته می‌شود و نتایج تحلیل می‌شوند.

برای این منظور، دو حالت مختلف برای بررسی اثر تغییرات (کاهش مصرف) بر نتایج، فرض شده است. در حالت اول فرض‌شده که بار مصرفی مشترک در خردادماه در مدت زمان ۲۰۰ ساعت به میزان ۵۰، ۷۰ و ۹۰ درصد مقدار فعلی کاهش می‌یابد و به‌ترتیب به ۵۰، ۳۰ و ۱۰ درصد مقدار فعلی می‌رسد. قیمت قرارداد دوجانبه در این حالت برابر با ۵۰ درصد قیمت بازار عمده‌فروشی فرض شده است. در حالت دوم فرض شده است که بار مصرفی مشترک در آذرماه طی ۶۰ ساعت به میزان ۴۰، ۷۰ و ۹۰ مقدار فعلی کاهش می‌یابد. قیمت قرارداد دوجانبه در این حالت برابر با ۶۰ درصد قیمت بازار عمده‌فروشی فرض شده است. نتایج به دست‌آمده برای یک افق ۶ ساله در جدول‌های ۵ و ۶ و شکل‌های ۶ و ۷ ارائه شده است.

جدول ۵. نتایج مدل بهینه‌سازی با در نظر گرفتن کاهش مصرف در خردادماه

میزان کاهش مصرف (٪)	تابع هدف	سهم مشمول			سهم غیر مشمول		
	هزینهٔ کلی (میلیارد ریال)	ظرفیت نیروگاه خورشیدی نصب‌شده (kW)	مصرف خودی برق نیروگاه خورشیدی (MWh)	خرید برق تجدیدپذیر (MWh)	انرژی مازاد فروش برق تجدیدپذیر (MWh)	قرارداد دوجانبه	بازار عمده‌فروشی
						سهم (٪)	میزان انرژی تأمین‌شده (MWh)	میزان انرژی تأمین‌شده (MWh)
۵۰	۲۷۴/۹۸	۶۷۰	۳۴۶۴	۰	۴۵۳۴/۷۵	۱۰۰	۸۴۰۰۲	۰
۷۰	۲۷۶/۹۹	۷۴۵	۳۴۴۸	۰	۵۳۴۵/۲	۱۰۰	۸۳۶۱۴	۰
۹۰	۵۷۲۲/۰۳	۹۹۰	۳۴۳۲	۰	۷۹۶۵/۴۴	۹۷	۸۰۷۲۹/۲۲	۲۴۹۶/۷۸



شکل ٦. تغییرات ظرفیت بهینهٔ نیروگاه خورشیدی و تغییرات درآمد حاصل از فروش برق تجدیدپذیر با کاهش مصرف در خردادماه

همان‌طور که از جدول ۵ مشاهده می‌شود، با ۲۰۰ ساعت کاهش ۹۰ درصدی میزان مصرف در خردادماه، سهم قرارداد دوجانبه در تأمین بخش غیر مشمول ۹۷ درصد است و ۳ درصد باقی‌مانده را بازار عمده‌فروشی تأمین می‌کند، در حالی که وقتی بار ثابت فرض می‌شود، مطابق با جدول ۴، سهم بازار عمده‌فروشی صفر است. علت این است که در قراردادهای دوجانبه، صرف‌نظر از اینکه توان خریداری‌شده مصرف شود یا مصرف نشود، هزینهٔ انرژی بابت مقدار قراردادشده پرداخت می‌شود. این در حالی است که در بازار عمده‌فروشی، هزینهٔ انرژی بر اساس مصرف واقعی پرداخت می‌شود. لذا هرچه تغییرات مصرف بیشتر باشد، سهم بازار عمده‌فروشی بیشتر می‌شود. علاوه بر آن، ملاحظه می‌شود که هرچه میزان کاهش مصرف بیشتر می‌شود، ظرفیت نیروگاه خورشیدی افزایش می‌یابد. این موضوع به‌خوبی از شکل (الف–۶) قابل مشاهده است. علت این است که هرچه کاهش مصرف بیشتری رخ دهد، سهم مشمول کاهش می‌یابد و لذا فرصت فروش انرژی مازاد نیروگاه تجدیدپذیر به شبکه در قیمت تضمینی بیشتر می‌شود و درآمد بیشتری از این محل حاصل می‌شود، شکل (ب–۶).

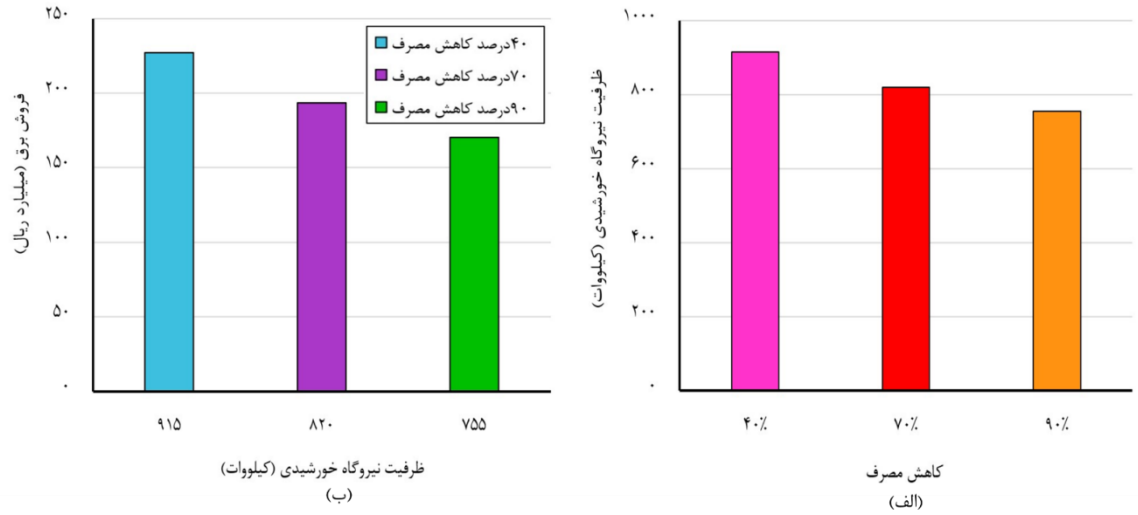
همچنین از مقایسهٔ نتایج جدول‌های ۴ و ۵ ملاحظه می‌شود که وقتی کاهش مصرف در نظر گرفته می‌شود، ظرفیت نیروگاه خورشیدی نسبت به مصرف ثابت کاهش می‌یابد. بررسی بیشتر نشان می‌دهد در مصرف ثابت، ظرفیت بهینهٔ نیروگاه خورشیدی ۱۰۰۰ کیلووات است و با ۲۰۰ ساعت کاهش ۵۰ درصدی میزان مصرف در خردادماه، ظرفیت بهینهٔ نیروگاه خورشیدی به ۶۷۰ کیلووات می‌رسد. علت این است که با کاهش مصرف، سهم مشمول کم می‌شود و لذا به طور طبیعی ظرفیت بهینهٔ نیروگاه نیز کم می‌شود، اما با کاهش بیشتر میزان مصرف، ظرفیت بهینه نیروگاه خورشیدی دوباره افزایش می‌یابد، به طوری که با ۲۰۰ ساعت کاهش ۹۰ درصدی میزان مصرف در خردادماه، ظرفیت بهینهٔ نیروگاه خورشیدی به ۹۹۰ کیلووات (تقریباً مشابه حالت مصرف ثابت) می‌رسد. در توجیه این نتیجه باید گفت که وقتی کاهش مصرف زیاد می‌شود، تأمین همهٔ نیاز مصرف غیر مشمول از طریق قرارداد دوجانبه خیلی پرهزینه می‌شود، به طوری که تأمین بخشی از نیاز مصرف غیر مشمول از طریق بازار عمده‌فروشی (با وجود قیمت بالای آن) توجیه‌پذیر می‌شود. در این شرایط ظرفیت نیروگاه تجدیدپذیر نیز زیاد می‌شود تا با ایجاد امکان فروش برق مازاد تجدیدپذیر بیشتر به شبکه، کمینه‌سازی کل هزینهٔ مشترک را رقم بزند.

همچنین از جدول ۶ و مقایسهٔ آن با جدول ۵، مشاهده می‌شود که نتایج حاصل از کاهش مصرف در آذرماه کاملاً متفاوت از خردادماه است، به طوری که به خلاف خردادماه، با کاهش بیشتر میزان مصرف، ظرفیت بهینهٔ نیروگاه خورشیدی کاهش می‌یابد. این موضوع از مقایسهٔ شکل‌های ۶ و ۷ نیز به‌خوبی دیده می‌شود. علت این تفاوت را باید در تفاوت قیمت‌های بازار در این دو ماه جست‌وجو کرد، به طوری که با توجه به جدول ۳ قیمت بازار عمده‌فروشی و قیمت بازار تجدیدپذیر در خردادماه بیشترین مقدار را دارد، اما قیمت دو بازار یادشده در آذرماه خیلی پایین‌تر از خردادماه است. به این‌ترتیب در آذرماه قیمت سهم مشمول و سهم غیر مشمول هر دو پایین است. لذا در آذرماه، هرچه مصرف کمتر شود، سهم مشمول و سهم غیر مشمول هر دو کمتر می شود و با

توجه به هزینه‌های بالای سرمایه‌گذاری و قیمت‌های پایین بازار، ظرفیت بهینه به سمت مقادیر کوچک‌تر متمایل می‌شود تا کمترین هزینهٔ کلی را رقم بزند. این نتیجه منطقی است و تأییدی بر صحت عملکرد مدل است.

جدول ٦. نتایج مدل بهینه‌سازی با در نظر گرفتن کاهش مصرف در آذرماه

میزان کاهش مصرف (٪)	تابع هدف	سهم مشمول			سهم غیر مشمول		
	هزینهٔ کلی (میلیارد ریال)	ظرفیت نیروگاه خورشیدی نصب‌شده (kW)	مصرف خودی برق نیروگاه خورشیدی (MWh)	خرید برق تجدیدپذیر (MWh)	انرژی مازاد فروش برق تجدیدپذیر (MWh)	قرارداد دوجانبه	بازار عمده‌فروشی
						سهم (٪)	میزان انرژی تأمین‌شده (MWh)	میزان انرژی تأمین‌شده (MWh)
۴۰	۳۰۹/۵۲	۹۱۵	۳۴۹۴/۴	۰	۷۱۲۰/۲	۱۰۰	۸۴۷۳۹/۲	۰
۷۰	۳۰۵/۳	۸۲۰	۳۴۸۷/۲	۰	۶۱۱۴/۲۴	۱۰۰	۸۴۵۶۴/۶	۰
۹۰	۳۰۲/۵۹	۷۵۵	۳۴۸۲/۴	۰	۵۴۲۵/۸۵	۱۰۰	۸۴۴۴۸/۲	۰



شکل ۷. تغییرات ظرفیت بهینهٔ نیروگاه خورشیدی و تغییرات درآمد حاصل از فروش برق تجدیدپذیر با کاهش مصرف در آذرماه

۴. نتیجه‌گیری

در این مقاله کمینه‌سازی هزینه‌های یک مشترک غیر دولتی فعال در صنعت با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی ژنتیک مورد مطالعه قرار گرفت. مدل‌سازی مسئله با در نظر گرفتن قوانین و مقررات بازار برق ایران صورت گرفت. مدل پیشنهادی برای یک مشترک صنعتی با دیماند قراردادی ۲ مگاوات برای دو حالت کلی با مصرف ثابت و با مصرف کاهش‌یافته مورد بررسی قرار گرفت. بر اساس نتایج به‌دست‌آمده، در شرایط مصرف ثابت، همهٔ برق مورد نیاز بخش غیر مشمول از طریق قرارداد دوجانبه تأمین می‌شود، اما با در نظر گرفتن کاهش مصرف در بعضی موارد، تأمین بخشی از نیاز مصرف غیر مشمول توسط بازار عمده‌فروشی توجیه‌پذیر می‌شود. علت این است که در قرارداد دوجانبه، صرف‌نظر از میزان واقعی مصرف، مشترک باید هزینهٔ مصرف را بر اساس توان قراردادشده پرداخت کند. لذا اگر میزان کاهش مصرف بالا باشد، تأمین سهمی از انرژی مورد نیاز از طریق بازار عمده‌فروشی توجیه‌پذیر می‌شود، چرا که هزینهٔ بازار عمده‌فروشی بر اساس مصرف واقعی محاسبه می‌شود. همچنین در شرایط مصرف ثابت، ظرفیت بهینهٔ نیروگاه خورشیدی بزرگ‌تر از حالتی است که تغییرات مصرف (کاهش مصرف) وجود دارد، چرا که با کاهش مصرف، سهم مشمول هم کم می‌شود و به طور طبیعی ظرفیت بهینهٔ نیروگاه کوچک‌تر می‌شود. اما اگر کاهش

مصرف در تابستان باشد که قیمت‌های بازار (عمده‌فروشی و تجدیدپذیر) بالا هستند، با کاهش بیشتر مصرف، دوباره ظرفیت بهینهٔ نیروگاه خورشیدی افزایش می‌یابد تا با افزایش فروش انرژی مازاد تجدیدپذیر، افزایش هزینه‌های تأمین برق بخش مشمول و همچنین هزینه‌های سرمایه‌گذاری را جبران کند و در نهایت منجر به کمترین هزینهٔ کلی ممکن برای مشترک شود. اما اگر کاهش مصرف در پاییز یا زمستان باشد که قیمت‌های بازار (عمده‌فروشی و تجدیدپذیر) پایین هستند، چون سهم مشمول و سهم غیر مشمول هر دو کمتر می‌شود و قیمت‌های بازار نیز پایین هستند، با توجه به هزینه‌های بالای سرمایه‌گذاری، ظرفیت بهینه به سمت مقادیر کوچک‌تر متمایل می‌شود تا کمترین هزینهٔ کلی را رقم بزند. شایان یادآوری است، در این مقاله، تولید نیروگاه خورشیدی بر اساس میانگین اطلاعات تولید یک نیروگاه خورشیدی ۵۰۰ کیلوواتی واقع در استان خوزستان برای یک بازهٔ ۳ ساله در فواصل ۱۵ دقیقه‌ای تخمین زده شده است که به طور ضمنی نامعینی مربوط به تعداد روزهای ابری، نیمه‌ابری، آفتابی، دمای محیط و... را در افق بلندمدت در بر دارد. با این‌حال برای افزایش دقت محاسبات می‌توان در کارهای آینده نامعینی را به طور صریح در مدل وارد کرد.

منابع

[1].Jäger-Waldau A. PV Status Report 2016. Publications Office of the European Union. 2019.
[2].International Energy Agency (IEA). Trends in photovoltaic applications. Report IEA-T1-43. 2022.
[3].Renewable Energy and Energy Efficiency Organization (SATBA), Public Relations and International Affairs Office, International Cooperation Development Group. Statistical report of renewable energies in Iran in 2018. 2019. (In Persian)
[4].Renewable Energy and Energy Efficiency Organization (SATBA). Preserving resources through development of renewable energies and electricity efficiency. Available online on https://www.satba.gov.ir/fa/satba/informationاطلاعات-آماری.(In Persian)
[5].Ministry of Energy, Iran's Main Specialized Company for Production, Transmission and Distribution of Electricity Management (TAVANIR). Notification of the procedure for determining the difference in the implementation of regulations and calculating the bills of customers with a power of more than one megawatt. 2023. (In Persian)
[6].Ministry of Energy, Executive regulations of article 16 of the Knowledge-Based production leap act. 2022. (In Persian)
[7].Mashhour E, Farzin H. Investigating and determining the appropriate option for purchasing electricity for costumers over 5 megawatts of the Karun oil and gas operating company through stock exchanges, bilateral or a combination of them. Research and Technology Deputy, Shahid Chamran University of Ahvaz, Electricity Research Center. 2022. (In Persian)
[8].Renewable Energy and Energy Efficiency Organization (SATBA). Instructions on how to purchase guaranteed electricity from small-scale non-branch solar power plants - Industrial towns and private lands. 2020. (In Persian)
[9].Marocco P, Ferrero D, Lanzini A, Santarelli M. Optimal design of stand-alone solutions based on RES+ hydrogen storage feeding off-grid communities. Energy Conversion and Management. 2021;238:114147.
[10]. Li N, Lukszo Z, Schmitz J. An approach for sizing a PV–battery–electrolyzer–fuel cell energy system: A case study at a field lab. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2023;181:113308.
[11]. Bourek Y, Ammari C, Pesyridis A. The integration of solar-hydrogen hybrid renewable energy systems in oil and gas industries for energy efficiency: Optimal sizing using Fick's Law optimisation Algorithm. Energy Conversion and Management. 2024;308:118372.
[12]. Colarossi D, Principi P. Optimal sizing of a photovoltaic/energy storage/cold ironing system: Life Cycle cost approach and environmental analysis. Energy Conversion and Management. 2023;291:117255.
[13]. Lan H, Wen S, Hong YY, David CY, Zhang L. Optimal sizing of hybrid PV/diesel/battery in ship power system. Applied energy. 2015;158:26-34.
[14]. Al Afif R, Ayed Y, Maaitah ON. Feasibility and optimal sizing analysis of hybrid renewable energy systems: A case study of Al-Karak, Jordan. Renewable Energy. 2023 Mar 1;204:229-49.
[15]. Fachrizal R, Shepero M, Åberg M, Munkhammar J. Optimal PV-EV sizing at solar powered workplace charging stations with smart charging schemes considering self-consumption and self-sufficiency balance. Applied Energy. 2022;307:118139.
[16]. Dumas D, Gosselin L. Optimizing photovoltaic systems to decarbonize residential arctic buildings considering real consumption data and temporal mismatch. Solar Energy. 2024;275:112560.
[17]. Lu Y, Wang S, Yan C, Huang Z. Robust optimal design of renewable energy system in nearly/net zero energy buildings under uncertainties. Applied energy. 2017;187:62-71.
[18]. Mehrtash M, Capitanescu F, Heiselberg PK, Gibon T, Bertrand A. An enhanced optimal PV and battery sizing model for zero energy buildings considering environmental impacts. IEEE Transactions on Industry Applications. 2020;56(6):6846-56.
[19]. Niveditha N, Singaravel MR. Optimal sizing of hybrid PV–Wind–Battery storage system for Net Zero Energy Buildings to reduce grid burden. Applied Energy. 2022;324:119713.
[20]. Chen Q, Kuang Z, Liu X, Zhang T. Optimal sizing and techno-economic analysis of the hybrid PV-battery-cooling storage system for commercial buildings in China. Applied Energy. 2024;355:122231.
[21]. Niveditha N, Singaravel MR. Optimal sizing of PV-Wind generators with a smart EV charging framework to build grid friendly Net Zero Energy Campus. Sustainable Cities and Society. 2024:105575.
[22]. TBM-72-320P-330P PV Module Product Datasheet V3_EN, Available online on www.tabanenergy.ir
[23]. Ministry of Energy. Resolution on announcing the guaranteed purchase price of electricity from renewable solar and wind power plants, biomass, hydropower and expansion turbines. 2023. (In Persian)