



Multi-Objective Optimization of an Energy Hub system using model Predictive Control

Abdolhamid Hadipourmotlagh*
Mohammadreza Taghizade Yazdi**
Seyed Mojtaba Sajadi***
Mahdi Bashiri****

Extended Abstract

Introduction. Recent developments in the structure of energy systems, driven by the increasing share of renewable energy sources, the development of electric vehicles, and the widespread adoption of equipment with load management capabilities, have made conventional operation methods inadequate for meeting the requirements of complex energy systems. In multi-carrier energy networks, the interconnection among different energy carriers, such as electrical and thermal energy, provides a valuable opportunity to enhance flexibility and improve economic performance. However, the stochastic behavior of renewable energy sources, variations in energy consumption, and the technical constraints of equipment pose significant challenges to the decision-making process. Therefore, the development of intelligent energy management methods capable of simultaneously considering uncertainty, operational constraints, and multiple operational objectives has become increasingly important. The objective of this study is to propose a model predictive control (MPC)-based energy management method for the optimal operation of a multi-carrier energy hub while simultaneously considering uncertainty, operational constraints, and economic and environmental objectives.

Methods. In this study, an energy management method based on model predictive control (MPC) is proposed for the optimal operation of a multi-carrier energy hub. Unlike fixed scheduling methods, which derive operational decisions solely based on predetermined conditions, the proposed framework employs a rolling horizon strategy to evaluate the current state of the system at each time interval and update control decisions based on predicted future information. In the developed model, renewable energy generation sources, including wind and solar energy, are modeled by considering the inherent uncertainty of renewable generation. The Rayleigh probability density function is used to characterize the probabilistic behavior of wind speed, while the beta distribution is employed to represent variations in solar irradiance.

Received : May. 30, 2026; Revised : Jul. 27, 2026; Accepted : Aug. 27, 2026; Published Online : Sep. 04, 2026.

*ph.d. student, Department of Industrial Management, Alborz Campus, University of Tehran, tehran, Iran.

**Professor, Department of Industrial Management, Faculty of Management, University of Tehran, Tehran, Iran.

Corresponding Author : mrtaghizadeh@ut.ac.ir

***Associat Professor, Faculty of Entrepreneurship, University of Tehran, Tehran, Iran.

**** Professor, Department of Industrial Engineering, Shahed University, Tehran, Iran.



In the proposed framework, in addition to generation sources, demand-side components are considered active elements of the energy system. Electric vehicles with charging and discharging capabilities, as well as responsive loads with the ability to curtail or shift their consumption, are incorporated into the optimization model as sources of flexibility. The energy management problem is formulated as a multi-objective economic-environmental model in which the reduction of operating costs and the limitation of carbon dioxide emissions are simultaneously considered in the decision-making process. The proposed model is implemented in the MATLAB environment, and the optimization problem is solved using the YALMIP environment and the Gurobi solver.

Results and Discussion. To evaluate the effectiveness of the proposed method, three different operating scenarios were investigated. The simulation results under the base scenario showed that, without utilizing flexibility capabilities, the daily operating cost was \$28.64 and CO₂ emissions were 215 kg. In the second scenario, by activating the management of electric vehicles and responsive loads, energy consumption could be shifted toward more favorable operating conditions, resulting in a 10.4% reduction in operating cost and a 24.7% reduction in CO₂ emissions compared with the base case. In the third scenario, by incorporating the environmental component into the objective function, the proposed model increased the utilization of clean energy sources and reduced CO₂ emissions to 120 kg per day. This value represents a 44.2% reduction in emissions compared with the base case. Although achieving this level of emission reduction was accompanied by a limited increase in operating cost, this result demonstrates the trade-off between the economic and environmental objectives in system operation.

Furthermore, the performance of the proposed controller was compared with those of the PID and LQR methods. The results showed that, owing to its ability to predict future behavior, directly incorporate technical constraints, and repeatedly solve the optimization problem, MPC provided more suitable performance in the simultaneous management of operating cost, emissions, and operational conditions.

Conclusions. Based on the obtained results, the proposed framework can be employed as an effective approach for managing next-generation energy systems, including multi-carrier energy hubs, microgrids, and intelligent systems equipped with renewable energy sources, electric vehicles, and flexible loads. The simultaneous use of model predictive control, renewable energy sources, and demand-side flexibility capabilities enables uncertainty, operational constraints, and economic and environmental objectives to be incorporated into the operational decision-making process.

Keywords: Energy management; Electrical and thermal; Electric vehicles; Responsive loads; Energy hub; Environmental; Uncertainty.

How to Cite: Hadipourmotlagh, Abdolhamid; Taghizade Yazdi, Mohammadreza; Sajadi, Seyed Mojtaba; Bashiri, Mahdi (2026). Multi-Objective Optimization of an Energy Hub system using model Predictive Control . *Ind. Manag. Persp.*, 16(2), 236-276 (In Persian).



بهینه‌سازی چند هدفه سیستم هاب انرژی مبتنی بر کنترل پیش‌بین

عبدالحمید هادی پورمطلق*

محمد رضا تقی زاده یزدی**

سید مجتبی سجادی***

مهدی بشیری****

چکیده گسترده

مقدمه و اهداف. تحولات اخیر در ساختار سیستم‌های انرژی، ناشی از افزایش سهم منابع تجدیدپذیر، توسعه خودروهای الکتریکی و گسترش تجهیزات دارای قابلیت مدیریت بار، موجب شده است که روش‌های متداول بهره‌برداری دیگر پاسخگوی نیازهای سیستم‌های انرژی پیچیده نباشند. در شبکه‌های انرژی چندحامله، ارتباط متقابل میان حامل‌های مختلف مانند انرژی الکتریکی و حرارتی، فرصت مناسبی برای افزایش انعطاف‌پذیری و بهبود عملکرد اقتصادی فراهم می‌کند؛ با این حال، وجود رفتار تصادفی منابع تجدیدپذیر، تغییرات مصرف انرژی و محدودیت‌های فنی تجهیزات، فرآیند تصمیم‌گیری را با چالش‌های قابل توجهی مواجه می‌سازد. از این رو، توسعه روش‌های هوشمند مدیریت انرژی که بتوانند به صورت هم‌زمان شرایط عدم قطعیت، قیود عملیاتی و اهداف چندگانه بهره‌برداری را در نظر بگیرند، اهمیت ویژه‌ای یافته است. هدف این پژوهش، ارائه یک روش مدیریت انرژی مبتنی بر کنترل پیش‌بین مدل (MPC) برای بهره‌برداری بهینه از یک هاب انرژی چندحامله با در نظر گرفتن هم‌زمان شرایط عدم قطعیت، قیود عملیاتی و اهداف اقتصادی و زیست‌محیطی است.

روش‌ها. در این مقاله، یک روش مدیریت انرژی مبتنی بر کنترل پیش‌بین مدل (MPC) برای بهره‌برداری بهینه از یک هاب انرژی چندحامله پیشنهاد شده است. برخلاف روش‌های برنامه‌ریزی ثابت که تصمیمات بهره‌برداری را تنها بر اساس شرایط از پیش تعیین شده استخراج می‌کنند، ساختار ارائه شده با استفاده از راهبردهای پهنه‌باز، در هر بازه زمانی وضعیت جاری سیستم را ارزیابی کرده و تصمیمات کنترلی را با توجه به اطلاعات پیش‌بینی شده آینده به‌روزرسانی می‌کند. در مدل توسعه‌یافته، منابع تولید تجدیدپذیر شامل انرژی باد و خورشید با در نظر گرفتن ماهیت غیرقطعی تولید مدل‌سازی شده‌اند. برای توصیف رفتار احتمالاتی سرعت باد از تابع چگالی احتمال رابلی و برای بیان تغییرات تابش خورشیدی از توزیع بتا استفاده شده است.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۵/۰۳/۰۹، تاریخ بازنگری: ۱۴۰۵/۰۵/۰۵، تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۶/۰۵، تاریخ اولین انتشار: ۱۴۰۵/۰۶/۱۳.

*دانشجوی دکتری، دانشکده مدیریت، پردیس البرز، دانشگاه تهران، تهران، ایران-شرکت توزیع نیروی برق تهران بزرگ.

**استاد، دانشکده مدیریت صنعتی، دانشگاه تهران، تهران، ایران.

نویسنده مسئول: mrtaghizadeh@ut.ac.ir

***دانشیار، دانشکده کارآفرینی، دانشگاه تهران، تهران، ایران.

****استاد، دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه شاهد، تهران، ایران.

نوع مقاله: پژوهشی

در چارچوب پیشنهادی، علاوه بر منابع تولید، عناصر سمت مصرف نیز به‌عنوان بخش فعال سیستم انرژی در نظر گرفته شده‌اند. خودروهای الکتریکی با قابلیت شارژ و دشارژ و همچنین بارهای پاسخگو با امکان قطع یا انتقال زمان مصرف، به‌عنوان منابع انعطاف‌پذیری وارد مدل بهینه‌سازی شده‌اند. مسئله مدیریت انرژی به‌صورت یک مدل چندهدفه اقتصادی-زیست‌محیطی توسعه یافته است؛ به‌گونه‌ای که کاهش هزینه بهره‌برداری و محدودسازی انتشار دی‌اکسیدکربن به‌صورت هم‌زمان در فرآیند تصمیم‌گیری مورد توجه قرار گیرد. مدل پیشنهادی در محیط MATLAB پیاده‌سازی شده و حل مسئله بهینه‌سازی با استفاده از محیط YALMIP و حل‌کننده Gurobi انجام شده است.

یافته‌ها. برای بررسی کارایی روش ارائه‌شده، سه سناریوی بهره‌برداری مختلف مورد ارزیابی قرار گرفته است. نتایج شبیه‌سازی در شرایط پایه نشان داد که بدون استفاده از قابلیت‌های انعطاف‌پذیر، هزینه روزانه بهره‌برداری برابر ۲۸/۶۴ دلار و میزان انتشار CO₂ برابر ۲۱۵ کیلوگرم است. در سناریوی دوم، با فعال‌سازی مدیریت خودروهای الکتریکی و بارهای پاسخگو، امکان انتقال مصرف انرژی به شرایط مناسب‌تر فراهم شد که کاهش ۱۰/۴ درصدی هزینه بهره‌برداری و کاهش ۲۴/۷ درصدی انتشار CO₂ را نسبت به حالت پایه به همراه داشت. در سناریوی سوم، با اضافه‌کردن مؤلفه زیست‌محیطی به تابع هدف، مدل پیشنهادی توانست میزان استفاده از منابع پاک را افزایش داده و انتشار CO₂ را به ۱۲۰ کیلوگرم در روز برساند. این مقدار بیانگر کاهش ۴۴/۲ درصدی آلودگی نسبت به حالت پایه است. اگرچه دستیابی به این سطح کاهش انتشار با افزایش محدودی در هزینه همراه شد، اما این موضوع نشان‌دهنده ایجاد تعادل میان دو هدف اقتصادی و زیست‌محیطی در بهره‌برداری سیستم است.

همچنین، عملکرد کنترل‌کننده پیشنهادی با روش‌های PID و LQR مقایسه شد. نتایج نشان داد که MPC به دلیل برخورداری از قابلیت پیش‌بینی رفتار آینده، امکان اعمال مستقیم محدودیت‌های فنی و توانایی حل مکرر مسئله بهینه‌سازی، در مدیریت هم‌زمان هزینه، آلودگی و شرایط عملیاتی عملکرد مناسب‌تری ارائه می‌دهد.

نتیجه‌گیری. بر اساس نتایج حاصل، چارچوب پیشنهادی می‌تواند به‌عنوان یک راهکار مؤثر برای مدیریت نسل جدید سیستم‌های انرژی، شامل هاب‌های چندحامله، ریزشبکه‌ها و سامانه‌های هوشمند مجهز به منابع تجدیدپذیر، خودروهای الکتریکی و بارهای انعطاف‌پذیر مورد استفاده قرار گیرد. استفاده هم‌زمان از کنترل پیش‌بین مدل، منابع تجدیدپذیر و قابلیت‌های انعطاف‌پذیری سمت مصرف، امکان درنظرگرفتن عدم‌قطعیت، محدودیت‌های عملیاتی و اهداف اقتصادی و زیست‌محیطی را در فرآیند بهره‌برداری فراهم می‌کند.

واژه‌های کلیدی: مدیریت انرژی؛ الکتریکی و حرارتی؛ خودروهای الکتریکی؛ بارهای پاسخگو، هاب انرژی؛ زیست محیطی؛ عدم قطعیت.

استناددهی: هادی پورمطلق، عبدالحمید؛ تقی زاده یزدی، محمدرضا؛ سجادی، سید مجتبی؛ بشیری، مهدی (۱۴۰۵). بهینه‌سازی چند هدفه سیستم هاب انرژی مبتنی بر کنترل پیش‌بین. چشم‌انداز مدیریت صنعتی، ۱۶(۲)، ۲۳۶-۲۷۶.



۱. مقدمه

در دنیای امروز بحث انرژی و چگونگی تولید و انتقال و توزیع آن در تمام نقاط جهان دارای اهمیت ویژه‌ای است. افزایش روز افزون مصرف انرژی همگام با توسعه اقتصادی و رفاه اجتماعی، مشکلات زیست‌محیطی متعددی را در پی دارد. این معضلات آینده زندگی بشر را تحت تاثیر جدی قرار خواهند داد. در عصر حاضر میزان بهره‌برداری از منابع فسیلی یکی از پشتوانه‌های اصلی سیاسی و اقتصادی کشورهاست و تمام شدن این منابع نه تنها تهدیدی برای کشورهای صادر کننده انرژی است، بلکه تامین انرژی و اقتصاد جهانی را با مشکل جدی مواجه می‌کند. از این رو، رویکردهای مدیریت انرژی و بهره‌برداری بهینه از منابع مختلف از یک سو و استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر از سوی دیگر در سطوح منطقه‌ای، ملی و بین‌المللی مورد توجه ویژه قرار گرفته است [۹]. در زنجیره تامین انرژی حامل‌های متنوعی وظیفه عرضه انرژی بین منابع اولیه و مصرف‌کننده نهایی را برعهده دارند. در بین این حامل دو حامل برق و گاز طبیعی به دلیل شبکه توسعه یافته و مزایایی که دارند بیشتر مورد توجه قرار گرفته‌اند و حامل‌های اصلی در حلقه میانی زنجیره انرژی محسوب می‌شوند. سامانه انرژی که دارای بیش از یک حامل باشد، به نام سامانه چند حامله شناخته می‌شود. مبدل‌های انرژی به دلیل وابسته کردن یک حامل به سایر حامل‌ها، نقش اساسی در مطالعات سامانه‌های چند حامله دارد. هاب انرژی نقطه‌ای از این سامانه است که حامل‌های مختلف به آن وارد می‌شوند و توسط مبدل‌ها به صورت‌های مختلف تبدیل شده و خروجی مورد نظر را تامین می‌کنند [۱۷]. به عبارت دیگر، هاب انرژی در جهت تشکیل ساختار یکپارچه انرژی بین حامل‌های مختلف، به واحدی اطلاق می‌شود که قابلیت تبدیل، انتقال و ذخیره‌سازی انرژی را دارد. در مطالعات هاب انرژی در صورتی که اجزا به خوبی مدل شوند و بطور بهینه مورد بهره‌برداری قرار گیرند، تامین خدمات انرژی به صورت مداوم و با کیفیت مطلوب را تضمین می‌کنند. نفوذ تولیدات تجدیدپذیر با توجه به ماهیت تصادفی توان خروجی، این بهره‌برداری بهینه را بسیار پیچیده می‌کند و امکان تامین بی‌وقفه انرژی را به خطر می‌اندازند. از این رو طراحی مدل بهره‌برداری بهینه از هاب انرژی و نیز کاهش هزینه‌های بهره‌برداری با در نظر گرفتن عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر از مهمترین دغدغه‌های بهره‌برداران شبکه است که در سال‌های اخیر بسیار مورد توجه محققان قرار گرفته است [۱۰]. در بین رویکردهای مختلف برای بهره‌برداری بهینه از هاب انرژی، روش کنترل پیش بین مبتنی بر مدل (MPC) به دلیل توانایی در حوزه کنترل بهینه، کنترل تصادفی و کنترل چند متغیره بسیار کارآمد است [۱۵]. یکی دیگر از ویژگی‌های مهم کنترل مدل پیش‌بین، طراحی مقید است که امکان محدودسازی سیگنال‌های کنترلی تولید شده را بر اساس محدودیت‌های فنی اجزا هاب انرژی فراهم می‌سازد. به عبارت دیگر، اصطلاح کنترل مدل پیش‌بین یک استراتژی کنترلی را تعیین نمی‌کند، بلکه محدوده وسیعی از استراتژی‌های کنترلی را در بر می‌گیرد که با استفاده از مدل فرایند مورد نظر، سیگنال کنترلی را به گونه‌ای صادر می‌کند که یک تابع هزینه مشخص را کمینه‌سازی کند. در این مقاله از این مدل برای بهینه‌سازی استفاده شده است.

شکاف پژوهشی

با توسعه فناوری‌های تولید پراکنده، منابع تجدیدپذیر و تجهیزات ذخیره‌سازی، مفهوم هاب‌های انرژی چندحامله به عنوان یکی از راهکارهای مؤثر برای مدیریت هماهنگ حامل‌های مختلف انرژی مورد توجه گسترده قرار گرفته است. با این حال، بهره‌برداری بهینه از این سامانه‌ها همچنان با چالش‌هایی نظیر وجود عدم قطعیت در منابع تجدیدپذیر، پیچیدگی تعامل میان حامل‌های انرژی و نیاز به هماهنگی منابع انعطاف‌پذیر مواجه است. مطالعات [۱]-[۳] مدل‌های مختلفی را برای مدیریت و بهره‌برداری هاب‌های انرژی ارائه کرده‌اند، اما در این پژوهش‌ها اثر هم‌زمان عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر و رفتار بارهای انعطاف‌پذیر به صورت جامع در فرایند تصمیم‌گیری لحاظ نشده است. در ادامه این مسیر، روش‌های احتمالی و مقاوم به منظور افزایش قابلیت اطمینان تصمیمات بهره‌برداری در شرایط عدم قطعیت توسعه یافته‌اند. مطالعات [۵]-[۷] و [۱۳]-[۱۴] چارچوب‌های مختلفی برای برنامه‌ریزی انرژی تحت شرایط نامطمئن ارائه کرده‌اند. با وجود ارزشمندی این مطالعات، بخش قابل توجهی از آن‌ها بر سیستم‌های الکتریکی یا ریزشبکه‌ها متمرکز بوده‌اند و تعامل میان حامل‌های مختلف انرژی، به ویژه انرژی الکتریکی و حرارتی، کمتر مورد توجه قرار گرفته است. همچنین، اگرچه در برخی مطالعات مانند [۲۳] مدیریت چندحامله انرژی مورد بررسی قرار گرفته است، اما ادغام هم‌زمان عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر، خودروهای الکتریکی و برنامه‌های پاسخگویی بار همچنان نیازمند

بررسی‌های بیشتر است. از سوی دیگر، منابع سمت تقاضا مانند خودروهای الکتریکی و بارهای پاسخگو، به دلیل قابلیت جابه‌جایی زمانی مصرف و ذخیره‌سازی انرژی، نقش مهمی در افزایش انعطاف‌پذیری سیستم‌های انرژی ایفا می‌کنند. مطالعات [۸]، [۱۱] و [۲۳] به بررسی نقش خودروهای الکتریکی، پاسخگویی بار و ذخیره‌سازها در مدیریت انرژی پرداخته‌اند. با این حال، در بخشی از این مطالعات، مسئله مدیریت انرژی عمدتاً به صورت برنامه‌ریزی روزانه یا بهینه‌سازی مبتنی بر یک افق زمانی ثابت انجام شده و امکان اصلاح پیوسته تصمیمات بهره‌برداری در مواجهه با تغییرات واقعی سیستم محدود بوده است. در سال‌های اخیر، کنترل پیش‌بین مدل (MPC) به دلیل قابلیت استفاده از اطلاعات پیش‌بینی آینده، اعمال مستقیم قیود فنی و اصلاح مداوم تصمیمات کنترلی، به عنوان یک روش مناسب برای مدیریت سیستم‌های انرژی پیچیده مطرح شده است [۴]، [۹]، [۱۰]. مطالعات [۲۵]–[۲۷] کاربرد MPC را در مدیریت ریزشکها بررسی کرده‌اند؛ با این حال، تمرکز اصلی این مطالعات بر ساختارهای الکتریکی بوده و تعامل هم‌زمان حامل‌های انرژی الکتریکی و حرارتی در قالب یک هاب انرژی چندحامله کمتر مورد بررسی قرار گرفته است. علاوه بر این، در بسیاری از تحقیقات موجود، اهداف اقتصادی و زیست‌محیطی، منابع تجدیدپذیر نامطمئن، خودروهای الکتریکی، پاسخگویی بار و تعامل میان حامل‌های مختلف انرژی به صورت یکپارچه در یک چارچوب MPC واحد مدل‌سازی نشده‌اند. همچنین، اگرچه روش‌های پیشرفته MPC توزیع‌شده و سلسله‌مراتبی در سال‌های اخیر توسعه یافته‌اند [۱۹]، [۲۸]، چالش‌هایی مانند افزایش پیچیدگی محاسباتی، مدیریت هم‌زمان قیود متعدد و ایجاد توازن میان اهداف اقتصادی و زیست‌محیطی همچنان پابرجا است. از طرف دیگر، مطالعات مقایسه‌ای میان MPC و کنترل‌کننده‌های مرجع کلاسیک مانند PID و سایر روش‌های کنترلی در سیستم‌های انرژی انجام شده است، اما ارزیابی عملکرد این روش‌ها در یک چارچوب یکسان برای مدیریت هاب‌های انرژی چندحامله همچنان محدود است [۲۹]، [۳۰]. بر اساس بررسی مطالعات پیشین، می‌توان نتیجه گرفت که خلأ اصلی موجود، نبود یک چارچوب یکپارچه است که بتواند به طور هم‌زمان عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر، تعامل میان حامل‌های انرژی الکتریکی و حرارتی، مشارکت خودروهای الکتریکی و بارهای پاسخگو، و اهداف اقتصادی-زیست‌محیطی را در یک ساختار کنترلی مبتنی بر MPC و پنجره غلتان مدیریت نماید. اگرچه هر یک از این مؤلفه‌ها در مطالعات گذشته به صورت مستقل مورد توجه قرار گرفته‌اند، ترکیب هم‌زمان آن‌ها در قالب یک مدل جامع مدیریت انرژی برای هاب‌های چندحامله همچنان یک موضوع چالش‌برانگیز پژوهشی محسوب می‌شود. در راستای پاسخ به این شکاف، پژوهش حاضر یک چارچوب جامع مدیریت انرژی مبتنی بر MPC برای بهره‌برداری بهینه هاب انرژی چندحامله ارائه می‌دهد. در مدل پیشنهادی، عدم قطعیت منابع باد و خورشید، تعامل میان حامل‌های انرژی الکتریکی و حرارتی، مدیریت خودروهای الکتریکی و برنامه پاسخگویی بار، در قالب یک مسئله بهینه‌سازی چندهدفه اقتصادی-زیست‌محیطی با در نظر گرفتن قیود فنی بهره‌برداری یکپارچه شده‌اند. همچنین، عملکرد روش پیشنهادی در مقایسه با کنترل‌کننده‌های مرجع PID و LQR در شرایط یکسان ارزیابی شده است تا توانایی MPC در ایجاد توازن میان هزینه بهره‌برداری، کاهش آلایندگی و رعایت محدودیت‌های فنی سیستم مشخص گردد.

۲. مبانی نظری و پیشینه پژوهش

همچنین، عملکرد روش پیشنهادی در مقایسه با کنترل‌کننده‌های مرجع PID و LQR در شرایط یکسان ارزیابی شده است تا توانایی MPC در ایجاد توازن میان هزینه بهره‌برداری، کاهش آلایندگی و رعایت محدودیت‌های فنی سیستم مشخص گردد. در یک فرآیند کلی، پژوهش‌های مرتبط با هاب انرژی را می‌توان در سه مرحله اصلی توسعه تقسیم‌بندی کرد:

۱. مرحله نخست: تمرکز بر مدیریت انرژی تک‌منبعی (مانند برق، گاز یا حرارت به طور مجزا)
۲. مرحله دوم: توجه به سیستم‌های چندمنبعی و مطالعه ارتباط میان سیستم‌های برق، حرارت و ذخیره‌سازها
۳. مرحله سوم: شکل‌گیری مفهوم هاب انرژی و توسعه رویکردهای چندهدفه با بهره‌گیری از روش‌های گوناگون حل مسئله، دیجیتالی‌سازی و هوشمندسازی شبکه تأمین انرژی

در مرور پیشینه این پژوهش، کوشش می‌شود با تکیه بر مراحل سه‌گانه توسعه، پژوهش‌های کلیدی هر مرحله معرفی و تبیین گردند. در پایان نیز طرح پیشنهادی این مقاله به‌طور خلاصه ارائه خواهد شد. در مرجع [۹]، مفهوم شبکه هوشمند به‌صورت جامع بررسی شده است. نویسنده، شبکه هوشمند را سامانه‌ای قدرت خودمتعادل‌ساز و خودنظارتی توصیف می‌کند که قابلیت به‌کارگیری هر نوع منبع انرژی (اعم از فسیلی، هسته‌ای و تجدیدپذیر) و تبدیل آن به برق با بالاترین بازدهی را داراست. ویژگی‌های کلیدی این شبکه شامل انعطاف‌پذیری، پایداری، امنیت، بهره‌وری اقتصادی و مدیریت هوشمند بار است. در پایان مقاله، چالش‌ها و موانع توسعه شبکه هوشمند نظیر سرمایه‌گذاری کلان، الزام به تدوین استانداردهای مشترک، امنیت سایبری، پذیرش اجتماعی و سیاست‌های حمایتی مطرح شده است. این مقاله با توجه به نگاه تک‌بعدی به تأمین انرژی الکتریکی، در مرحله نخست سیر تحول پژوهش‌های هاب انرژی جای می‌گیرد. مقاله [۲۳] در مرحله دوم این سیر تحول قرار دارد و بر سیستم‌های چندمنبعی تمرکز می‌کند. در این پژوهش، یک چارچوب بهینه‌سازی تصادفی برای بهره‌برداری بهینه از میکروگریدهای چندمنبعی شامل سیستم‌های برق، گرمایش و سرمایش ارائه شده است. عدم قطعیت‌های ناشی از منابع تجدیدپذیر و بار مصرفی در مدل‌سازی لحاظ گردیده‌اند. نتایج نشان می‌دهد مدیریت هماهنگ چندمنبعی در قیاس با رویکرد تک‌منبعی، هزینه‌ها را کاهش و بهره‌وری را افزایش می‌دهد. در مرحله سوم، مقاله [۵] یک سیستم مدیریت انرژی چندسطحی و سلسله‌مراتبی برای بهره‌برداری بهینه از ریزشبکه محلی و ریزشبکه‌های متصل به شبکه اصلی پیشنهاد کرده است. در سطح بالاتر، نهاد مرکزی وظیفه هماهنگی عملکرد ریزشبکه‌ها را بر عهده دارد و بر اساس برنامه‌ریزی انرژی، مقادیر مرجع توان برای تبادل درونی و ارتباط با شبکه اصلی تعیین و به مدیران محلی ابلاغ می‌شود. مقاله [۲] یک مدل زمان‌بندی بهینه برای هاب‌های انرژی در بازار روز-بعد ارائه می‌دهد که انرژی‌های تجدیدپذیر، واحدهای تولید همزمان برق و حرارت (CHP)، خودروهای برقی و سامانه‌های ذخیره‌سازی را یکپارچه می‌سازد. این مدل با بهره‌گیری از الگوریتم بهینه‌سازی بهبودیافته مبتنی بر قانون فیک، کاهش هزینه، کاهش آلاینده‌ها و ارتقای کارایی عملیاتی را محقق می‌سازد. در مرجع [۲۰]، در مرجع [۲۰]، یک سیستم مدیریت انرژی مبتنی بر کنترل پیش‌بین مدل برای ریزشبکه AC/DC ارائه شده است که عملکرد آن در بهره‌برداری هماهنگ منابع انرژی ارزیابی شده است. مقاله [۲۸] یک رویکرد بهینه برای مواجهه با عدم قطعیت‌های ناشی از تولید تجدیدپذیر و تقاضای بار پیشنهاد کرده است. ساختار پیشنهادی در دو مقیاس زمانی (روز بعد و روز جاری) تدوین شده و از توزیع مقاوم با محدودیت شانس (DRCC) برای تنظیم انرژی ریزشبکه در حالت متصل بهره می‌برد. این روش مدیریت ریسک و تبادل توان را با بازدهی مطلوب برای بهره‌بردار فراهم می‌آورد. مرجع [۱۰] استفاده از توربین جریان جزرومدی (TST) را در کنار توربین بادی و فتوولتائیک پیشنهاد کرده است. این پژوهش به مدیریت انرژی تصادفی در ریزشبکه با در نظر گرفتن عدم قطعیت در سرعت باد، تابش خورشید، جزرومد، قیمت برق و تقاضا، همچنین حضور برنامه پاسخ‌گویی بار و ذخیره‌سازها می‌پردازد. در مقاله [۱۱]، یک مدل بهینه‌سازی برای گنجانیدن برنامه پاسخ‌گویی بار مبتنی بر تشویق در مسئله مدیریت انرژی ریزشبکه متصل به شبکه با قابلیت بازآرایی پیشنهاد شده است. دو جمع‌کننده مجزا برای خودروهای برقی و سایر بارها به‌عنوان رابط با اپراتور در نظر گرفته شده‌اند. مرجع [۴] یک استراتژی مدیریت توان برای ریزشبکه DC جزیره‌ای شامل چندین تولیدپراکنده، بار و سیستم ذخیره‌ساز باتری ارائه می‌دهد که سیستم مدیریت انرژی آن بر پایه کنترل پیش‌بین مبتنی بر مدل (MPC) طراحی شده است. در مقاله [۳]، راهکاری برای مدیریت بارهای پاسخگو و سیستم‌های ذخیره‌سازی به‌منظور پوشش عدم قطعیت تولید بادی پیشنهاد شده و از کنترل پیش‌بین مبتنی بر مدل در زمان واقعی بهره گرفته شده است. مقاله [۱۹] یک چارچوب تصمیم‌گیری تصادفی برای مدیریت کوتاه‌مدت یک هاب انرژی ارائه می‌دهد. شبکه قدرت با نفوذ بالای انرژی‌های تجدیدپذیر و شبکه گاز طبیعی به‌عنوان ورودی‌های هاب در نظر گرفته شده‌اند. خودروهای برقی و ناوگان آن‌ها نیز به‌عنوان اجزای ذخیره‌ساز هاب مدل‌سازی شده‌اند. در مقاله [۲۶]، یادگیری تقویتی به‌عنوان یک رویکرد هوشمند برای بهینه‌سازی سیستم مدیریت انرژی هاب شامل منابع تجدیدپذیر، CHP و کوره گازی به کار گرفته شده است. اولویت با تأمین انرژی از منابع تجدیدپذیر است تا هزینه و انتشار آلاینده‌ها کاهش یابد. مرجع [۱۷] مدلی از هاب انرژی ارائه می‌کند که در آن تولید، ذخیره‌سازی و مصرف هیدروژن در مقیاس بزرگ در سیستم‌های قدرت ادغام شده است. ارزیابی سناریوهای مختلف ادغام هیدروژن در هاب‌های انرژی شهری نشان می‌دهد که هیدروژن می‌تواند انعطاف‌پذیری، قابلیت اطمینان و کربن‌زدایی را بهبود بخشیده و به‌عنوان عنصری کلیدی در سیستم‌های

چندمنبعی پایدار آینده ایفای نقش کند. پژوهش حاضر یک رویکرد بهینه برای بهره‌برداری و مدیریت همزمان انرژی الکتریکی و حرارتی با هدف کمینه‌سازی هزینه تأمین انرژی پیشنهاد می‌کند. ساختار پیشنهادی در قالب یک هاب انرژی مدل‌سازی می‌شود. تجهیزات داخلی هاب شامل بویلر، واحد تولید همزمان برق و حرارت (CHP)، منابع تولیدپراکنده کنترل‌پذیر و تجدیدپذیر بوده و بهره‌برداری بهینه آن‌ها با استفاده از کنترل پیش‌بین مبتنی بر مدل (MPC) انجام می‌شود. افزون بر مدیریت منابع تولید، مدل‌سازی بارهای پاسخگو با رویکرد ترکیبی قطع و انتقال بار نیز برای کاهش هرچه بیشتر هزینه به کار گرفته می‌شود. با توجه به وابستگی توان خروجی منابع تجدیدپذیر به شرایط آب‌وهوایی، عدم قطعیت این منابع با رویکردی احتمالاتی مدل‌سازی شده تا مدل ارائه‌شده به واقعیت نزدیک‌تر باشد. خلاصه پژوهش‌های پیشین در جدول شماره ۱ آمده است.

جدول ۱. خلاصه پژوهش‌های انجام شده

نواوری/ویژگی کلیدی	دستاوردها/نتایج	رویکرد/روش	مسئله/هدف	منبع	مرحله توسعه
نگاه جامع به شبکه هوشمند به‌عنوان پیش‌نیاز هاب انرژی	شناسایی ویژگی‌های کلیدی و چالش‌های شبکه هوشمند	توصیفی-تحلیلی	بررسی جامع مفهوم شبکه هوشمند	[۹]	مرحله ۱ (تک‌منبعی)
مدل‌سازی عدم قطعیت در سه حامل انرژی	کاهش هزینه و افزایش بهره‌وری در مدیریت هماهنگ چندمنبعی	بهینه‌سازی تصادفی	بهره‌برداری بهینه از میکروگرید چندمنبعی	[۱۸]	مرحله ۲ (چندمنبعی)
ساختار دومرحله‌ای با نهاد مرکزی و مدیران محلی	هماهنگی مرکزی و ابلاغ مقادیر مرجع توان	سیستم مدیریت انرژی تصادفی سلسله‌مراتبی	مدیریت انرژی چندسطحی و سلسله‌مراتبی ریزشبکه‌ها	[۵]	مرحله ۳ (هاب انرژی و هوشمندسازی)
یکپارچه‌سازی CHP، خودروی برقی و ذخیره‌ساز	کاهش هزینه، کاهش آلاینده‌ها، بهبود کارایی	الگوریتم بهینه‌سازی بهبودیافته مبتنی بر قانون فیک	زمان‌بندی بهینه هاب انرژی در بازار روز-بعد	[۲]	
هماهنگی تصمیم‌گیری کلان و بلادرنگ	کاهش هزینه عملیاتی، کاهش کربن، افزایش انعطاف‌پذیری	یادگیری تقویتی عمیق	مدیریت انرژی دومقیاسی هاب انرژی	[۲۶]	
بهره‌برداری دومقیاسی (روز بعد و روز جاری)	مدیریت ریسک و تبادل توان با بازدهی مطلوب	توزیع مقاوم با محدودیت شانس (DRCC)	مواجهه با عدم قطعیت تجدیدپذیرها و تقاضا	[۲۸]	
به‌کارگیری توربین جریان جزرومدی در کنار سایر منابع	مدل‌سازی عدم قطعیت در TST، باد، خورشید، قیمت و تقاضا	بهینه‌سازی تصادفی	مدیریت انرژی تصادفی ریزشبکه با منابع متنوع	[۱۰]	
یکپارچه‌سازی DR تشویقی و بازارآیی شبکه	مدل‌سازی دو جمع‌کننده همجرا برای خودروی برقی و سایر بارها	بهینه‌سازی با قابلیت بازارآیی	مدیریت انرژی ریزشبکه با DR مبتنی بر تشویق	[۱۱]	
کاربرد MPC در ریزشبکه DC	بهره‌برداری بهینه از تولیدات پراکنده و ذخیره‌ساز	کنترل پیش‌بین مبتنی بر مدل (MPC)	مدیریت توان ریزشبکه DC جزیره‌ای	[۴]	
کنترل پیش‌بین در مقیاس زمانی واقعی	مدیریت بارهای پاسخگو در زمان واقعی	کنترل پیش‌بین مبتنی بر مدل بلادرنگ	پوشش عدم قطعیت تولید بادی با DR و ذخیره‌ساز	[۳]	مرحله ۴ (پژوهش حاضر)
یکپارچه‌سازی شبکه گاز و قدرت با ذخیره‌ساز خودروی برقی	مدل‌سازی نفوذ بالای تجدیدپذیرها و خودروی برقی	چارچوب تصمیم‌گیری تصادفی	مدیریت کوتاه‌مدت هاب انرژی	[۱۹]	
کاربرد یادگیری تقویتی در بهینه‌سازی هاب	کاهش هزینه و انتشار آلاینده با اولویت تجدیدپذیرها	یادگیری تقویتی	بهینه‌سازی سیستم مدیریت انرژی هاب	[۲۶]	
نگاه کلان به زنجیره تولید، ذخیره و مصرف هیدروژن	بهبود انعطاف‌پذیری، قابلیت اطمینان و کربن‌زدایی	مدل‌سازی سناریومحور	ادغام هیدروژن در هاب انرژی شهری	[۱۷]	
تلفیق MPC، عدم قطعیت احتمالاتی و بار پاسخگوی ترکیبی قطع/انتقال در یک چارچوب یکپارچه	بهره‌برداری بهینه از CHP، بویلر، DG کنترل‌پذیر و تجدیدپذیر	کنترل پیش‌بین مبتنی بر مدل (MPC) + مدل‌سازی احتمالاتی عدم قطعیت + DR ترکیبی	مدیریت همزمان انرژی الکتریکی و حرارتی با کمینه‌سازی هزینه	-	پژوهش حاضر

۱.۲. مقایسه روش‌های کنترلی در مطالعات انرژی

تحولات اخیر در سیستم‌های انرژی، شامل افزایش نفوذ منابع تجدیدپذیر، توسعه منابع تولید پراکنده، استفاده گسترده از ذخیره‌سازهای انرژی و تغییرات سریع الگوی مصرف، موجب شده است که ساختارهای کنترلی سنتی در بسیاری از کاربردها با محدودیت مواجه شوند. در چنین سیستم‌هایی، کنترل‌کننده علاوه بر حفظ پایداری و تنظیم متغیرهای عملیاتی، باید قابلیت مدیریت عدم قطعیت‌ها، رعایت قیود فنی تجهیزات و بهینه‌سازی عملکرد سیستم را نیز داشته باشد. به همین دلیل، روش‌های پیشرفته کنترلی مانند کنترل پیش‌بین مبتنی بر مدل (MPC) در سال‌های اخیر به‌عنوان یکی از رویکردهای مؤثر در مدیریت انرژی و بهره‌برداری بهینه ریزشبکه‌ها مورد توجه قرار گرفته‌اند [۱۵].

کنترل‌کننده تناسبی-انترگالی-مشتقی (PID) به دلیل ساختار ساده، پیاده‌سازی آسان و هزینه محاسباتی پایین، یکی از رایج‌ترین روش‌های کنترلی در کاربردهای صنعتی و سیستم‌های قدرت محسوب می‌شود. این کنترل‌کننده بر اساس خطای لحظه‌ای بین مقدار مرجع و مقدار اندازه‌گیری‌شده، فرمان کنترلی را تولید می‌کند. با وجود عملکرد مناسب PID در سیستم‌های با دینامیک نسبتاً ثابت، این روش فاقد قابلیت پیش‌بینی رفتار آینده سیستم بوده و امکان اعمال همزمان محدودیت‌های عملیاتی را ندارد. بنابراین در سیستم‌های انرژی دارای منابع متغیر تولید، ذخیره‌ساز و بارهای پیچیده، عملکرد آن ممکن است نسبت به روش‌های پیشرفته‌تر محدود شود.

روش کنترل بهینه خطی درجه دوم (LQR) نیز یکی از روش‌های شناخته‌شده در طراحی کنترل‌کننده‌ها است که با کمینه‌سازی یک تابع هزینه، تلاش می‌کند انحراف متغیرهای حالت و میزان تلاش کنترلی را کاهش دهد. این روش در سیستم‌های خطی با مدل دقیق، پاسخ مناسبی ارائه می‌دهد، اما در کاربردهای واقعی انرژی، وجود قیود مربوط به ظرفیت تجهیزات، محدوده توان مبدل‌ها، محدودیت ذخیره‌سازی و شرایط بهره‌برداری، استفاده مستقیم از LQR را با چالش مواجه می‌سازد. در مقابل، MPC امکان تعریف مستقیم این محدودیت‌ها را در مسئله بهینه‌سازی فراهم می‌کند و از این نظر انعطاف‌پذیری بیشتری دارد [۱۴].

روش MPC با ترکیب مدل‌سازی، پیش‌بینی و بهینه‌سازی، یک چارچوب کنترلی مناسب برای سیستم‌های انرژی پیچیده ارائه می‌دهد. در این روش، رفتار آینده سیستم در یک افق پیش‌بینی مشخص تخمین زده شده و سپس با حل یک مسئله بهینه‌سازی، مناسب‌ترین فرمان کنترلی تعیین می‌شود. مهم‌ترین مزیت MPC نسبت به روش‌های کلاسیک، قابلیت در نظر گرفتن همزمان قیود ورودی، خروجی و متغیرهای داخلی سیستم در فرآیند تصمیم‌گیری است؛ قابلیت‌ای که در سیستم‌های انرژی دارای محدودیت‌های متعدد اهمیت ویژه‌ای دارد [۴].

در سال‌های اخیر، روش‌های هوشمند مانند کنترل فازی و کنترل مبتنی بر شبکه‌های عصبی نیز برای مواجهه با رفتارهای غیرخطی و عدم قطعیت سیستم‌های انرژی توسعه یافته‌اند. این روش‌ها توانایی مناسبی در تقریب روابط پیچیده دارند، اما وابستگی آن‌ها به داده‌های آموزشی، تنظیم پارامترها و دشواری تضمین عملکرد در تمام شرایط بهره‌برداری، از چالش‌های مهم آن‌ها محسوب می‌شود. کنترل لغزشی (SMC) نیز به دلیل مقاومت مناسب در برابر اغتشاشات و تغییر پارامترهای سیستم، در برخی کاربردهای انرژی استفاده شده است. با این حال، ایجاد نوسانات سریع در سیگنال کنترل ناشی از عملکرد سوئیچینگ این روش، می‌تواند موجب کاهش کیفیت کنترل و افزایش تنش در تجهیزات الکترونیک قدرت شود.

مطالعات جدید نشان داده‌اند که استفاده از MPC در سیستم‌های مدیریت انرژی می‌تواند موجب بهبود هماهنگی بین منابع مختلف، کاهش هزینه بهره‌برداری، افزایش بهره‌وری انرژی و مدیریت بهتر عدم قطعیت‌های ناشی از منابع تجدیدپذیر شود [۱۶]. همچنین توسعه ساختارهایی مانند MPC سلسله‌مراتبی و MPC توزیع‌شده، امکان کنترل هماهنگ مجموعه‌ای از منابع انرژی و حل مسائل بهینه‌سازی در مقیاس بزرگ را فراهم کرده است [۲۴].

بر اساس مقایسه انجام‌شده، روش‌های PID و LQR همچنان در کاربردهای مشخص و سیستم‌های ساده‌تر دارای مزایای قابل توجهی هستند؛ با این حال، در سیستم‌های مدیریت انرژی مدرن که با چندین هدف کنترلی، محدودیت‌های فنی، تغییرات بار و عدم قطعیت منابع مواجه هستند، MPC به دلیل قابلیت پیش‌بینی، بهینه‌سازی آنلاین و اعمال مستقیم قیود، قابلیت مناسبی برای طراحی ساختار کنترلی فراهم می‌کند. از این رو در این پژوهش، روش MPC به‌عنوان روش کنترلی اصلی انتخاب شده است.

۲.۲. سیستم مدیریت انرژی پیشنهادی

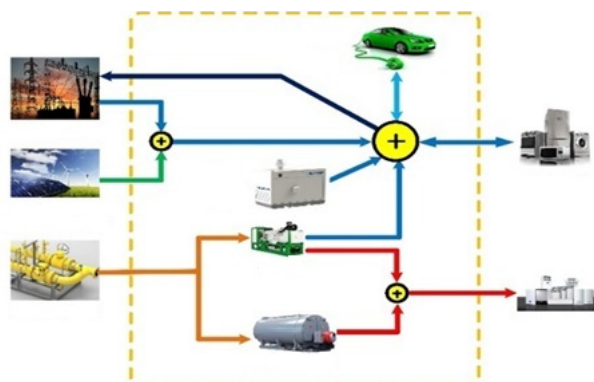
بهره بردار ریز شبکه (MGO)^۱ مسئول مدیریت تولید واحدها برای تأمین شایسته انرژی مورد نیاز هاب است. این تأمین انرژی باید به گونه‌ای انجام شود که در هر گام زمانی تعادل بین تولید و مصرف حفظ شده و هزینه تأمین انرژی نیز کمینه باشد. یکی از راهکارهای اصلی کاهش هزینه بهره‌برداری در کنار کاهش انتشار گازهای مخرب زیست‌محیطی استفاده از تولیدات مبتنی بر انرژی‌های تجدیدپذیر است که واحد خورشیدی و بادی در این مقاله مدنظر قرار گرفته است. با توجه به وابستگی توان خروجی این واحدها به شرایط آب و هوایی و لزوم توجه به این عدم قطعیت در برنامه‌ریزی، توان تولیدی این منابع به صورت تصادفی بر اساس تابع چگالی احتمال تابش و سرعت باد احتمالاتی طراحی شده است. بارهای پاسخگو بر پایه زمان استفاده (TOU)^۲ بکار گرفته شده‌اند. به عبارت دیگر از این برنامه به عنوان علاقه‌مندی مشترکین به تغییر الگوی مصرف از ساعات پیک به ساعات کم باری در پاسخ به متغیر بودن نرخ انرژی، استفاده شده است. در ادامه مدل هاب انرژی، مدل سازی ریاضی و محدودیت‌های اجزا مختلف هاب معرفی شده و در نهایت ساختار کنترل پیش‌بین و فضای حالت سیستم بیان می‌شود.

۱.۲.۲. مدل هاب انرژی

ساختار هاب انرژی مورد نظر در شکل ۱ نشان داده شده است. همان‌طور که از این شکل مشخص است، هاب انرژی به دنبال تأمین کردن بار الکتریکی و حرارتی مورد نیاز (خروجی هاب انرژی) با کمترین هزینه تولید می‌باشد. برای تأمین این خروجی‌ها، ورودی‌های هاب عبارت‌اند از:

- دو حامل برق و گاز از شبکه سراسری
- تولیدات مبتنی بر انرژی‌های تجدیدپذیر و غیرقابل کنترل (RER^3)

ساختار داخلی هاب شامل یک واحد CHP به منظور تولید هم‌زمان برق و حرارت، بویلر است. همچنین تولیدات پراکنده کنترل‌پذیر و ایستگاه شارژ و دشارژ خودروهای برقی نیز از اجزا داخلی هاب انرژی هستند. برای پیدا کردن برنامه‌ریزی بهینه مشارکت اجزا مختلف ریز شبکه در تأمین بارهای الکتریکی و حرارتی به عنوان خروجی‌های هاب انرژی، در ادامه سیستم مدیریت انرژی مبتنی بر کنترل MPC پیشنهادی به منظور یافتن یک مصالحه بین ورودی‌های سیستم در جهت کمینه کردن تابع هزینه کل سیستم ارائه خواهد شد.



شکل ۱. ساختار داخلی هاب پیشنهادی

۲.۲.۲. مدل سازی احتمالاتی

داده‌های ورودی به این ساختار شامل دو دسته داده‌های قطعی و داده‌های تصادفی هستند. داده‌های تصادفی از طریق مدل سازی فرآیندهای تصادفی به دست می‌آیند. در مسئله مورد نظر، توان خروجی واحد خورشیدی، بادی و بار مشترکین دارای عدم قطعیت است. مقدار تابش

1. Micro Grid Operator
2. Time Of Use
3. Renewable Energy Recourse

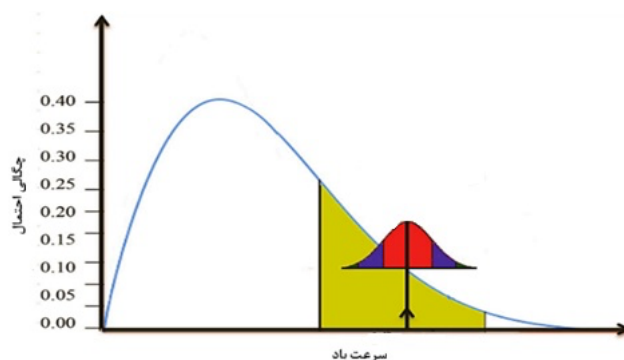
خورشید، سرعت باد و بار مصرفی مشترکین در ساعات مختلف نیز متغیرهای تصادفی هستند که باید به صورت احتمالاتی مدل سازی شوند [۱۰].

برای مدل سازی سرعت باد، در پژوهش حاضر از تابع چگالی احتمال رابلی استفاده شده است. تابع چگالی احتمال رابلی برای سرعت باد به صورت زیر تعریف می شود:

$$PDF(v) = \left(\frac{v}{sf^2}\right) \exp\left[-\left(\frac{v^2}{2sf^2}\right)\right] \quad (۱)$$

در این فرمول v و sf به ترتیب سرعت باد و پارامتر مقیاس^۱ هستند.

همانطور که بیان شد، داده های ساعتی سرعت باد در یک بازه زمانی طولانی برای تطبیق با تابع توزیع احتمال رابلی استفاده می شود. با این حال، برنامه ریزی عملیاتی اغلب بر فواصل زمانی کوتاه تر، مانند ۲۴ ساعت آینده، متمرکز است. در نتیجه، داده های به دست آمده از تابع رابلی ممکن است به طور کامل، پویایی واقعی باد را منعکس نکنند. برای رفع این مسئله و بهبود دقت مدل، این پژوهش مدل احتمال باد رابلی با مجموع مربعات باقی مانده ($RWP-RSS^2$) را معرفی می کند. همان طور که در شکل ۲ نشان داده شده است، روش $RWP-RSS$ برای هر داده استخراج شده از تابع رابلی، یک توزیع نرمال متناسب با احتمال آن اختصاص می دهد. میانگین این توزیع نرمال، مقدار مربوط به بازه در تابع رابلی را نشان می دهد، در حالی که انحراف معیار آن ۱۰٪ مقدار میانگین در نظر گرفته می شود.



شکل ۲. مدل سازی پیشرفته عدم قطعیت در مدل تابع چگالی احتمال سرعت باد

رابطه بین توان تولیدی توربین بادی و سرعت باد در ادامه بیان شده است [۱۳]:

$$P_{wtg}(v(t)) = \begin{cases} 0 & v(t) < v_{ci} \\ \frac{v(t) - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} * P_r & v_{ci} < v(t) < v_r \\ P_r & v_r < v(t) < v_{co} \\ 0 & v(t) > v_{co} \end{cases} \quad (۲)$$

که در آن P_r توان مجاز، v_{ci} سرعت برش داخلی، v_{co} سرعت برش خارجی، P_{wtg} توان خروجی توربین بادی است. توزیع ساعتی برای تابش ساطع شده از خورشید معمولاً یک توزیع دو حالتی^۳ است که به صورت یک ترکیب خطی از دو تابع توزیع در نظر گرفته می شود. برای مدل سازی تغییرات تابش خورشید از تابع چگالی احتمال بتا^۴ مطابق رابطه (۳) استفاده می شود:

1. Scale factor
2. Rayleigh Wind Probability Model with Residual Sum of Squares
3. Bimodal distribution
4. Beta Probability Density Function

$$PDF(\beta) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha) \cdot \Gamma(\beta)} \cdot \varphi^{(\alpha-1)} * (1 - \varphi)^{\beta-1} & 0 \leq \varphi \leq 1 \quad \alpha \geq 0 \quad \beta \geq 0 \\ 0 & otherwise \end{cases} \quad (۳)$$

توزیع ساعتی تابش سطوح گردیده معمولاً توزیعی دو حالتی می باشد که به شکل ترکیبی خطی از دو تابع توزیع می تواند مد نظر گرفته شود. از تابع چگالی احتمال بتا جهت مدل سازی تغییرهای تابش خورشید، مطابق معادله زیر استفاده می گردد.

$$PDF(\beta) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha) \cdot \Gamma(\beta)} \cdot \varphi^{(\alpha-1)} * (1 - \varphi)^{\beta-1} & 0 \leq \varphi \leq 1 \quad \alpha \geq 0 \quad \beta \geq 0 \\ 0 & otherwise \end{cases} \quad (۴)$$

پارامترهای رفتاری توزیع بتا (α و β)، مطابق میانگین (μ) و انحراف معیار (σ) متغیرهای تصادفی براساس رابطه ذیل محاسبه می گردد:

$$\beta = (1 - \mu) * \left(\frac{\mu * (1 + \mu)}{\sigma^2} - 1 \right) \quad (۵)$$

$$\alpha = \frac{\mu * \beta}{1 - \mu} \quad (۶)$$

پارامترهای عملکردی توزیع بتا (α و β)، بر اساس میانگین (μ) و انحراف معیار (σ) متغیرهای تصادفی مطابق رابطه (۷) و (۸) محاسبه می شود:

$$\beta = (1 - \mu) * \left(\frac{\mu * (1 + \mu)}{\sigma^2} - 1 \right) \quad (۷)$$

$$\alpha = \frac{\mu * \beta}{1 - \mu} \quad (۸)$$

۳.۲.۲. علائم و نشانه‌ها

در مدل ریاضی، متغیرها و شاخص‌ها به شرح زیر مورد استفاده قرار گرفته است:

t	شاخص دوره‌های زمانی
j	شاخص واحد DG
b	شاخص واحد بویلر
c	شاخص واحد CHP
e	شاخص خودروی الکتریکی
N_j	تعداد واحدهای DG
N_b	تعداد واحدهای بویلر
N_c	تعداد واحدهای CHP
N_e	تعداد خودروی الکتریکی
P_{jt}^{DG}	توان برنامه‌ریزی شده DG، زام در دوره زمانی t (kW)
P_{it}^{RER}	توان برنامه‌ریزی شده برای واحد تجدیدپذیر iam در دوره زمانی t (kW)
P_{ct}^{CHP}	توان الکتریکی برنامه‌ریزی شده واحد CHP، cam در دوره زمانی t (kW)
P_t^{Grid}	توان برنامه‌ریزی شده مبادلاتی با شبکه در دوره زمانی t (kW)
$P_{et}^{E_dch}$	توان برنامه‌ریزی شده خودروی الکتریکی e برای مشارکت در $V2G^1$ (دشارژ) در دوره زمانی t (kW)
$P_{et}^{E_{ch}}$	توان برنامه‌ریزی شده خودروی الکتریکی e برای مشارکت در $G2V^2$ (شارژ) در دوره زمانی t (kW)
H_{ct}^{CHP}	توان حرارتی برنامه‌ریزی شده واحد CHP، cam در دوره زمانی t (kW)

H_{bt}^{boiler}	توان حرارتی برنامه‌ریزی شده واحد بویلر، lbم در دوره زمانی t (kW)
a_{jt}	متغیر باینری، در صورتی که مقدار آن یک باشد بیانگر روشن شدن واحد زام در دوره زمانی t
b_{jt}	متغیر باینری، در صورتی که مقدار آن یک باشد بیانگر خاموش شدن واحد زام در دوره زمانی t
u_{jt}	متغیر باینری، در صورتی که مقدار آن یک باشد بیانگر در مدار قرار گرفتن واحد زام طبق برنامه‌ریزی انجام شده در دوره زمانی t
τ_t^g	قیمت مبادله برق با شبکه اصلی (قیمت بازار برق) در دوره زمانی t (cents / kWh)
τ^{gas}	قیمت گاز طبیعی (cents / m^3)
HV^{gas}	ارزش حرارتی گاز طبیعی (kWh / m^3)
η_c^{CHPe}	بازده الکتریکی CHP، cam
η_c^{CHPh}	بازده حرارتی CHP، cam
η_b^{boiler}	بازده بویلر، lbم
Δ_x^y	ضریب جریمه آلایندگی x در تجهیز y
$A_j B_j$	ضرایب تابع هزینه DG، زام
SUC_j	هزینه راه‌اندازی DG، زام (cents)

۴.۲.۲. تولیدات پراکنده

قیود بهره‌برداری نیز برای تولیدات پراکنده وجود دارد که باید در فرآیند برنامه‌ریزی در نظر گرفته شوند.

$$p_j^{min} u_{jt} \leq p_{jt}^{DG} \leq p_j^{max} u_{jt} \quad (۴)$$

$$-ramp_j^{DG} u_{jt} \leq p_{jt}^{DG} - p_{jt-1}^{DG} \leq ramp_j^{DG} u_{jt} \quad (۵)$$

$$a_{jt} = u_{jt} - u_{jt-1} \quad (۶)$$

$$a_{jt} \geq 0 \quad (۷)$$

رابطه (۴) بیانگر حداقل و حداکثر توان DGs است. در این رابطه p_j^{min} حداقل و p_j^{max} حداکثر تولید DG، زام است. u_{jt} متغیر باینری^۱ برنامه‌ریزی است که وضعیت در مدار بودن DG، ز در زمان t را نشان می‌دهد. a_{jt} متغیر باینری روشن شدن واحد زام در زمان t است. $ramp_j^{DG}$ حداکثر شیب افزایش یا کاهش توان الکتریکی خروجی واحد تولید پراکنده زام است.

۵.۲.۲. واحدهای CHP

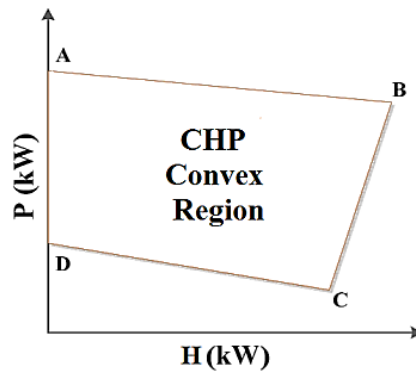
$$p_c^{min_CHP} u_{ct} \leq p_{ct}^{CHP} \leq p_c^{max_CHP} u_{ct} \quad (۸)$$

$$-ramp_c^{CHPe} u_{ct} \leq p_{ct}^{CHP} - p_{ct-1}^{CHP} \leq ramp_c^{CHPe} u_{ct} \quad (۹)$$

$$H_c^{min_CHP} u_{ct} \leq H_{ct}^{CHP} \leq H_c^{max_CHP} u_{ct} \quad (۱۰)$$

$$-ramp_c^{CHPh} u_{ct} \leq H_{ct}^{CHP} - H_{ct-1}^{CHP} \leq ramp_c^{CHPh} u_{ct} \quad (۱۱)$$

رابطه (۸) و (۱۰) بیانگر حداکثر ظرفیت و حداقل خروجی قابل قبول بخش الکتریکی و حرارتی CHP، cam است. u_{ct}^{CHP} متغیر باینری برنامه‌ریزی وضعیت در مدار بودن CHP، c در زمان t را نشان می‌دهد. شیب تغییرات توان الکتریکی و حرارتی CHP نیز در هر ساعت مقدار محدودی است. $ramp_c^{CHPe}$ و $ramp_c^{CHPh}$ حداکثر شیب افزایش یا کاهش توان الکتریکی و حرارتی خروجی واحد CHP cam است [۱۴]. شکل ۳ نمودار محدوده مجاز تولید توان برای یک CHP را نشان می‌دهد.



شکل ۳. محدوده توان قابل حصول در CHP

۶.۲.۲. واحدهای بویلر

$$H_b^{\max} u_{bt}^{boiler} \leq H_{ct}^{boiler} \leq H_b^{\max} u_{bt}^{boiler} \quad (12)$$

$$-ramp_b^B u_{bt}^{boiler} \leq H_{ct}^{boiler} - H_{ct-1}^{boiler} \leq ramp_b^B u_{bt}^{boiler} \quad (13)$$

رابطه فوق بیانگر حداقل و حداکثر توان خروجی مجاز بویلر است. در این رابطه $H_b^{\max}$ حداکثر تولید بویلر، b است. u_{bt}^{boiler} متغیر باینری برنامه‌ریزی وضعیت در مدار بودن بویلر، b در زمان t را نشان می‌دهد. $ramp_b^{Bu}$ حداکثر شیب افزایش یا کاهش توان حرارتی خروجی واحد بویلر b ام است.

۷.۲.۲. تعادل توان الکتریکی و حرارتی

معادلات تعادل توان الکتریکی و حرارتی در زمان t برای ریز شبکه به صورت زیر تعریف می‌شود.

$$P_t^{grid} + \sum_{j=1}^{N_j} P_{jt} + \sum_{e=1}^{N_E} P_{et}^{E,dch} + \sum_{c=1}^{N_c} P_{ct}^{CHP} + \sum_{i=1}^{N_I} P_{it}^{RER} = P_t^{load} + \sum_{e=1}^{N_E} P_{et}^{E,ch} \quad (14)$$

$$\sum_{b=1}^{N_b} H_{bt}^{boiler} + \sum_{c=1}^{N_c} H_{ct}^{CHP} = H_t^{load} \quad (15)$$

۸.۲.۲. خودروی الکتریکی

میزان تغییرات درصد شارژ در باتری خودروی الکتریکی e در زمان t (P_{et}^E) از رابطه زیر محاسبه می‌شود [۱۵].

$$SOC_{et}^E = SOC_{et-1}^E \alpha_e^E + \frac{1}{C_{e,max}^E} (P_{et}^E \eta_e^E) \quad (16)$$

در رابطه فوق، e شاخص ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی در باتری خودرو و α_e^E ضریب تلفات باتری خودرو است. P_{et}^E توان مبادله شده بین هاب و باتری خودروی الکتریکی است. می‌توان این متغیر را برای حالت شارژ و دشارژ تفکیک کرد. لازم به ذکر است که مقدار توان مبادلاتی بین ذخیره‌ساز و شبکه بر اساس مازاد یا کمبود توان در هر ساعت مشخص می‌شود. به بیان دیگر، در صورتی که در یک گام زمانی، میزان توان تولیدی هاب از توان مصرفی بیشتر باشد، مازاد توان در باتری خودروی الکتریکی ذخیره می‌شود.

$$P_{et}^E = P_{et}^{E,ch} - P_{et}^{E,dch} \quad (17)$$

در این رابطه، $P_{et}^{E,dch}$ و $P_{et}^{E,ch}$ به ترتیب میزان توان مبادله شده بین شبکه و خودروی الکتریکی e در زمان t در حالت V2G (دشارژ) و G2V (شارژ) است. SOC_{et-1}^E مقدار اولیه شارژ موجود در باتری خودروی الکتریکی e در گام زمانی قبل است. η_e^{dch} و η_e^{ch} بازدهی شارژ و دشارژ باتری خودروی الکتریکی e است که رابطه آن‌ها با η_e^E به صورت زیر است:

$$\eta_e^E = \begin{cases} \eta_e^{ch} & \text{if } P_{et}^E > 0 \\ \eta_e^{dch} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (18)$$

با توجه به اینکه حداکثر مقدار شارژ باتری خودروها برابر ۱۰۰ درصد کل ظرفیت است، لذا داریم:

$$0 \leq SOC_{et}^E \leq 1 \quad (۱۹)$$

میزان توان مبادلاتی بین خودروی الکتریکی و شبکه برای خودروی الکتریکی e و در زمان t با توجه به ظرفیت باتری خودروی الکتریکی (C_e^{max}) و درصد شارژ آن (SOC_{et-1}^E) محدود می‌شود.

$$0 \leq P_{et}^{E, ch} \leq C_e^{max} (1 - SOC_{et-1}^E) \quad (۲۰)$$

$$0 \leq P_{et}^{E, dch} \leq C_e^{max} SOC_{et-1}^E \quad (۲۱)$$

۹.۲.۲. مدل‌سازی برنامه پاسخگویی بار

به‌منظور افزایش کارایی شبکه و مسطح کردن منحنی بار از برنامه پاسخگویی بار برای تغییر الگوی مصرف بر اساس تغییرات نرخ قیمت استفاده شده است [۱۶]. در برنامه مدیریت پاسخگویی بار دو نوع بار قابل قطع (DRC_t) و قابل انتقال (DRT_t) به ساعات دیگر (یا به‌بیان دیگر بارهایی است که می‌توان در بازه زمانی مشخصی آن‌ها را به تعویق انداخت مانند لباس‌شویی) داریم که توسط روابط زیر مدیریت می‌شود:

$$DRP_t = DRT_t + DRC_t \quad (۲۲)$$

به‌منظور مدل کردن بار کنترل‌پذیر متغیر در هاب انرژی از DRR_t استفاده می‌شود. مقدار DRR_t برابر بار کنترل‌پذیری است که انتقال داده شده اما هنوز تأمین نشده است. که توسط رابطه زیر بیان می‌شود:

$$DRR_{t+1} = DRR_t + DRP_t - P_t^{load} \quad (۲۳)$$

رابطه فوق طبق قانون اصلی DR یعنی مجموع بار منتقل شده در کل بازه‌های زمانی باید صفر باشد، طرح شده است. P_t^{load} مقدار توان خالصی است که برای تأمین بار الکتریکی به خارج از هاب انرژی ارسال می‌شود. در صورتی که همه بارهای کنترل‌پذیر تا گام زمانی t تأمین شده باشند و باری انتقال داده نشده باشد، مقدار DRR_t صفر است.

$$DRT_t \leq DRT^{max} \quad (۲۴)$$

$$DRT_t \geq -DRT^{max} \quad (۲۵)$$

$$DRC_t \leq DRC^{max} \quad (۲۶)$$

در روابط فوق، DRT^{max} و DRC^{max} حداکثر بار قابل انتقال و قابل قطع در برنامه پاسخگویی بار، DRT_t بار منتقل شده و DRC_t بار قطع شده در برنامه پاسخگویی بار در دوره زمانی t است.

۱۰.۲.۲. مدل‌سازی فضای حالت ریزشکه

ریزشکه معرفی شده در بخش‌های قبل در این قسمت توسط معادلات فضای حالت برای طراحی کنترل پیش‌بین مبتنی بر مدل PFC بیان می‌شود. در این روابط $x(t)$ ، بیانگر بردارهای متغیرهای حالت، $u(t)$ ورودی سیستم و $d(t)$ اغتشاش شناخته شده اعمالی سامانه است. ماتریس‌های سیستم شامل A ، B_u ، B_d و C هستند. بردار مربوط به خروجی سیستم که شامل ذخیره‌سازهای الکتریکی، تولید حرارتی بویلر و بار کنترل‌پذیر متغیر توسط $y(t)$ مدل شده است. ψ عددی بین ± 1 است.

$$x(t+1) = Ax(t) + B_u u(t) + B_d d(t) \quad (۲۷)$$

$$y(t) = Cx(t) \quad (۲۸)$$

$$x(t+1) = \begin{bmatrix} SOC_e^E(t+1) \\ H_b^{boiler}(t+1) \\ DRR(t+1) \end{bmatrix} \quad (۲۹)$$

$$u(t) = \begin{bmatrix} p^{grid}(t) \\ p^{Load}(t) \\ p_j^{DG}(t) \\ p_i^{RER}(t) \\ p_c^{CHP}(t) \\ H_c^{CHP}(t) \\ H^{Load}(t) \end{bmatrix} \quad (30)$$

$$d(t) = \begin{bmatrix} DRP(t) \\ ramp^b(t) \end{bmatrix} \quad (31)$$

$$A = \begin{bmatrix} \alpha_e^E & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (32)$$

$$B_u = \begin{bmatrix} \frac{\eta_e^E}{C_e^{max}} & -\frac{\eta_e^E}{C_e^{max}} & \frac{\eta_e^E}{C_e^{max}} & \frac{\eta_e^E}{C_e^{max}} & \frac{\eta_e^E}{C_e^{max}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (33)$$

$$B_d = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \psi \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (34)$$

۳. طراحی ساختار کنترل MPC

یکی از روابط مهم مربوط به کنترل پیش‌بین پیشنهادی، تابع هزینه بهره‌برداری هاب انرژی است که به‌عنوان تابع هدف آن در نظر گرفته می‌شود. کمینه‌سازی هزینه تأمین انرژی الکتریکی و حرارتی موردنیاز هاب انرژی و هزینه انرژی موردنیاز خودروی الکتریکی با مشارکت بارهای پاسخگو مدنظر است. در کنار مباحث اقتصادی در تابع هزینه، بخشی برای در نظر گرفتن اثرات مخرب زیست‌محیطی ناشی از آلاینده‌های تولیدشده توسط تولیدات پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی در نظر گرفته شده است. قسمت دوم تابع هزینه به‌صورت فاکتور جریمه در کنار بخش اقتصادی قرار گرفته است. بدین معنا که هرکدام از تولیدات پراکنده که برای تولید توان، آلاینده بیشتری تولید کنند، به مقدار بیشتری جریمه می‌شوند. به بیان دیگر این بخش در چارچوب محدودیت‌ها، بهره‌بردار را به سمت استفاده حداکثری از منابع تجدیدپذیر و تولیدات با آلایندگی کمتر سوق می‌دهد. بخش‌های مختلف این تابع هدف در رابطه زیر بیان شده است.

$$\min COF = \left[R_1 \left\{ \sum_{y=1}^5 COF_y \right\} + R_2 \{ COF_7 \} \right] \quad (35)$$

مطابق رابطه (۳۵)، تابع هزینه شامل دو قسمت اقتصادی و زیست‌محیطی است. قسمت اقتصادی شامل شش و قسمت زیست‌محیطی شامل چهار بخش است که توسط ضرایب وزنی (R) به یکدیگر مرتبط شده‌اند. هر یک از این بخش‌ها در ادامه شرح داده شده است: بخش اول (COF_1)، هزینه خرید انرژی از شبکه اصلی است.

$$COF_1 = \sum_{t=1}^{N_p} \tau_t^g p_t^{grid} \quad (36)$$

بخش دوم (COF_2)، هزینه مشارکت بارها در برنامه پاسخگویی بار است.

$$COF_2 = \sum_{t=1}^{N_p} \tau_t^{DR-T} DRT_t + \tau_t^{DR-C} DRC_t \quad (37)$$

بخش سوم (COF_3)، هزینه تولید واحدهای DG شامل هزینه راه‌اندازی و هزینه بهره‌برداری از آن‌ها است.

$$COF_3 = \sum_{t=1}^{N_p} \sum_{j=1}^{N_j} [(A_j u_{jt} + B_j P_{jt}) + SUC_j a_{jt}] \quad (38)$$

بخش چهارم (COF_4) بیانگر هزینه واحدهای CHP است.

$$COF_4 = \sum_{t=1}^{N_p} \sum_{c=1}^{N_c} [\tau^{gas} \times \left(\frac{P_{ct}^{CHP}}{HV^{gas} \times \eta_c^{CHPe}} + \frac{H_{ct}^{CHP}}{HV^{gas} \times \eta_c^{CHPh}} \right)] \quad (39)$$

بخش پنجم (COF_5) بیانگر هزینه واحدهای بویلر است.

$$COF_5 = \sum_{t=1}^p \sum_{b=1}^{N_b} \left[\tau^{gas} \times \frac{H_{bt}^{boiler}}{HV^{gas} \times \eta_b^{boiler}} \right] \quad (40)$$

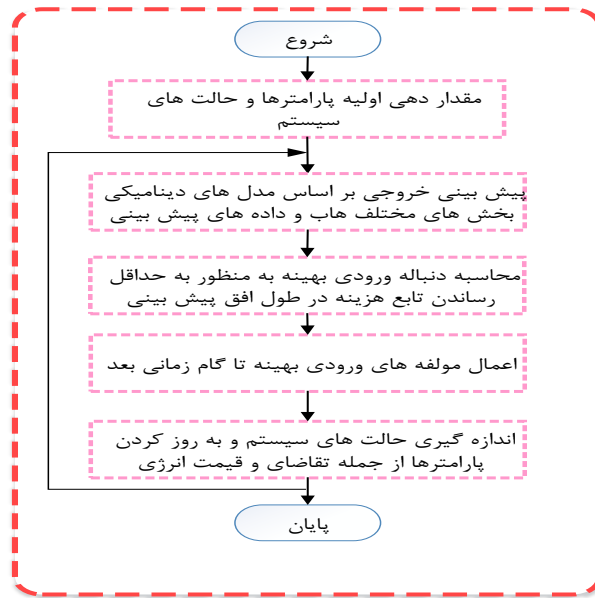
بخش ششم (COF_6) هزینه مشارکت خودروهای الکتریکی در طرح مدیریت شارژ و دشارژ است. لازم به ذکر است این خودروها در مالکیت مشترکین هستند و به صورت خالص هزینه مدل شده است. بخش اول ($\tau_t^{EV-dch} P_{et}^{E-dch}$) هزینه دشارژ (V2G) است که به مالکین پارکینگ‌های هوشمند پرداخت می‌شود و بخش دوم ($\tau_t^{EV-ch} P_{et}^{E-ch}$) هزینه شارژ خودروهای الکتریکی است که توسط مالکین به بهره‌بردار پرداخت می‌شود.

$$COF_6 = \sum_{t=1}^p \sum_{e=1}^{N_E} [\tau_t^{EV-dch} P_{et}^{E-dch} - \tau_t^{EV-ch} P_{et}^{E-ch}] \quad (41)$$

بخش هفتم (COF_7) بیانگر جریمه تولید آلاینده‌های زیست‌محیطی است. در این بخش از تابع هدف شایع‌ترین آلاینده‌های زیست‌محیطی یعنی اکسید نیتروژن (NO_x) و اکسید گوگرد (SO_2) و دی‌اکسید کربن (CO_2) مدنظر قرار گرفته است. آلاینده‌های NO_x و SO_2 به‌متراب از CO_2 مضرتر هستند. با تنظیم ضرایب وزنی (K) در تابع جریمه به این موضوع توجه شده است. هر یک از تولیدات هاب انرژی که برای تولید توان الکتریکی و حرارتی آلاینده زیست‌محیطی تولید می‌کنند در این بخش از تابع هزینه مدنظر قرار گرفته‌اند.

$$COF_7 = \sum_{t=1}^{N_p} \left[P_t^{grid} (\Delta_{grid}^{CO_2} K^{CO_2} + \Delta_{grid}^{NO_x} K^{NO_x} + \Delta_{grid}^{SO_2} K^{SO_2}) + \sum_{j=1}^{N_j} P_{jt} (\Delta_{DG}^{CO_2} K^{CO_2} + \Delta_{DG}^{NO_x} K^{NO_x} + \Delta_{DG}^{SO_2} K^{SO_2}) + \sum_{c=1}^{N_c} (P_{ct}^{CHP} + H_{ct}^{CHP}) (\Delta_{CHP}^{CO_2} K^{CO_2} + \Delta_{CHP}^{NO_x} K^{NO_x} + \Delta_{CHP}^{SO_2} K^{SO_2}) + \sum_{b=1}^{N_b} H_{bt}^{boiler} (\Delta_{boiler}^{CO_2} K^{CO_2} + \Delta_{boiler}^{NO_x} K^{NO_x} + \Delta_{boiler}^{SO_2} K^{SO_2}) \right] \quad (42)$$

سیستم کنترل MPC در ادامه به‌گونه‌ای مدل شده است که با محاسبه دنباله سیگنال کنترل، تابع هزینه مربوطه در ریزشبه کمینه شود و دینامیک و محدودیت‌های سیستم در نظر گرفته شوند. بدین منظور الگوریتمی مطابق شکل ۴ پیشنهاد شده است که برای هر استپ زمانی در کل فرآیند بهره‌برداری باید تکرار شود.



شکل ۴. الگوریتم کنترل کننده MPC

۱/۳. پیش‌بینی حالت‌ها و متغیرهای خروجی هاب

بر اساس مدل فضای حالت سیستم در ادامه پیش‌بینی خروجی برحسب دنباله ورودی سیستم کنترلی محاسبه شده است. فرض شده است که بردار حالت سیستم در هر مرحله زمانی که با t بیان شده، قابل اندازه‌گیری باشد. بر این اساس دنباله ورودی کنترل به صورت رابطه (۴۳) بیان شده است.

$$u(t) \quad u(t+1) \quad \dots \quad u(t+N_c-1) \quad (43)$$

در این رابطه افق کنترل با N_c و افق پیش‌بینی با N_p بیان شده است. با استفاده از اطلاعات حالت سیستم، متغیرهای حالت در مرحله t تا N_p پیش‌بینی می‌شوند. دنباله متغیرهای حالت آینده سیستم به صورت رابطه (۴۴) بیان شده است.

$$x(t+1|t) \quad x(t+2|t) \quad \dots \quad x(t+N_c|t) \quad (44)$$

$x(t+N_c|t)$ حالت پیش‌بینی شده در زمان $t+N_c$ با استفاده از اطلاعات لحظه t را نمایش می‌دهد که با استفاده از رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$x(t+N_p|t) = A^{N_p} x(t) + \sum_{j=0}^{N_c-1} A^{N_p-1-j} B_u u(t+j) + \sum_{j=0}^{N_p-1} A^{N_p-1-j} B_d d(t+j) \quad (45)$$

رابطه (۴۶) پیش‌بینی خروجی سیستم بر اساس متغیرهای حالت را محاسبه کرده است.

$$y(t+N_p|t) = C A^{N_p} x(t) + \sum_{j=0}^{N_c-1} C A^{N_p-1-j} B_u u(t+j) + \sum_{j=0}^{N_p-1} C A^{N_p-1-j} B_d d(t+j) \quad (46)$$

بر این اساس بردارهای جدید به صورت روابط (۴۷) و (۴۸) تعریف می‌شود.

$$Y = [y(t+1|t)^T \quad y(t+2|t)^T \quad \dots \quad y(t+N_p|t)^T] \quad (47)$$

$$U = [u(t)^T \quad u(t+1)^T \quad \dots \quad u(t+N_p)^T] \quad (48)$$

$$D = [d(t+1|t)^T \quad d(t+2|t)^T \quad \dots \quad d(t+N_p|t)^T] \quad (49)$$

لذا روابط پیش‌بین به‌صورت زیر بیان می‌شوند.

$$Y = \Gamma x(t) + \phi U + \Omega D \quad (50)$$

$$\Omega = \begin{bmatrix} CB_d & 0 & \dots & 0 \\ CAB_d & CB_d & \dots & 0 \\ CA^2 B_d & CAB_d & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ CA^{N_p-1} B_d & CA^{N_p-2} B_d & \dots & CB_d \end{bmatrix} \quad (51)$$

$$\phi = \begin{bmatrix} CB_u & 0 & \dots & 0 \\ CAB_u & CB_u & \dots & 0 \\ CA^2 B_u & CAB_u & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ CA^{N_p-1} B_u & CA^{N_p-2} B_u & \dots & CA^{N_p-N_c} B_u \end{bmatrix} \quad (52)$$

$$\Gamma = \begin{bmatrix} CA \\ CA^2 \\ \vdots \\ CA^{N_p} \end{bmatrix} \quad (53)$$

۲.۳. مورد مطالعه

مدل بهره‌برداری بهینه از هاب انرژی که معرفی شد، بر روی یک ریزشبه ساختمانی مدل شده در کالیفرنای شمالی به‌صورت هاب توسط نرم‌افزار MATLAB اعمال شده و نتایج آن در سه سناریو مورد بررسی قرار می‌گیرد. هاب انرژی مورد مطالعه مجهز به واحد توربین بادی و پنل خورشیدی به‌عنوان منابع تولید تجدیدپذیر است. علاوه بر منابع تجدیدپذیر، برای تأمین بار الکتریکی یک واحد تولید پراکنده میکرو توربین و یک واحد CHP نیز در این ریزشبه وجود دارد. در بخش حرارتی نیز انرژی مورد نیاز خود را از واحد بویلر و حرارت تولیدشده از واحد CHP تأمین می‌کند. ریزشبه به شبکه سراسری گاز و شبکه سراسری برق متصل است و امکان خرید مستقیم توان الکتریکی از شبکه برق بر اساس قیمت بازار را نیز دارد. علاوه بر منابع تولید، برای انعطاف‌پذیری توزیع توان الکتریکی در ساعات مختلف، ریزشبه مجهز به یک ایستگاه شارژ و دشارژ خودروهای الکتریکی است. امکان شارژ و دشارژ در ساعات‌های مختلف روز را دارد. دودسته بار قابل انتقال و قابل قطع نیز به‌عنوان ابزاری کارآمد در قالب برنامه‌های پاسخگویی بار در هاب انرژی در نظر گرفته شده است. تمام این تجهیزات مطابق شکل ۱ در ساختار داخلی هاب قرار گرفته‌اند و بهره‌بردار به دنبال مدیریت آن‌ها در جهت کاهش هزینه‌های بهره‌برداری برای تأمین بهینه بار حرارتی و الکتریکی در ساعات‌های مختلف شبانه‌روز است.

۳.۳. پارامترهای ورودی هاب انرژی

خودروی های الکتریکی به کار گرفته شده در هاب انرژی از نوع باتری لیتیوم یون با ظرفیت ۱۵ kW است. حداکثر انرژی قابل انتقال بین ریزشبه و ایستگاه شارژ و دشارژ خودروهای الکتریکی چه در حالت شارژ و چه در حالت دشارژ برابر ۵ kWh است. مقدار شارژ اولیه برای ایستگاه شارژ و دشارژ خودروهای الکتریکی در ابتدایی شبیه‌سازی ۳۰ درصد ظرفیت کل باتری خودروهای الکتریکی مستقر در ایستگاه در نظر گرفته شده است. بازدهی شارژ و شارژ نیز ۹۵ درصد است. همان‌طور که توضیح داده شد، برای تأمین بار حرارتی در ساختار داخلی هاب انرژی واحد بویلر و CHP در نظر گرفته شده که منبع انرژی اولیه آن‌ها مبتنی بر گاز طبیعی است. اطلاعات این دو تجهیز در جدول ۲ بیان شده است [۱۸، ۲۱]. لازم به ذکر است که گام زمانی سیستم مدیریت انرژی یک ساعت و افق پیش‌بینی ۲۴ ساعت در نظر گرفته شده است.

جدول ۲. پارامترهای واحد بویلر و CHP

نام پارامتر	مقدار پارامتر
$P_c^{\min_CHP}$	5 (kW)
$P_c^{\max_CHP}$	15 (kW)
$H_b^{\max_b}$	0 (kW)
$H_b^{\max_b}$	40 (kW)
$H_c^{\min_CHP}$	0 (kW)
$H_c^{\max_CHP}$	30 (kW)
η_c^{CHPh}	30 %
η_c^{CHPe}	50 %
η_b^{boiler}	50 %
$ramp_c^{CHPe}$	5 (kW/hour)
$ramp_c^{CHPh}$	10 (kW/hour)
$ramp_b^B$	10 (kW/hour)

پارامترهای مربوط به واحد تولید پراکنده میکروتوربین در هاب انرژی در جدول ۳ بیان شده است. [۲۱].

جدول ۳. پارامترهای واحد تولید پراکنده میکروتوربین

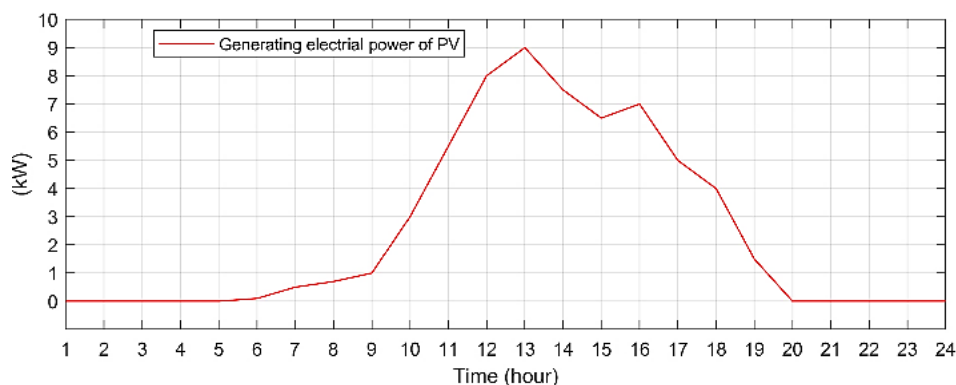
نام پارامتر	مقدار پارامتر
A_j	10 (cent)
B_j	0/5 (cent/kW)
$ramp_j^{DG}$	5 (kW/hour)
$P_j^{\min}$	0 (kW)
$P_j^{\max}$	25 (kW)

مقدار ضرایب آلاینده‌گی تجهیزات آلاینده در هاب انرژی در جدول شماره ۴ آورده شده است. [۲۱].

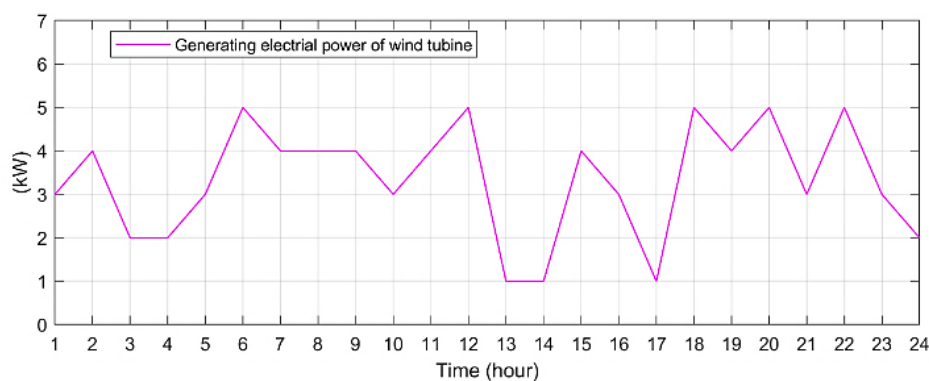
جدول ۴. پارامترهای آلاینده‌گی در مدل زیست‌محیطی هاب انرژی

نام ضرایب	مقدار ضریب (g/MWh)			
	Grid	DG	CHP	Boiler
Δ^{CO2}	950	720	1200	800
Δ^{NOx}	1/9	0/1	3	1/5
Δ^{SO2}	0/2	0/0036	0/7	0/1
K^{CO2}		0/85		
K^{NOx}		1		
K^{SO2}		0/95		

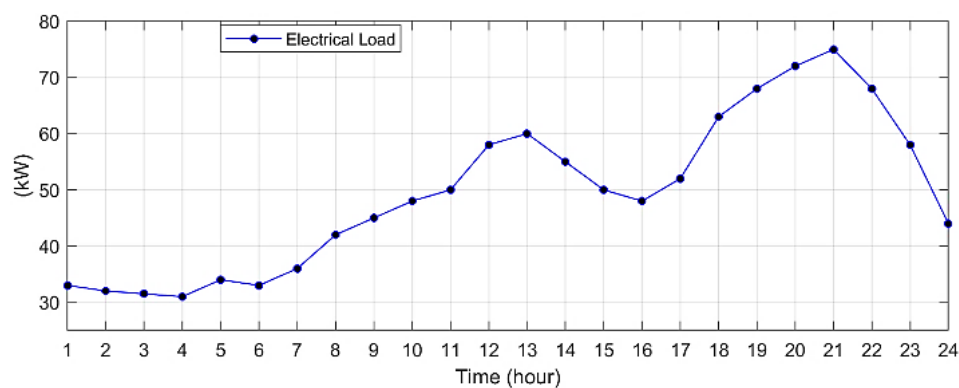
اطلاعات پیش‌بینی شده ساعت به ساعت برای واحد خورشیدی و واحد توربین بادی به ترتیب در شکل ۵ و شکل ۶ و اطلاعات مربوط به بار مصرفی الکتریکی و حرارتی به ترتیب در شکل ۷ و شکل ۸ و تعرفه قیمت بازار برق آمریکا PJM در شکل ۹ نشان داده شده است. قیمت حامل گاز نیز در طول ساعات مختلف ثابت و برابر 5 cent/m^3 در نظر گرفته شده است.



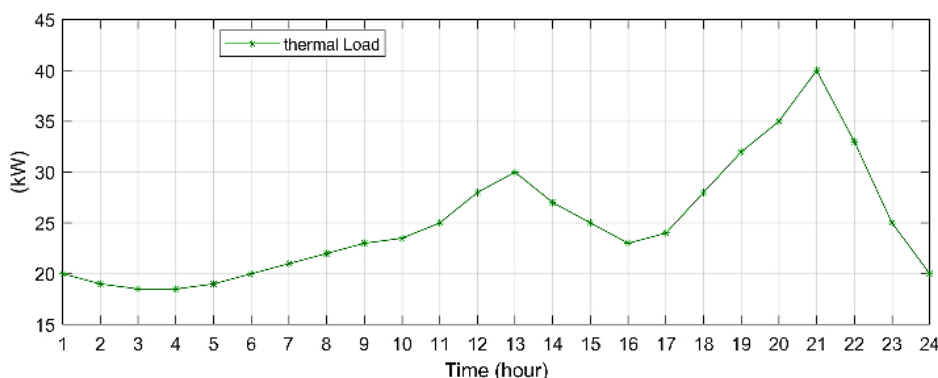
شکل ۵. توان پیش‌بینی شده ساعت به ساعت برای واحد PV



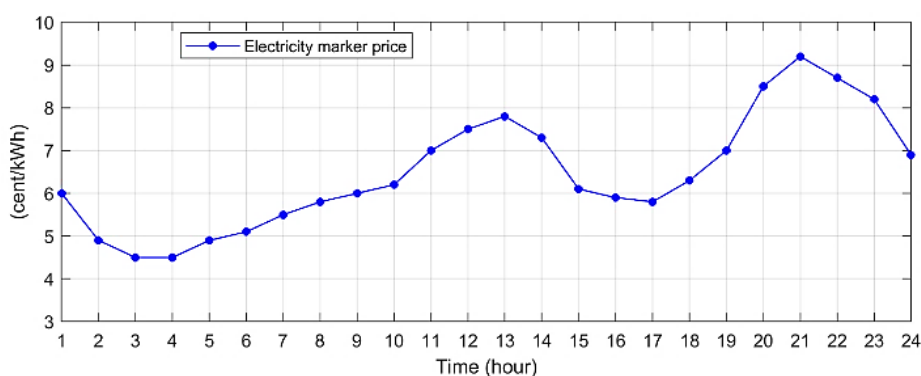
شکل ۶. توان پیش‌بینی شده ساعت به ساعت برای واحد توربین بادی



شکل ۷. بار الکتریکی پیش‌بینی شده در ساعات مختلف شبانه‌روز برای هاب انرژی



شکل ۸. بار حرارتی پیش‌بینی شده در ساعات مختلف شبانه‌روز برای هاب انرژی



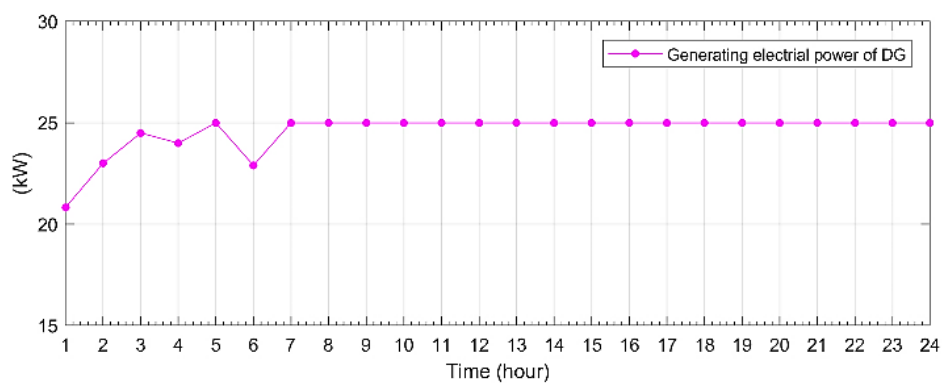
شکل ۹. قیمت ساعت به ساعت بازار برق PJM

۴. تحلیل داده‌ها و یافته‌های پژوهش

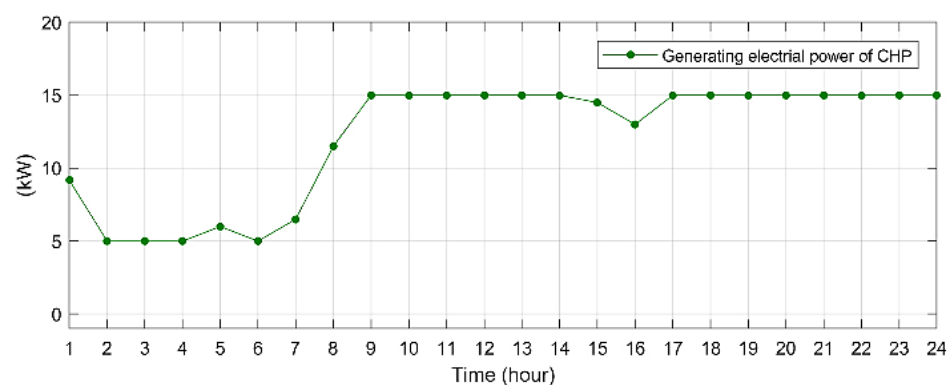
سناریو اول

- مدیریت بهینه بخش اقتصادی منابع تولید الکتریکی و حرارتی تابع هزینه
- صرف نظر از مدیریت شارژ و دشارژ خودروهای الکتریکی و مدیریت بارهای پاسخگو
- صرف نظر از بخش مدیریت آلاینده‌های زیست محیطی در تابع هزینه

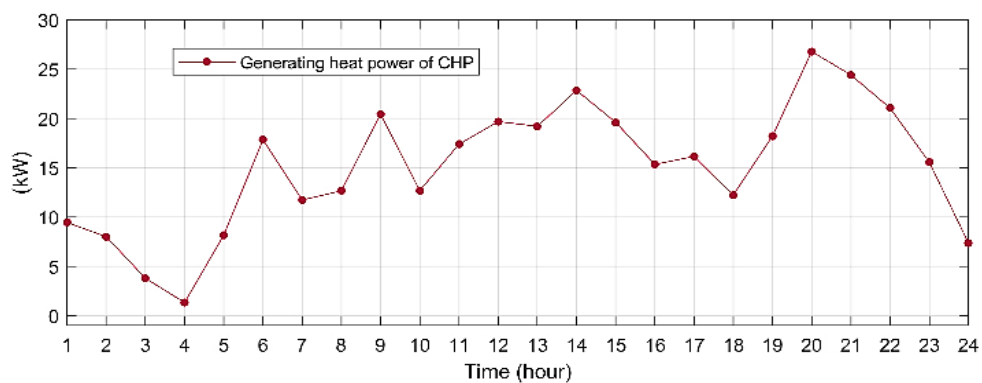
این سناریو بدون در نظر گرفتن مدیریت شارژ و دشارژ خودروهای الکتریکی و مدیریت بارهای پاسخگو و با توجه به مدل مرجع [۱۹] توسعه یافته است. به بیان دیگر تابع هزینه استراتژی کنترل پیش‌بین صرفاً مدیریت بهینه بخش اقتصادی از منابع الکتریکی و حرارتی در نظر گرفته شده و بخش دوم تابع هزینه یعنی مدیریت آلاینده‌های زیست محیطی صرف نظر شده است. مقدار تولید هر یک از واحدهای موجود در هاب انرژی برای تأمین بهینه انرژی الکتریکی و حرارتی مورد نیاز در ساعات مختلف شبانه‌روز در ادامه نشان داده شده است. توان الکتریکی تولید شده توسط واحدهای میکروتوربین و CHP به ترتیب در شکل ۱۰ و شکل ۱۱ و میزان انرژی خریداری شده از شبکه بالادست بر اساس قیمت بازار برق در شکل ۱۲ نشان داده شده است. همچنین مقدار بهینه توان حرارتی تولید شده توسط واحد CHP و واحد بویلر نیز در شکل ۱۳ و شکل ۱۴ نشان داده شده است.



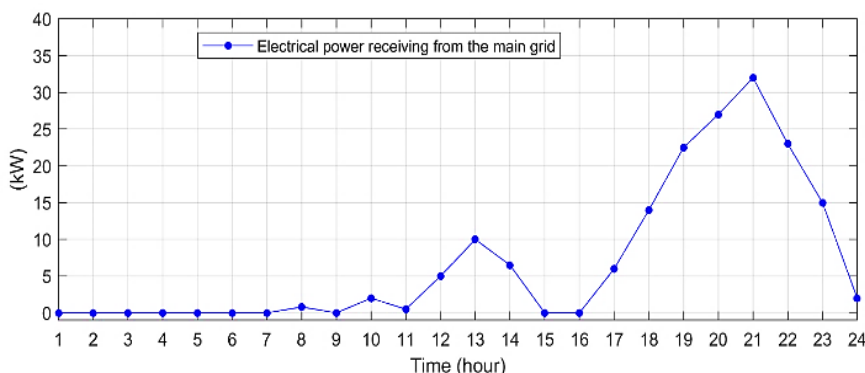
شکل ۱۰. توان الکتریکی تولیدشده توسط واحد تولید پراکنده میکرو توربین برای کل افق پیش‌بینی



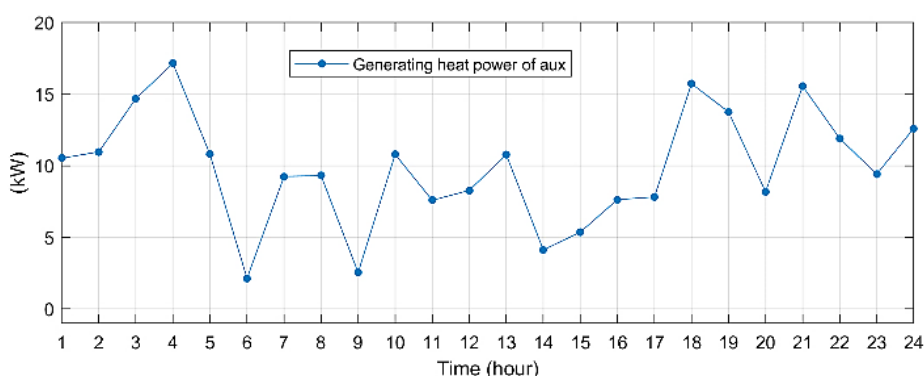
شکل ۱۱. توان الکتریکی تولیدشده توسط واحد CHP برای کل افق پیش‌بینی



شکل ۱۲. توان الکتریکی دریافت شده از شبکه اصلی در کل افق پیش‌بینی

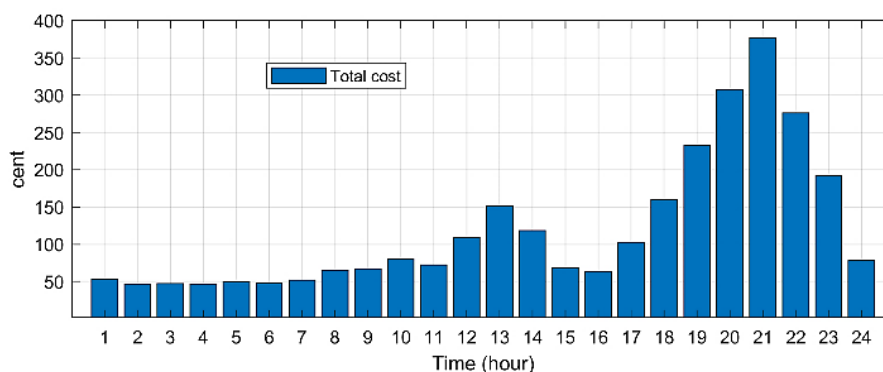


شکل ۱۳. توان حرارتی تولیدشده توسط واحد CHP برای کل افق پیش‌بینی



شکل ۱۴. توان حرارتی تولیدشده توسط واحد بویلر برای کل افق پیش‌بینی

با توجه به هزینه تولید واحدهای تولید پراکنده، بویلر و CHP و قیمت بازار برق، هزینه نهایی تأمین بار الکتریکی و حرارتی ریزشکه در این سناریو محاسبه شده و مقدار بهینه آن در جدول ۵ بیان شده است. علاوه بر این هزینه بهره‌برداری در ساعات مختلف شبانه‌روز برای تأمین بهینه بار الکتریکی و حرارتی هاب انرژی نیز در شکل ۱۵ به تصویر کشیده شده است.



شکل ۱۵. هزینه بهره‌برداری ساعت به ساعت برای تأمین بارهای الکتریکی و حرارتی هاب انرژی در کل افق پیش‌بینی

مطابق شکل ۱۵ بخش قابل توجهی از هزینه بهره‌برداری هاب انرژی مربوط به ساعات پیک مصرف است. در صورتی که بتوان پیک مصرف را کاهش یا به طریق ارزان‌تر انرژی مورد نیاز این ساعات را فراهم کرد، هزینه نهایی بهره‌برداری از هاب انرژی به مقدار قابل توجهی کاهش می‌یابد. در کنار منابع تولید الکتریکی و حرارتی، دو ابزار برای کمک به بهره‌برداری سیستم پیشنهاد شده است. ابزار اول استفاده بهینه از

خودروهای الکتریکی با مدیریت شارژ و دشارژ جهت بهبود عملکرد ریزشبه است و ابزار دوم در این مقاله بارهای پاسخگو و برنامه مدیریت این بارها در جهت اهداف بهره‌بردار ریزشبه است. بهره‌بردار با مدیریت بارهای پاسخگو در کنار مدیریت منابع تولید می‌تواند بخشی از بار غیرضروری در ساعات پیک را قطع یا به ساعات غیر پیک انتقال دهد. از سوی دیگر با مدیریت شارژ و دشارژ خودروهای الکتریکی می‌تواند انرژی را در ساعات ارزان ذخیره کرده و آن را به ساعات پیک انتقال دهد. مدیریت این ابزارها در کنار مدیریت منابع تولید در سناریو بعد موردبررسی قرارگرفته است. بر اساس نتایج حاصله هزینه مدیریت این ریز شبکه مطابق جدول شماره ۵ گزارش می‌شود.

جدول ۵. هزینه‌های بهره‌برداری بهینه هاب انرژی در سناریوی اول

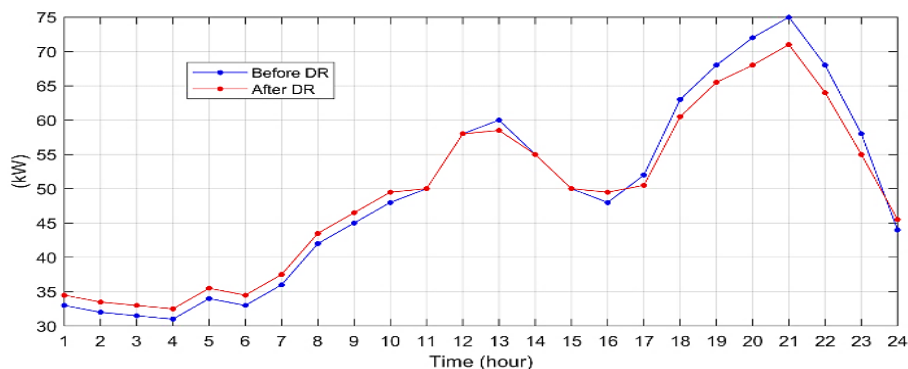
ردیف	پارامتر	مقدار	واحد
1	هزینه تأمین بارهای الکتریکی (کل روز)	۲۳۰۹	\$/day
2	هزینه تأمین بارهای حرارتی (کل روز)	۵۵۶	\$/day
3	هزینه کل تأمین بار حرارتی و الکتریکی	۲۸۶۴	\$/day
4	هزینه بهره‌برداری ساعت به ساعت (میانگین)	۱۱۹	\$/h
5	حداکثر هزینه در یک ساعت (پیک)	۲۰۲	\$/h
6	حداقل هزینه در یک ساعت (کم‌باری)	۰۵	\$/h
7	تولید برق از شبکه سراسری (کل روز)	۸۵	kWh/day
8	تولید برق از DG (کل روز)	۱۲۰	kWh/day
9	تولید برق از CHP (کل روز)	۱۰۰	kWh/day
10	تولید برق از تجدیدپذیرها (کل روز)	۱۷۵	kWh/day
11	تولید حرارت از CHP (کل روز)	۲۰۰	kWh/day
12	تولید حرارت از بویلر (کل روز)	۱۶۰	kWh/day
13	کل تولید برق روزانه	۴۸۰	kWh/day
14	کل تولید حرارت روزانه	۳۶۰	kWh/day
15	انتشار CO ₂	۲۱۵	kg/day
16	انتشار NO _x	۳۶۵	kg/day
17	انتشار SO ₂	۰۳۹	kg/day
18	کاهش پیک بار (%)	۳	%

سناریو دوم

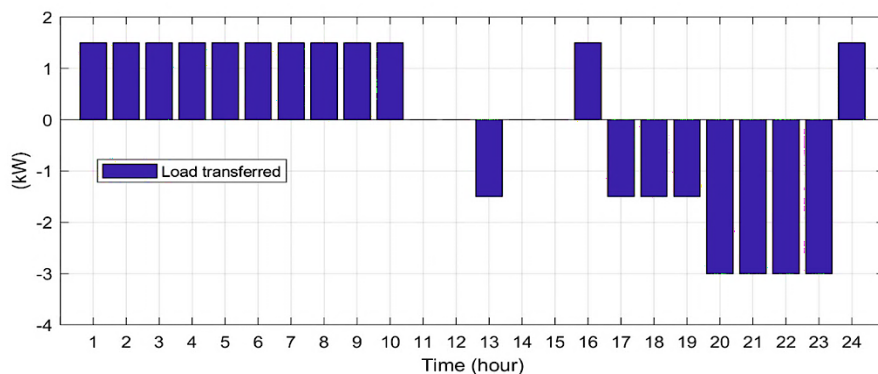
- مدیریت بهینه بخش اقتصادی منابع تولید الکتریکی و حرارتی تابع هزینه
- به‌کارگیری ایستگاه شارژ و دشارژ خودروهای الکتریکی و مدیریت بارهای پاسخگو
- عدم توجه به بخش مدیریت آلاینده‌های زیست‌محیطی در تابع هزینه

این سناریو با در نظر گرفتن مدیریت شارژ و دشارژ خودروهای الکتریکی و مدیریت بارهای پاسخگو در کنار منابع تولید توسعه یافته است. تابع هزینه استراتژی کنترل پیش‌بین نیز صرفاً مدیریت بهینه بخش اقتصادی از منابع الکتریکی و حرارتی در نظر گرفته شده و بخش دوم تابع هزینه یعنی مدیریت آلاینده‌های زیست‌محیطی صرف‌نظر شده است. بار قابل قطع و قابل انتقال در برنامه مدیریت مصرف مقدار محدودی دارند. حداکثر بار قابل انتقال برای هاب انرژی مورد مطالعه در کل ساعات شبانه‌روز برابر 18 kW و حداکثر بار قابل قطع برابر 5 kW در نظر گرفته شده است. علاوه بر این، در هر ساعت بیش از 3 kW بار نمی‌توان منتقل و بیش از 1 kW بار نمی‌توان قطع شود. شکل ۱۵ و ۱۶ بار انتقال یافته و قطع شده در طی برنامه پاسخگویی بار را نشان می‌دهد. [۱۸]. مطابق این اشکال و با توجه محدودیت‌های بیان شده برای بهره‌بردار در اجرای برنامه DR، تا جایی که قیود اجازه می‌دادند، بارها از ساعت پرباری به ساعات کم باری منتقل شده و بار قطع شده نیز

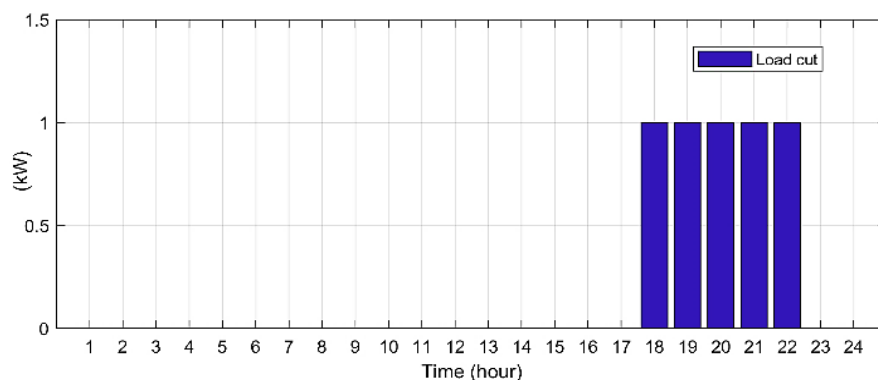
از ساعات پیک انتخاب شده است. شکل ۱۵ نیز منحنی تغییرات بار قبل و بعد از اعمال برنامه پاسخگوی بار را نشان می‌دهد که نشان‌دهنده کاهش ۷ درصدی پیک شبکه است.



شکل ۲. تغییرات منحنی بار هاب انرژی قبل و بعد از اعمال برنامه DR

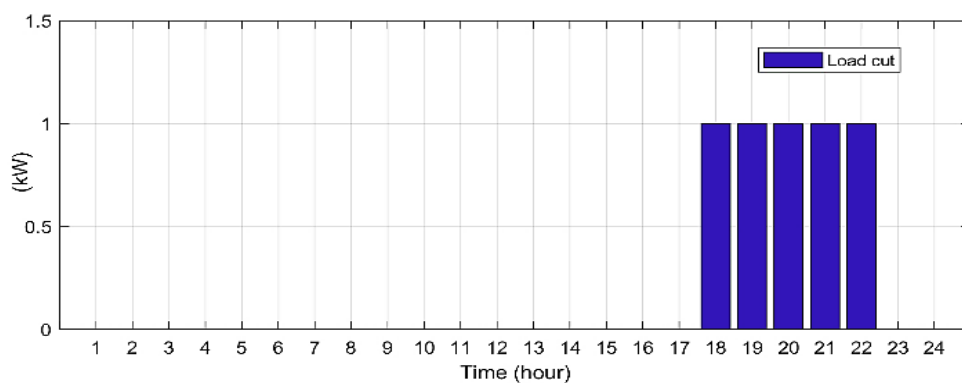


شکل ۳. مقدار بار منتقل شده بین ساعات مختلف در طی برنامه DR

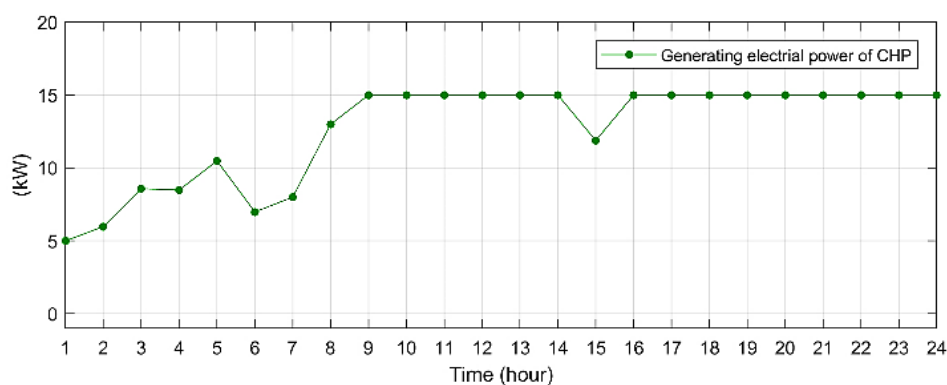


شکل ۴. مقدار بار قطع شده در ساعات مختلف در طی برنامه DR

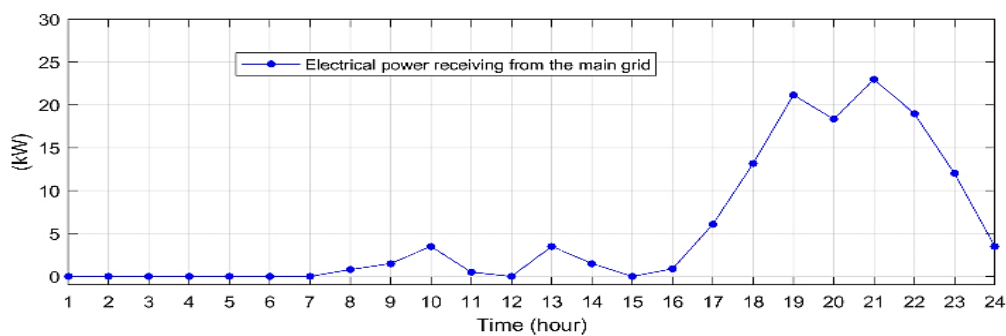
توان الکتریکی تولید شده توسط واحدهای میکروتوربین و CHP به ترتیب در شکل ۱۸ و شکل ۱۹ و میزان انرژی خریداری شده از شبکه بالادست بر اساس قیمت بازار برق در شکل ۲۰ نشان داده شده است. مقدار توان حرارتی تولیدی بهینه توسط واحد بویلر و واحد CHP مشابه سناریوی قبل است.



شکل ۵. توان الکتریکی تولیدشده در ساعات مختلف شبانه‌روز توسط واحد تولید پراکنده میکرو توربین برای کل افق پیش‌بین

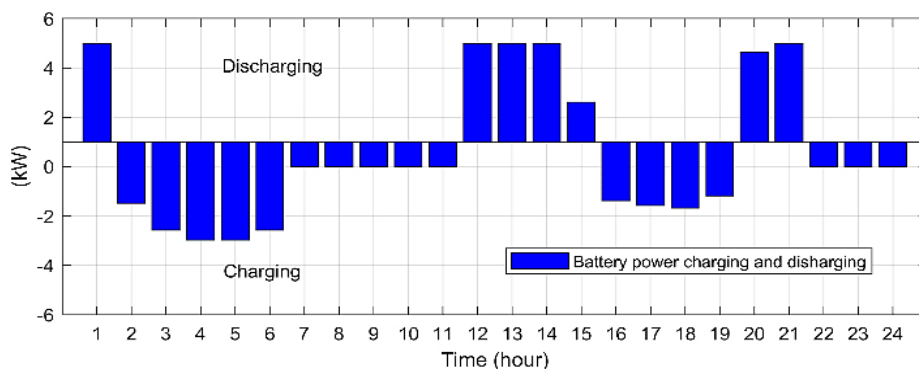


شکل ۶. توان الکتریکی تولیدشده در ساعات مختلف شبانه‌روز توسط واحد CHP برای کل افق پیش‌بینی

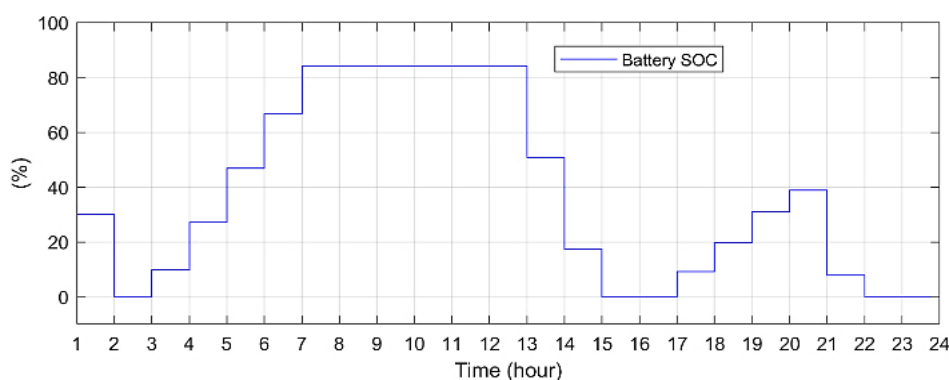


شکل ۷. توان الکتریکی دریافت شده از شبکه اصلی در ساعات مختلف شبانه‌روز

نیز به ترتیب توان شارژ و دشارژ باتری خودروی الکتریکی و درصد شارژ باتری (SOC) در ساعات مختلف شبانه‌روز را نشان می‌دهند.

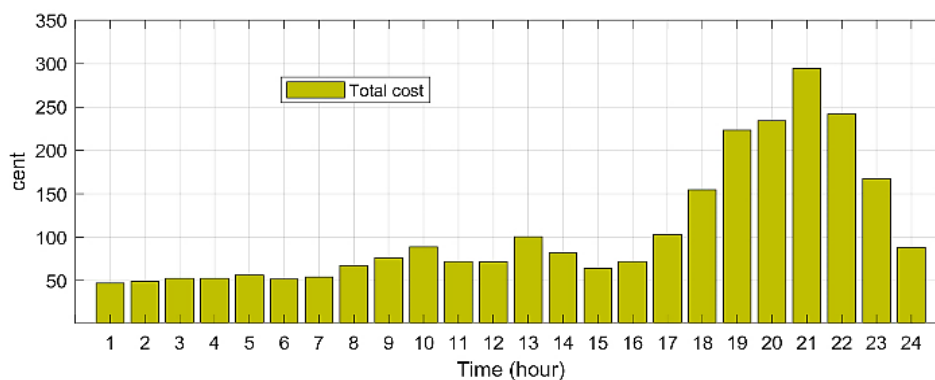


شکل ۸. توان ساعت‌به‌ساعت شارژ و دشارژ ایستگاه شارژ خودروهای برقی برای کل افق پیش‌بینی



شکل ۹. وضعیت شارژ و دشارژ (SOC) در ساعات مختلف شبانه‌روز

علاوه بر این هزینه بهره‌برداری در ساعات مختلف شبانه‌روز برای تأمین بهینه بار الکتریکی و حرارتی هاب انرژی نیز در شکل ۲۳ به تصویر کشیده شده است.



شکل ۱۰. هزینه بهره‌برداری ساعت‌به‌ساعت برای تأمین بارهای الکتریکی و حرارتی هاب انرژی برای کل افق پیش‌بینی

هزینه تأمین بار الکتریکی و حرارتی و هزینه کل بهره‌برداری برای تأمین بار حرارتی و الکتریکی هاب، در این سناریو و سناریو قبل در

جدول شماره ۶ آورده شده است.

جدول ۶. هزینه‌های بهره‌برداری بهینه هاب انرژی در سناریو دوم

ردیف	پارامتر	مقدار	واحد
1	هزینه تأمین بارهای الکتریکی (کل روز)	20.1	\$/day
2	هزینه تأمین بارهای حرارتی (کل روز)	5.56	\$/day
3	هزینه کل تأمین بار حرارتی و الکتریکی	25.66	\$/day
4	هزینه بهره‌برداری ساعت به ساعت (میانگین)	1.07	\$/h
5	حداکثر هزینه در یک ساعت (پیک)	1.9	\$/h
6	حداقل هزینه در یک ساعت (کم‌باری)	0.4	\$/h
7	تولید برق از شبکه سراسری (کل روز)	65	kWh/day
8	تولید برق از DG (کل روز)	95	kWh/day
9	تولید برق از CHP (کل روز)	85	kWh/day
10	تولید برق از تجدیدپذیرها (کل روز)	192	kWh/day
11	تولید حرارت از CHP (کل روز)	200	kWh/day
12	تولید حرارت از بویلر (کل روز)	160	kWh/day
13	کل تولید برق روزانه	437	kWh/day
14	کل تولید حرارت روزانه	360	kWh/day
15	انرژی شارژ EV (کل روز)	43	kWh/day
16	انرژی دشارژ EV (کل روز)	43	kWh/day
17	بار منتقل شده (DRT) (کل روز)	18	kWh/day
18	بار قطع شده (DRC) (کل روز)	5	kWh/day
19	انتشار CO ₂	162	kg/day
20	انتشار NO _x	2.75	kg/day
21	انتشار SO ₂	0.29	kg/day
22	کاهش پیک بار (%)	7	%
23	کاهش هزینه نسبت به سناریوی اول (%)	10.4	%

مطابق نتایج ارائه شده در جدول ۸، به کارگیری هم‌زمان دو ابزار مدیریت بارهای پاسخگو (DR) و مدیریت شارژ و دشارژ خودروهای الکتریکی (EV) در کنار کنترل کننده پیش بین MPC، هزینه کل بهره‌برداری هاب انرژی را از ۲۸.۶۴\$ در سناریوی اول به ۲۵.۶۶\$ در سناریوی دوم کاهش داده است که نشان دهنده ۱۰.۴٪ صرفه جویی در هزینه‌های بهره‌برداری می‌باشد. این کاهش هزینه عمدتاً به کاهش ۱۳٪ هزینه تأمین بارهای الکتریکی (از ۲۳.۰۹\$ به ۲۰.۱۰\$) نسبت داده می‌شود، در حالی که هزینه تأمین بارهای حرارتی با مقدار ۵.۵۶\$ بدون تغییر باقی مانده است. از منظر فنی، خودروهای الکتریکی با جذب ۴۳ کیلووات ساعت انرژی در ساعات کم‌باری (۴ تا ۶ بامداد) و بازگرداندن همان مقدار در ساعات پیک (۱۸ تا ۲۰)، امکان انتقال انرژی از بازه‌های زمانی ارزان به گران را فراهم کرده و وابستگی به شبکه سراسری را کاهش داده‌اند. برنامه پاسخگویی بار نیز با جابجایی ۱۸ کیلووات ساعت بار از ساعات پیک به کم‌باری و حذف ۵ کیلووات ساعت بار غیرضروری، منحنی مصرف را هموارتر ساخته و پیک بار شبکه را ۷٪ کاهش داده است. اگرچه در سناریوی دوم اهداف زیست محیطی به صورت مستقیم در تابع هزینه لحاظ نشده است، مدیریت بهینه منابع توسط کنترل کننده MPC باعث کاهش انتشار CO₂ از ۱۶۲ به ۱۶۲ کیلوگرم در روز شده است (۲۴.۷٪ کاهش). این بهبود به افزایش سهم تولید تجدیدپذیر از ۱۷۵ به ۱۹۲ کیلووات ساعت در روز نسبت داده می‌شود. همچنین انتشار NO_x از ۳.۶۵ به ۲.۷۵ کیلوگرم در روز و انتشار SO₂ از ۰.۳۹ به ۰.۲۹ کیلوگرم در روز کاهش یافته است. به طور

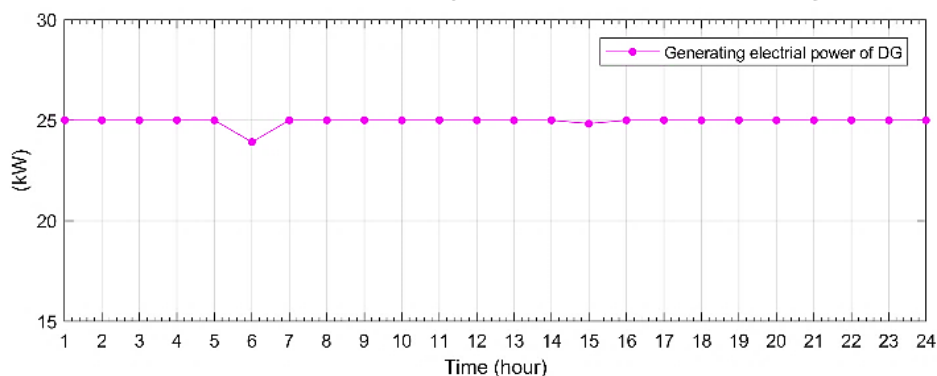
خلاصه، نتایج نشان می‌دهد که تلفیق بارهای پاسخگو و خودروهای الکتریکی با ساختار کنترل پیش‌بین، نه تنها هزینه‌های بهره‌برداری را به‌طور محسوسی کاهش می‌دهد، بلکه به‌طور غیرمستقیم موجب کاهش انتشار آلاینده‌ها نیز می‌گردد. این رویکرد، قدرت مانور بهره‌بردار را در مدیریت منابع انرژی به‌طور چشمگیری افزایش می‌دهد.

سناریو سوم

- مدیریت بهینه بخش اقتصادی منابع تولید الکتریکی و حرارتی تابع هزینه
- به‌کارگیری مدیریت شارژ و دشارژ خودروهای برقی و مدیریت بارهای پاسخگو
- توجه به بخش مدیریت آلاینده‌های زیست‌محیطی در تابع هزینه

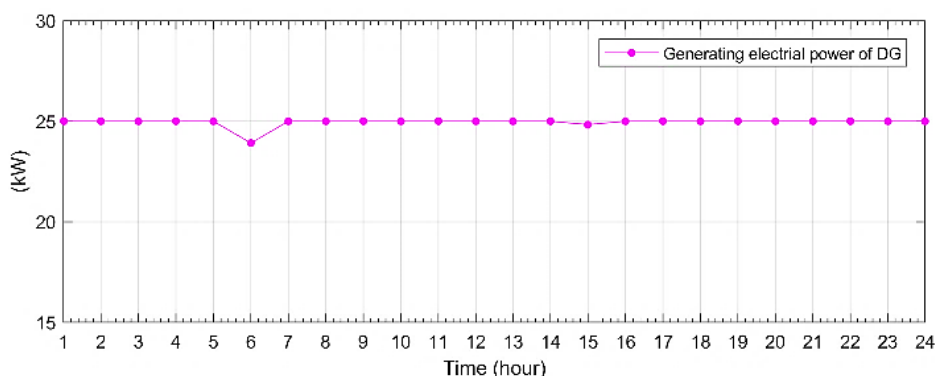
این سناریو با در نظر گرفتن مدیریت شارژ و دشارژ خودروهای برقی و مدیریت بارهای پاسخگو در کنار منابع تولید توسعه‌یافته است. در این سناریو به آلاینده‌های زیست‌محیطی توجه ویژه شده است. به بیان دیگر، تابع هزینه استراتژی کنترل پیش‌بین علاوه بر مدیریت بهینه بخش اقتصادی از منابع الکتریکی و حرارتی شامل و بخش دوم جریمه تولید آلاینده‌های زیست‌محیطی نیز می‌باشد. این بخش از تابع هدف تاجایی که محدودیت‌های فنی ریزشکله اجازه دهد، تولید را به سمت منابع با آلاینده‌گی کمتر سوق می‌دهد.

توان الکتریکی تولیدشده توسط واحدهای میکروتوربین و CHP به ترتیب در

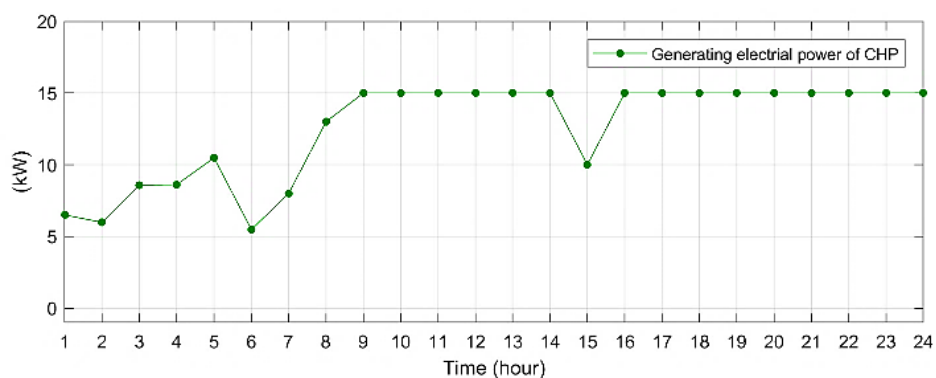


شکل ۱۱ و ۲۵ نشان داده شده است. و میزان انرژی خریداری شده از شبکه بالادست بر اساس قیمت بازار برق در شکل ۲۶ نشان داده شده است.

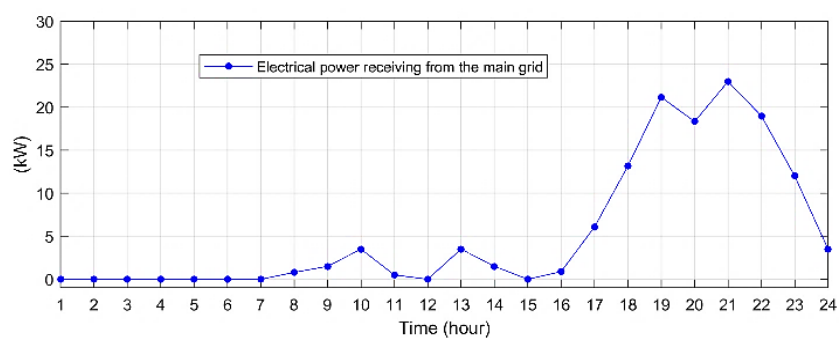
همچنین مقدار بهینه توان حرارتی تولیدشده توسط واحد CHP و واحد بویلر نیز در



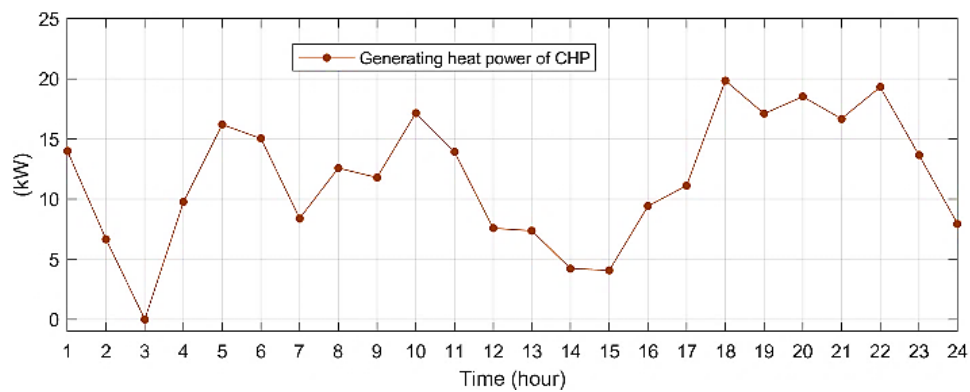
شکل ۱۱. توان الکتریکی تولیدشده در ساعات مختلف شبانه‌روز توسط واحد تولید پراکنده میکرو توربین برای کل افق پیش‌بینی



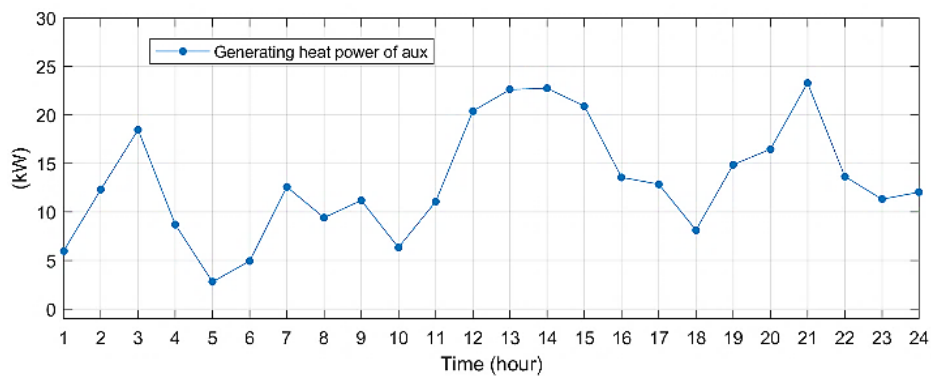
شکل ۱۲. توان الکتریکی تولیدشده در ساعات مختلف شبانه‌روز توسط واحد CHP



شکل ۱۳. توان الکتریکی دریافت شده از شبکه اصلی در ساعات مختلف شبانه‌روز

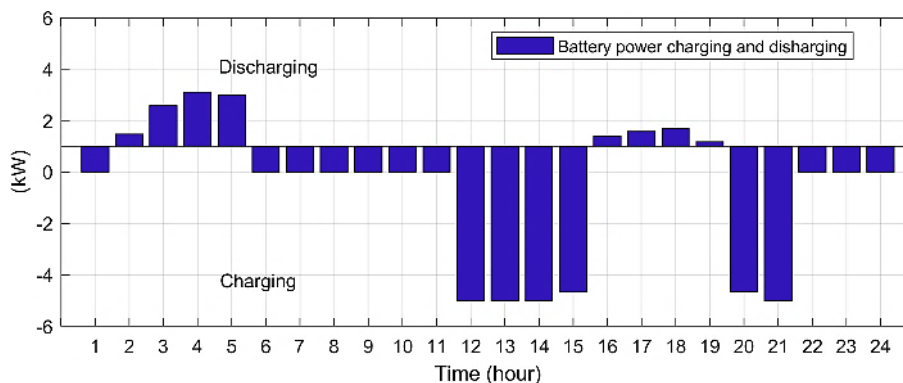


شکل ۱۴. توان حرارتی تولیدشده در ساعات مختلف شبانه‌روز توسط واحد CHP برای کل افق پیش‌بینی

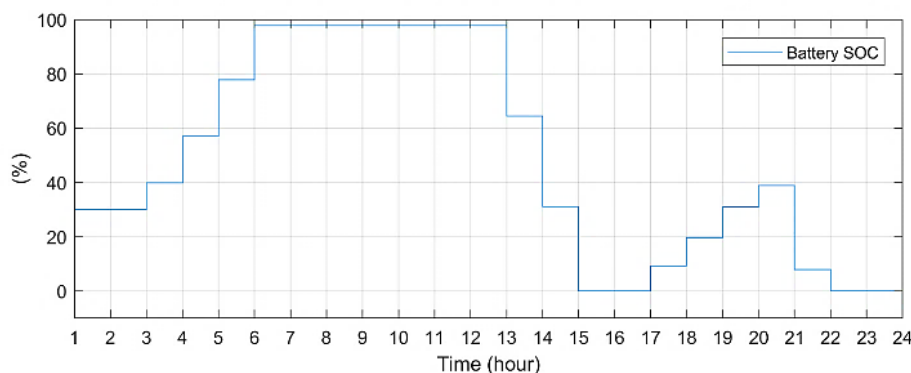


شکل ۱۵. توان حرارتی تولیدشده در ساعات مختلف شبانه‌روز توسط واحد بویلر برای کل افق پیش‌بینی

در شکل ۲۹ و **Error! Reference source not found.** نیز به ترتیب توان شارژ و دشارژ باتری خودروی الکتریکی و درصد شارژ باتری (SOC) در ساعات مختلف شبانه‌روز را نشان می‌دهند.

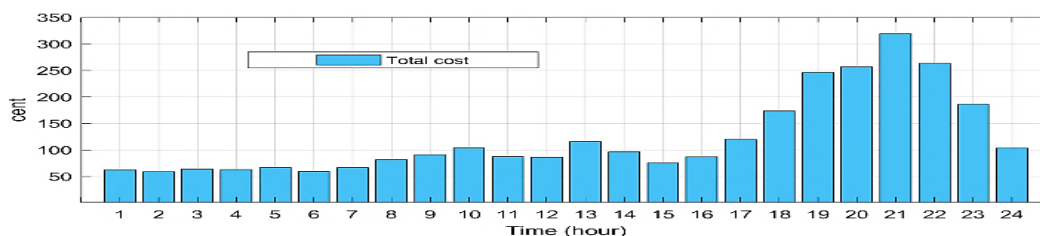


شکل ۱۶. توان ساعت‌به‌ساعت شارژ و دشارژ ایستگاه شارژ خودروهای برقی برای کل افق پیش‌بینی



شکل ۱۷. وضعیت شارژ و دشارژ (SOC) در ساعات مختلف شبانه‌روز برای کل افق پیش‌بینی

علاوه بر این، هزینه بهره‌برداری در ساعات مختلف شبانه‌روز برای تأمین بهینه بار الکتریکی و حرارتی هاب انرژی در سناریوی سوم نیز در شکل ۳۱ به تصویر کشیده شده است.



شکل ۳۱. هزینه بهره‌برداری ساعت‌به‌ساعت برای تأمین بارهای الکتریکی و حرارتی هاب انرژی برای کل افق پیش‌بینی

هزینه تأمین بار الکتریکی و حرارتی و هزینه کل بهره‌برداری برای تأمین بار حرارتی و الکتریکی هاب، در این سناریو و سناریوهای قبل در جدول شماره ۷ نشان داده شده است.

جدول ۷. هزینه‌های بهره‌برداری بهینه هاب انرژی در سناریوی اول، دوم و سوم

ردیف	پارامتر	واحد	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم
1	هزینه تأمین بارهای الکتریکی (کل روز)	\$/day	23.09	20.1	22.37
2	هزینه تأمین بارهای حرارتی (کل روز)	\$/day	5.56	5.56	6.99
3	هزینه کل بهره‌برداری (کل روز)	\$/day	28.64	25.66	29.36
4	هزینه بهره‌برداری (میانگین ساعتی)	\$/h	1.19	1.07	1.22
5	حداکثر هزینه ساعتی (پیک)	\$/h	2.2	1.9	2.1
6	حداقل هزینه ساعتی (کم‌باری)	\$/h	0.5	0.4	0.55
7	تولید برق از شبکه سراسری	kWh/day	85	65	50
8	تولید برق از DG	kWh/day	120	95	70
9	تولید برق از CHP	kWh/day	100	85	70
10	تولید برق از تجدیدپذیرها	kWh/day	175	192	247
11	کل تولید برق روزانه	kWh/day	480	437	437
12	تولید حرارت از CHP	kWh/day	200	200	170
13	تولید حرارت از بویلر	kWh/day	160	160	190
14	کل تولید حرارت روزانه	kWh/day	360	360	360
15	انرژی شارژ EV	kWh/day	0	43	43
16	انرژی دشارژ EV	kWh/day	0	43	43
17	بار منتقل شده (DRT)	kWh/day	0	18	18
18	بار قطع شده (DRC)	kWh/day	0	5	5
19	انتشار CO ₂	kg/day	215	162	120
20	انتشار NOx	kg/day	3.65	2.75	2.05
21	انتشار SO ₂	kg/day	0.39	0.29	0.22
22	کاهش پیک بار	%	3	7	6.5

مطابق نتایج ارائه شده در جدول ۷، سناریوی دوم با به کارگیری هم‌زمان مدیریت خودروهای الکتریکی و بارهای پاسخگو، بهترین عملکرد اقتصادی را با هزینه کل \$۲۵.۶۶ در روز ارائه می‌دهد که نسبت به سناریوی اول (\$۲۸.۶۴)، ۱۰.۴٪ کاهش هزینه را نشان می‌دهد. این بهبود عمدتاً ناشی از کاهش ۱۳٪ هزینه تأمین بار الکتریکی (از \$۲۳.۰۹ به \$۲۰.۱۰) است، در حالی که هزینه تأمین بارهای حرارتی بدون تغییر و برابر \$۵.۵۶ باقی مانده است. از منظر فنی، خودروهای الکتریکی با جذب ۴۳ کیلووات‌ساعت انرژی در ساعات کم‌باری (۴ تا ۶ بامداد) و بازگرداندن همان مقدار در ساعات پیک (۱۸ تا ۲۰)، امکان انتقال انرژی از بازه‌های زمانی ارزان به گران را فراهم کرده و وابستگی به شبکه سراسری را کاهش داده‌اند. برنامه پاسخگویی بار نیز با جابجایی ۱۸ کیلووات‌ساعت بار از ساعات پیک به کم‌باری و حذف ۵ کیلووات‌ساعت بار غیرضروری، منحنی مصرف را هموارتر ساخته و پیک بار شبکه را ۷٪ کاهش داده است. اگرچه در سناریوی دوم اهداف زیست‌محیطی به‌صورت مستقیم در تابع هزینه لحاظ نشده است، مدیریت بهینه منابع توسط کنترل‌کننده MPC باعث کاهش انتشار CO₂ از ۲۱۵ به ۱۶۲ کیلوگرم در روز شده است (۲۴.۷٪ کاهش) که به افزایش سهم تولید تجدیدپذیر از ۱۷۵ به ۱۹۲ کیلووات‌ساعت در روز نسبت داده می‌شود.

همچنین انتشار NO_x از ۳.۶۵ به ۲.۷۵ کیلوگرم در روز و انتشار SO_2 از ۰.۳۹ به ۰.۲۹ کیلوگرم در روز کاهش یافته است. در سناریوی سوم، با افزودن اهداف زیست‌محیطی به تابع هدف، هزینه کل به ۲۹.۳۶\$ در روز افزایش می‌یابد که نسبت به سناریوی دوم، ۱۴.۴٪ افزایش هزینه را نشان می‌دهد. این افزایش به دلیل اعمال جریمه‌های زیست‌محیطی بر تولیدکنندگان آلاینده است که بهره‌بردار را به سمت استفاده بیشتر از منابع تجدیدپذیر و کاهش تولید از منابع فسیلی سوق می‌دهد. ترکیب تولید در این سناریو به‌گونه‌ای تغییر یافته است که تولید از شبکه سراسری از ۶۵ به ۵۰ کیلووات‌ساعت در روز (۲۳.۱٪ کاهش)، تولید از DG از ۹۵ به ۷۰ کیلووات‌ساعت در روز (۲۶.۳٪ کاهش) و تولید از CHP از ۸۵ به ۷۰ کیلووات‌ساعت در روز (۱۷.۶٪ کاهش) رسیده است. در مقابل، تولید از منابع تجدیدپذیر از ۱۹۲ به ۲۴۷ کیلووات‌ساعت در روز افزایش یافته است (۲۸.۶٪ افزایش) و سهم آن از کل تولید به ۵۶.۵٪ رسیده است. از منظر حرارتی، تولید حرارت از CHP از ۲۰۰ به ۱۷۰ کیلووات‌ساعت در روز کاهش (۱۵٪ کاهش) و تولید حرارت از بویلر از ۱۶۰ به ۱۹۰ کیلووات‌ساعت در روز افزایش یافته است (۱۸.۸٪ افزایش). این تغییرات نشان‌دهنده تمایل سیستم به سمت منابع پاک‌تر با وجود هزینه بالاتر است. از منظر زیست‌محیطی، سناریوی سوم با انتشار ۱۲۰ کیلوگرم CO_2 در روز، بهترین عملکرد را دارد که نسبت به سناریوی دوم ۲۵.۹٪ کاهش و نسبت به سناریوی اول ۴۴.۲٪ کاهش انتشار آلاینده را نشان می‌دهد. همچنین انتشار NO_x از ۳.۶۵ به ۲.۰۵ کیلوگرم در روز (۴۳.۸٪ کاهش) و انتشار SO_2 از ۰.۳۹ به ۰.۲۲ کیلوگرم در روز (۴۳.۶٪ کاهش) رسیده است. مقایسه سناریوی اول و سوم نشان می‌دهد که با وجود افزایش ۲.۵٪ هزینه کل (از ۲۸.۶۴\$ به ۲۹.۳۶\$)، انتشار CO_2 حدود ۴۴.۲٪ کاهش یافته است. این موضوع نشان می‌دهد که با صرف هزینه نسبتاً اندک، می‌توان به بهبود چشمگیر عملکرد زیست‌محیطی دست یافت. به عبارت دیگر، در سناریوی سوم، به ازای هر ۱٪ افزایش هزینه، تقریباً ۱۷.۷٪ کاهش انتشار آلاینده حاصل شده است که نشان‌دهنده کارایی بالایی رویکرد پیشنهادی در ایجاد توازن بین اهداف اقتصادی و زیست‌محیطی می‌باشد. به‌طور کلی، نتایج نشان می‌دهد که تلفیق بارهای پاسخگو و خودروهای الکتریکی با ساختار کنترل پیش‌بین، ضمن کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، به‌طور غیرمستقیم موجب کاهش انتشار آلاینده‌ها نیز می‌گردد و در صورت اولویت‌دهی به اهداف زیست‌محیطی، سناریوی سوم با افزایش هزینه ۱۴.۴٪ نسبت به سناریوی دوم، قادر به کاهش ۲۵.۹٪ انتشار CO_2 می‌باشد که نشان‌دهنده قابلیت مدل پیشنهادی در ایجاد توازن بین اهداف اقتصادی و زیست‌محیطی است. بهره‌برداران شبکه می‌توانند با توجه به اولویت‌های خود (کاهش هزینه، کاهش آلودگی، یا تعادل بین آن‌ها)، یکی از سناریوهای ارائه‌شده را انتخاب نمایند.

۱.۴. مقایسه نتایج سناریو سوم با روش‌های دیگر کنترلی

در مسائل بهینه‌سازی چندهدفه، تعیین میزان اهمیت هر یک از اهداف مورد بررسی نقش مهمی در تصمیمات نهایی سیستم دارد. در این پژوهش، به‌منظور ایجاد توازن میان هزینه‌های بهره‌برداری و پیامدهای زیست‌محیطی، تابع هدف به‌صورت ترکیبی از دو بخش اقتصادی و زیست‌محیطی در نظر گرفته شده است.

در رابطه ۳۵، ضرایب R_1 وزنی میزان اهمیت اهداف اقتصادی و زیست‌محیطی را مشخص می‌کنند و مجموع آن‌ها برابر با یک است. در حالت پایه مقاله، به‌منظور ایجاد یک وضعیت متعادل و جلوگیری از اعمال ترجیح بیش از حد به یکی از اهداف، ضرایب وزنی به‌صورت برابر در نظر گرفته شده‌اند؛ به‌گونه‌ای که R_1 هر دو ضریب معادل ۰/۵ باشد. در این حالت، هر دو جنبه اقتصادی و زیست‌محیطی به‌صورت هم‌زمان در فرآیند تصمیم‌گیری لحاظ می‌شوند. جدول شماره ۸ نتایج تحلیل حساسیت اهمیت هر بخش از تابع هدف را نشان می‌دهد.

جدول ۸. تحلیل حساسیت ضرایب وزنی

وضعیت وزنی	R_1	R_2	هزینه کل (day/\$)	انتشار CO_2 (kg/day)	کاهش انتشار CO_2 نسبت به حالت اقتصادی (%)	افزایش هزینه نسبت به حالت اقتصادی (%)
غالب اقتصادی	۱	۰	۲۵.۶۶	۱۶۲	۰	۰
متماثل به اقتصادی	۰.۷۵	۰.۲۵	۲۷.۲	۱۴۰	۱۳.۶	۶
متوازن (حالت مقاله)	۰.۵	۰.۵	۲۹.۳۶	۱۲۰	۲۵.۹	۱۴.۴

۲۷	۳۹.۵	۹۸	۳۲.۶	۰.۲۵	۰.۷۵	متماثل به
						محیط زیست
۴۲.۲	۴۷.۵	۸۵	۳۶.۵	۰	۱	غالب زیست محیطی

لازم به ذکر است که سناریوی دوم ارائه شده در مقاله، که در آن تنها هزینه بهره‌برداری مورد توجه قرار گرفته است، $R_2 = 0$ و سناریوی سوم مقاله که شامل در نظر گرفتن هم‌زمان اهداف اقتصادی و زیست محیطی است، با حالت $R_1 = R_2 = 0.5$ تطابق دارد.

از آنجا که انتخاب ضرایب وزنی می‌تواند بر اساس شرایط بهره‌برداری، سیاست‌های مدیریتی، قیمت انرژی و محدودیت‌های زیست محیطی تغییر کند، به منظور بررسی میزان تأثیر این پارامتر بر نتایج سیستم، تحلیل حساسیت انجام شده است. در این تحلیل، پنج مقدار مختلف برای ضریب زیست محیطی در نظر گرفته شده است. برای هر حالت، مسئله مدیریت انرژی با همان ساختار MPC پیشنهادی، اما با تغییر ضرایب وزنی تابع هدف، مجدداً حل شده و عملکرد سیستم از نظر هزینه بهره‌برداری و انتشار CO_2 ارزیابی شده است. حالت‌های $R_1 = 0$ و $R_2 = 0$ به عنوان دو وضعیت مرزی در نظر گرفته شده‌اند تا رفتار مدل در شرایطی که یکی از اهداف کاملاً بر هدف دیگر اولویت دارد، مشخص شود. بدیهی است این دو حالت لزوماً بیانگر شرایط عملیاتی متداول نبوده و بیشتر برای تحلیل رفتار سیستم استفاده می‌شوند. همچنین، با توجه به سهم بالاتر انتشار CO_2 در شاخص آلاینده‌گی کل سیستم مورد مطالعه، تغییرات این آلاینده به عنوان معیار اصلی ارزیابی عملکرد زیست محیطی انتخاب شده است. بر اساس نتایج جدول ۸، افزایش سهم زیست محیطی در تابع هدف باعث کاهش انتشار CO_2 ، در مقابل افزایش هزینه بهره‌برداری می‌شود. به طوری که با تغییر R_2 از صفر به یک، هزینه روزانه سیستم از ۲۵.۶۶ دلار به ۳۶.۵۰ دلار افزایش یافته است، در حالی که انتشار CO_2 از ۱۶۲ کیلوگرم در روز به ۸۵ کیلوگرم در روز کاهش پیدا کرده است. این رفتار نشان‌دهنده وجود یک تعامل طبیعی میان دو هدف اقتصادی و زیست محیطی در مدیریت انرژی هاب چندحامله است. بررسی روند تغییرات نشان می‌دهد که افزایش اولیه وزن زیست محیطی، اثر بیشتری بر کاهش آلاینده‌گی دارد؛ زیرا در این محدوده، سیستم می‌تواند با استفاده مؤثرتر از منابع تجدیدپذیر، مدیریت بارهای انعطاف‌پذیر و تغییر برنامه بهره‌برداری، کاهش قابل توجهی در انتشار ایجاد کند. با افزایش بیشتر R_2 دستیابی به کاهش اضافی آلاینده‌گی نیازمند صرف هزینه بیشتری بوده و به دلیل محدود شدن ظرفیت‌های موجود، بهبود زیست محیطی با نرخ کمتری حاصل می‌شود. در مجموع، نتایج تحلیل حساسیت نشان می‌دهد که چارچوب پیشنهادی از انعطاف‌پذیری مناسبی در ایجاد تعادل میان اهداف اقتصادی و زیست محیطی برخوردار است. محدوده $R_2 = 0.25$ تا $R_2 = 0.5$ می‌تواند به عنوان یک ناحیه تعاملی مناسب در نظر گرفته شود؛ زیرا در این محدوده، کاهش قابل توجه انتشار CO_2 با افزایش نسبتاً محدود هزینه بهره‌برداری حاصل می‌شود. با این حال، مقدار نهایی ضرایب وزنی باید متناسب با اهداف بهره‌بردار، شرایط بازار انرژی، قوانین کاهش انتشار و الزامات بهره‌برداری تعیین شود. بنابراین، ضرایب وزنی ثابت یک محدودیت برای مدل‌های چندهدفه محسوب نمی‌شوند، بلکه ابزاری برای انعکاس اولویت‌های تصمیم‌گیرنده در شرایط مختلف بهره‌برداری هستند.

۲.۴. مقایسه نتایج سناریو سوم با روش‌های دیگر کنترلی

به منظور ارزیابی عملکرد روش کنترل پیش‌بین مبتنی بر مدل (MPC) در شرایط حضور هم‌زمان اهداف اقتصادی و زیست محیطی، نتایج این روش با دو رویکرد کنترلی متداول PID و LQR در سناریوی سوم مقایسه شده است. روش PID به عنوان یک کنترل کننده کلاسیک و روش LQR به عنوان یک کنترل کننده بهینه خطی مبتنی بر فضای حالت در نظر گرفته شده‌اند. هر سه روش در ساختار هاب انرژی یکسان و تحت شرایط ورودی مشابه شامل پروفیل بار، تولید تجدیدپذیر، قیمت انرژی، حضور خودروهای الکتریکی و برنامه پاسخگویی بار، مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند. در ساختار استاندارد روش‌های PID و LQR، اطلاعات آینده سیستم در تولید سیگنال کنترلی لحاظ نمی‌شود و امکان اعمال قیود فنی به صورت مقید در این روش‌ها پیش‌بینی نشده است. نتایج جدول ۱۲ بر اساس شبیه‌سازی سه کنترل کننده تحت شرایط یکسان و با استفاده از مدل ارائه شده در این پژوهش به دست آمده‌اند. پارامترهای کنترل کننده PID و ماتریس‌های وزنی LQR به گونه‌ای انتخاب شدند

که پاسخ پایدار و قابل قبولی برای سیستم حاصل شود و امکان مقایسه عملکرد سه روش تحت شرایط یکسان فراهم گردد. شبیه‌سازی‌ها در افق زمانی ۲۴ ساعته با گام زمانی یک ساعت و بر اساس پروفیل‌های بار، قیمت انرژی و تولید تجدیدپذیر مورد استفاده در این پژوهش انجام شده و نتایج گزارش شده در جدول شماره ۹ بیانگر میانگین عملکرد در کل افق شبیه‌سازی است.

جدول ۹. مقایسه نتایج حاصل از روش‌های کنترلی MPC, PID, LQR

ردیف	پارامتر	واحد	روش PID	روش LQR	روش MPC (پیشنهادی)	تغییرات MPC نسبت به LQR	تغییرات PID نسبت به LQR
1	هزینه کل بهره‌برداری	\$/day	33.8	30.5	29.36	-3.70%	-13.10%
2	هزینه تأمین بار الکتریکی	\$/day	26.1	23.3	22.37	-4.00%	-14.30%
3	هزینه تأمین بار حرارتی	\$/day	7.7	7.2	6.99	-2.90%	-9.20%
4	کاهش پیک بار (نسبت به حالت پایه)	%	4	5	6.5	1.50%	2.50%
5	انتشار CO ₂	kg/day	152	137	120	-12.40%	-21.10%
6	انتشار NO _x	kg/day	2.65	2.35	2.05	-12.80%	-22.60%
7	انتشار SO ₂	kg/day	0.29	0.26	0.22	-15.40%	-24.10%
8	سهم تولید تجدیدپذیر	%	41	48	56.5	8.50%	15.50%
9	خرید از شبکه سراسری	kWh/day	60	55	50	-9.10%	-16.70%
10	تولید از DG	kWh/day	85	78	70	-10.30%	-17.60%
11	تولید از CHP (برق)	kWh/day	80	75	70	-6.70%	-12.50%
12	میزان مشارکت بویلر در تأمین بار حرارتی	kWh/day	180	185	190	2.70%	5.60%

نتایج جدول ۸ نشان می‌دهد که روش MPC در شاخص‌های هزینه، آلاینده‌گی، کاهش پیک بار و سهم انرژی تجدیدپذیر، عملکرد بهتری نسبت به روش‌های PID و LQR ارائه می‌دهد. از جنبه اقتصادی، هزینه کل بهره‌برداری در روش MPC برابر ۲۹.۳۶ \$ در روز است که در مقایسه با روش‌های PID (۳۳.۸۰ \$) و LQR (۳۰.۵۰ \$) به ترتیب ۱۳.۱٪ و ۳.۷٪ کاهش نشان می‌دهد. این کاهش هزینه عمدتاً ناشی از مدیریت بهینه منابع تولید، کاهش خرید از شبکه سراسری از ۶۰ به ۵۰ کیلووات ساعت در روز (۱۶.۷٪ کاهش) و کاهش تولید از DG از ۸۵ به ۷۰ کیلووات ساعت در روز (۱۷.۶٪ کاهش) است. همچنین هزینه تأمین بار الکتریکی در روش MPC با ۲۲.۳۷ \$ در روز، نسبت به روش‌های PID و LQR به ترتیب ۱۴.۳٪ و ۴.۰٪ کاهش یافته و هزینه تأمین بار حرارتی با ۶.۹۹ \$ در روز، به ترتیب ۹.۲٪ و ۲.۹٪ کاهش نشان می‌دهد. نزدیکی عملکرد LQR و MPC از نظر هزینه اقتصادی (۳.۷٪ اختلاف) ناشی از ساختار بهینه خطی LQR است، در حالی که اختلاف اصلی در شاخص‌های زیست‌محیطی و مدیریت قیود مشاهده می‌شود. از منظر زیست‌محیطی، روش MPC با انتشار ۱۲۰ کیلوگرم CO₂ در روز، کمترین میزان آلاینده‌گی را در بین سه روش داراست. انتشار آلاینده‌گی محاسبه شده در این پژوهش شامل انتشار مستقیم ناشی از واحدهای تولید محلی (DG، CHP و بویلر) و خرید از شبکه سراسری بر اساس ضرایب آلاینده‌گی جدول ۴ می‌باشد. همچنین انتشار NO_x از ۲.۶۵ به ۲.۰۵ کیلوگرم در روز (۲۲.۶٪ کاهش) و انتشار SO₂ از ۰.۲۹ به ۰.۲۲ کیلوگرم در روز (۲۴.۱٪ کاهش) رسیده است. این بهبود به افزایش سهم تولید تجدیدپذیر از ۴۱٪ در روش PID به ۵۶.۵٪ در روش MPC نسبت داده می‌شود که نشان‌دهنده تأثیر اعمال جریمه‌های زیست‌محیطی در تغییر ترکیب تولید به سمت منابع با آلاینده‌گی کمتر است. در زمینه مدیریت پیک بار، روش MPC با کاهش ۶.۵٪ پیک بار نسبت به حالت پایه (سناریوی اول)، عملکرد بهتری نسبت به روش‌های PID (۴٪) و LQR (۵٪) ارائه می‌دهد که به قابلیت پیش‌بینی کنترل‌کننده MPC و مدیریت هم‌زمان شارژ/دشارژ خودروهای الکتریکی و جابجایی بارهای پاسخگو در افق زمانی ۲۴ ساعته مربوط می‌شود. برتری روش MPC نسبت به دو روش دیگر به ویژگی‌های ساختاری آن بازمی‌گردد. در ساختار استاندارد روش PID، سیگنال کنترلی صرفاً بر اساس خطای لحظه‌ای تولید می‌شود و اطلاعاتی از رفتار آینده سیستم در آن لحاظ نمی‌گردد. روش LQR نیز با وجود برخورداری از ساختار

بهینه خطی، فاقد مکانیزمی برای اعمال قیود فنی نظیر محدودیت توان، نرخ شیب، سطح شارژ باتری و محدودیت‌های بارهای پاسخگو است. در مقابل، روش MPC با بهره‌گیری از مدل فضای حالت سیستم (روابط ۲۷ تا ۳۴)، افق پیش‌بینی ۲۴ ساعته، اعمال قیود فنی (روابط ۴ تا ۲۶) و مدیریت هم‌زمان برق و حرارت، امکان بهینه‌سازی هم‌زمان قیود فنی، محدودیت‌های بهره‌برداری و اهداف چندگانه اقتصادی-زیست‌محیطی را فراهم می‌سازد. به بیان دیگر، روش‌های PID و LQR به تنظیم لحظه‌ای توان تولیدی محدود هستند، در حالی که روش MPC با در نظر گرفتن پیش‌بینی بار، تولید تجدیدپذیر و قیمت انرژی در افق زمانی، تصمیمات بهینه‌تری را اتخاذ می‌کند که در کاهش هزینه، کاهش آلایندگی و افزایش انعطاف‌پذیری سیستم مؤثر است. به طور کلی، روش MPC هزینه کل بهره‌برداری را ۱۳.۱٪ نسبت به PID و ۳.۷٪ نسبت به LQR کاهش داده است. همچنین انتشار CO₂ در این روش به ترتیب ۲۱.۱٪ و ۱۲.۴٪ کمتر از روش‌های PID و LQR می‌باشد. با وجود نیاز MPC به محاسبات بیشتر نسبت به کنترل‌کننده‌های کلاسیک، بهبود حاصل در شاخص‌های اقتصادی و زیست‌محیطی، کاربرد این روش را توجیه‌پذیر می‌سازد. اختلاف کمتر عملکرد مشاهده‌شده بین LQR و MPC نسبت به اختلاف بین PID و LQR، بیانگر آن است که با حرکت به سمت روش‌های پیشرفته‌تر کنترل، میزان بهبود عملکرد به تدریج کاهش می‌یابد. در میان روش‌های مورد بررسی، MPC تنها رویکردی است که قابلیت اعمال قیود، استفاده از افق پیش‌بینی و مدیریت هم‌زمان برق و حرارت را داراست که این مزایا در نتایج عددی منعکس شده است. یافته‌های این بخش نشان‌دهنده پتانسیل روش پیشنهادی برای کاربرد در مسائل مدیریت انرژی هاب‌های چندحاملی می‌باشد.

۵. نتیجه‌گیری و پیشنهادها

در این پژوهش، یک چارچوب مدیریت انرژی مبتنی بر کنترل پیش‌بین مدل (MPC) برای بهره‌برداری بهینه هم‌زمان الکتریکی و حرارتی از یک هاب انرژی چندحامله ارائه شد. مدل پیشنهادی با در نظر گرفتن عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر شامل انرژی باد و خورشید، از طریق مدل‌سازی احتمالاتی مبتنی بر تابع چگالی احتمال رایی برای سرعت باد و توزیع بتا برای تابش خورشیدی توسعه یافت. همچنین، خودروهای الکتریکی و برنامه پاسخگویی بار با ساختار ترکیبی قطع/انتقال به صورت هم‌زمان در چارچوب بهینه‌سازی لحاظ شدند. مسئله مدیریت انرژی در قالب یک مسئله بهینه‌سازی چندمعیاره با تابع هدف ترکیبی اقتصادی-زیست‌محیطی فرموله شد و در چارچوب کنترل پیش‌بین مدل (MPC)، با رویکرد پنجره‌غلتان (Receding Horizon)، در هر گام زمانی حل و سیگنال‌های کنترلی بهینه استخراج گردید. در این مدل، محدودیت‌های بهره‌برداری، نرخ شیب تجهیزات، قیود ذخیره‌سازها و تعامل میان حامل‌های انرژی الکتریکی و حرارتی لحاظ شد. نتایج حاصل از سه سناریوی مورد بررسی نشان داد که هر یک از راهکارهای مدیریتی پیشنهادی نقش مؤثری در بهبود عملکرد هاب انرژی دارند. در سناریوی اول به عنوان حالت پایه، هزینه کل بهره‌برداری برابر ۲۸.۶۴ دلار در روز و میزان انتشار CO₂ برابر ۲۱۵ کیلوگرم در روز به دست آمد. در سناریوی دوم، با اضافه شدن مدیریت خودروهای الکتریکی و بارهای پاسخگو، امکان جابه‌جایی مصرف انرژی و بهره‌برداری انعطاف‌پذیرتر از منابع فراهم شد؛ به طوری که هزینه بهره‌برداری به ۲۵.۶۶ دلار در روز کاهش یافت که نشان‌دهنده کاهش ۱۰.۴ درصدی نسبت به حالت پایه است. همچنین انتشار CO₂ در این سناریو به ۱۶۲ کیلوگرم در روز رسید که کاهش ۲۴.۷ درصدی نسبت به سناریوی اول را نشان می‌دهد. در سناریوی سوم، با وارد کردن اهداف زیست‌محیطی در تابع هدف، امکان بررسی هم‌زمان هزینه اقتصادی و اثرات زیست‌محیطی فراهم شد. اگرچه هزینه بهره‌برداری در این حالت نسبت به سناریوی دوم افزایش یافت، این افزایش ناشی از اولویت‌دهی مدل به کاهش آلایندگی و افزایش بهره‌برداری از منابع تجدیدپذیر بوده و نشان‌دهنده ایجاد یک نقطه تعادل میان اهداف اقتصادی و زیست‌محیطی است، نه کاهش کارایی اقتصادی مدل. میزان انتشار CO₂ در این سناریو به ۱۲۰ کیلوگرم در روز کاهش یافت که نسبت به سناریوی دوم ۲۵.۹ درصد و نسبت به حالت پایه ۴۴.۲ درصد کاهش را نشان می‌دهد. علاوه بر این، سهم تولید تجدیدپذیر به ۵۶.۵ درصد افزایش یافته و بیک بار

شبکه نیز ۶.۵ درصد نسبت به حالت پایه کاهش پیدا کرده است که نشان‌دهنده توانایی روش پیشنهادی در افزایش انعطاف‌پذیری، کاهش وابستگی به منابع آلاینده و بهبود پایداری بهره‌برداری هاب انرژی است. برای ارزیابی عملکرد ساختار کنترلی پیشنهادی، روش MPC با کنترل‌کننده‌های مرجع PID و LQR تحت شرایط ورودی یکسان مقایسه شد. نتایج نشان داد که MPC در مقایسه با PID موجب کاهش ۱۳.۱ درصدی هزینه کل بهره‌برداری و کاهش ۲۱.۱ درصدی انتشار CO_2 شده است. همچنین در مقایسه با LQR، روش پیشنهادی به‌ترتیب کاهش ۳.۷ درصدی هزینه و کاهش ۱۲.۴ درصدی انتشار آلاینده‌ها را به همراه داشته است. این بهبود عملکرد ناشی از قابلیت‌های ساختاری MPC شامل استفاده از اطلاعات پیش‌بینی آینده، اعمال مستقیم قیود فنی، مدیریت هم‌زمان حامل‌های انرژی و حل تکرارشونده مسئله بهینه‌سازی مقید در هر گام زمانی است؛ در حالی که کنترل‌کننده‌های PID و LQR در ساختار کلاسیک خود، برخلاف MPC، به‌طور ذاتی دارای سازوکار پیش‌بینی افق آینده و چارچوب حل مسئله بهینه‌سازی مقید چندمرحله‌ای نیستند. مهم‌ترین دستاوردهای علمی این پژوهش عبارت‌اند از:

- ۱- ارائه یک چارچوب یکپارچه مبتنی بر MPC برای مدیریت هم‌زمان انرژی الکتریکی و حرارتی در هاب انرژی چندحامله با لحاظ عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر.
 - ۲- توسعه یک ساختار بهینه‌سازی مقید که در آن مدیریت خودروهای الکتریکی، شارژ/دشارژ و بارهای پاسخگو با رویکرد ترکیبی قطع و انتقال به‌صورت هم‌زمان مدل‌سازی شده است.
 - ۳- ارائه تابع هدف ترکیبی اقتصادی-زیست‌محیطی و بررسی تأثیر اعمال جریمه آلودگی در تابع هدف بر رفتار بهره‌برداری سیستم و کاهش انتشار آلاینده‌ها.
 - ۴- ارزیابی عملکرد MPC در مقایسه با کنترل‌کننده‌های مرجع PID و LQR و نشان دادن توانایی بالاتر آن در ایجاد توازن میان هزینه بهره‌برداری، کاهش آلودگی و قیود فنی سیستم.
- از دیدگاه کاربردی، چارچوب ارائه‌شده می‌تواند در سامانه‌های مدیریت انرژی ساختمان‌های هوشمند، ریزشبکه‌های صنعتی، مجتمع‌های مسکونی مجهز به منابع تجدیدپذیر و زیرساخت‌های خودروهای الکتریکی مورد استفاده قرار گیرد و به بهره‌برداران در اتخاذ تصمیمات بهره‌برداری اقتصادی و پایدار کمک نماید. با وجود دستاوردهای حاصل، این پژوهش دارای محدودیت‌هایی است که مسیر پژوهش‌های آینده را مشخص می‌سازد. در مدل حاضر هزینه فرسودگی و کاهش عمر باتری خودروهای الکتریکی لحاظ نشده است؛ از این‌رو توسعه مدل‌های دقیق‌تر پیری باتری و وارد کردن هزینه چرخه عمر آن می‌تواند دقت تصمیم‌گیری را افزایش دهد. همچنین برخی پارامترهای ورودی اقتصادی و عملیاتی، از جمله قیمت انرژی، به‌صورت قطعی در نظر گرفته شده‌اند؛ بنابراین توسعه مدل‌های MPC مقاوم یا تصادفی می‌تواند عملکرد سیستم را در شرایط عدم قطعیت شدید بهبود بخشد. بررسی عملکرد روش پیشنهادی در شرایط جزیره‌ای، قطع ارتباط با شبکه بالادست و شرایط اضطراری از دیگر مسیرهای مهم تحقیقات آینده است. تحلیل اقتصادی جامع با در نظر گرفتن هزینه سرمایه‌گذاری تجهیزات ارتباطی، زیرساخت‌های مدیریت سمت مصرف و ایستگاه‌های شارژ، و همچنین کاهش پیچیدگی محاسباتی MPC در سیستم‌های بزرگ‌مقیاس، می‌تواند در مطالعات آینده مورد توجه قرار گیرد. افزون بر این، بررسی سایر ساختارهای پیشرفته کنترلی مانند MPC مقاوم، MPC توزیع‌شده و روش‌های ترکیبی داده‌محور، توسعه مدل به هاب‌های انرژی مجهز به ذخیره‌سازی هیدروژن، و بهره‌گیری از روش‌های یادگیری تقویتی عمیق برای تنظیم تطبیقی پارامترهای کنترل‌کننده، از دیگر زمینه‌های پژوهشی قابل پیگیری خواهد بود. در مجموع، نتایج این پژوهش نشان می‌دهد که چارچوب مدیریت انرژی مبتنی بر MPC پیشنهادی، با قابلیت مدیریت هم‌زمان منابع تولید، بارهای انعطاف‌پذیر و حامل‌های مختلف انرژی تحت شرایط عدم قطعیت، یک راهکار مؤثر برای بهره‌برداری بهینه از هاب‌های انرژی چندحامله محسوب می‌شود. نتایج عددی نشان داد که مدیریت سمت مصرف و

خودروهای الکتریکی می‌تواند هزینه بهره‌برداری را ۱۰.۴ درصد کاهش دهد، در حالی که لحاظ اهداف زیست‌محیطی موجب کاهش ۴۴.۲ درصدی انتشار CO₂ نسبت به حالت پایه شده است. همچنین مقایسه با روش‌های PID و LQR تأیید کرد که MPC به دلیل برخورداری از قابلیت پیش‌بینی، اعمال قیود و مدیریت هم‌زمان چند حامل انرژی، قابلیت بالاتری برای ایجاد تعادل میان اهداف اقتصادی، زیست‌محیطی و محدودیت‌های فنی در مقایسه با کنترل‌کننده‌های مرجع بررسی شده دارد. بنابراین، چارچوب پیشنهادی می‌تواند به‌عنوان یک راهکار مؤثر برای توسعه سامانه‌های مدیریت انرژی نسل آینده، ریزشبکه‌های هوشمند و هاب‌های انرژی چندحامله پایدار مورد استفاده قرار گیرد؛ به‌گونه‌ای که ضمن کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و آلودگی، قابلیت بهره‌برداری انعطاف‌پذیر را در حضور منابع تجدیدپذیر، ذخیره‌سازها و بارهای پاسخگو فراهم سازد.

تعارض منافع. برای ارائه مطالب و نگارش این مقاله هیچ‌گونه کمک مالی از هیچ فرد، نهاد و سازمانی دریافت نشده است و نتایج و دستاوردهای این مقاله به نفع یا ضرر سازمان یا فردی خاص نخواهد بود. حضور نویسندگان در این پژوهش به‌عنوان شاهدی بی‌طرف ولی متخصص بوده است و نویسندگان هیچ‌گونه تعارض منافع ندارند.

منابع

1. Abdunnasser, G., Ali, A., Shaaban, M. F., & Mohamed, E. E. M. (2024). Optimal resource allocation and operation for smart energy hubs considering hydrogen storage systems and electric vehicles. *Energy*, 295, 130826.
2. Alghamdi, A. S., Alanazi, A., Alanazi, A., Qasaymeh, Y., Zubair, M., Awan, A. B., & Ashiq, M. G. B. (2023). Energy hub optimal scheduling and management in the day-ahead market considering renewable energy sources, CHP, electric vehicles, and storage systems using improved Fick's law algorithm. *Applied Sciences*, 13(6), 3526.
3. Arasteh, F., & Riahy, G. H. (2019). MPC-based approach for online demand side and storage system management in market based wind integrated power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 106, 124–137.
4. Batiyah, S., Sharma, R., Abdelwahed, S., & Zohrabi, N. (2020). An MPC-based power management of standalone DC microgrid with energy storage. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 120, 105949.
5. Bazmohammadi, N., Tahsiri, A., Anvari-Moghaddam, A., & Guerrero, J. M. (2019). A hierarchical energy management strategy for interconnected microgrids considering uncertainty. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 109, 597–608.
6. Bui, T.-L., Bui, V.-B., Bui, H.-L., & Nguyen, D.-Q. (2025). Performance evaluation of model predictive control for load frequency control in an isolated power system. *IEEE Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*.
7. Bui, V.-H., Hussain, A., & Kim, H.-M. (2018). A multiagent-based hierarchical energy management strategy for multi-microgrids considering adjustable power and demand response. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), 1323–1333.
8. Enayati, M., Derakhshan, G., & Hakimi, S. M. (2022). Optimal energy scheduling of storage-based residential energy hub considering smart participation of demand side. *Journal of Energy Storage*, 49, 104062.
9. Farhangi, H. (2010). The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(1), 18–28.

10. Hajiamoosha, P., Rastgou, A., Bahramara, S., & Sadati, S. M. B. (2021). Stochastic energy management in a renewable energy-based microgrid considering demand response program. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 129, 106791.
11. Harsh, P., & Das, D. (2022). Optimal coordination strategy of demand response and electric vehicle aggregators for the energy management of reconfigured grid-connected microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112251.
12. Hosseinnia, H., & Tousi, B. (2019). Optimal operation of DG-based micro grid (MG) by considering demand response program (DRP). *Electric Power Systems Research*, 167, 252–260.
13. Hu, Y., & Jin, Y. (2025). Energy hubs integrating renewable energy sources and demand response programs for cost-effective operations. *Energy*, 333, 137271.
14. Joshal, K. S., & Gupta, N. (2023). Microgrids with model predictive control: A critical review. *Energies*, 16(13), 4851.
15. Konneh, K. V., Adewuyi, O. B., Lotfy, M. E., Sun, Y., & Senjyu, T. (2022). Application strategies of model predictive control for the design and operations of renewable energy-based microgrid: A survey. *Electronics*, 11(4), 554.
16. Lim, S., Lee, J., & Lee, S. (2025). Model predictive control-based energy management system for cooperative optimization of grid-connected microgrids. *Energies*, 18(7), 1696.
17. Massaro, F., Di Silvestre, M. L., Ferraro, M., Montana, F., Riva Sanseverino, E., & Ruffino, S. (2024). Energy hub model for the massive adoption of hydrogen in power systems. *Energies*, 17(17), 4422.
18. Moghaddam, A. A., Seifi, A., Niknam, T., & Pahlavani, M. R. A. (2011). Multi-objective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel cell/battery hybrid power source. *Energy*, 36(11)*, 6490–6507.
19. Najafi, A., Tavakoli, A., Pourakbari-Kasmaei, M., & Lehtonen, M. (2021). A risk-based optimal self-scheduling of smart energy hub in the day-ahead and regulation markets. *Journal of Cleaner Production*, 279, 123631.
20. Nass ereddine, K., Turzynski, M., Bielokha, H., & Strzelecki, R. (2025). Simulation of energy management system using model predictive control in AC/DC microgrid. *Scientific Reports*, 15, 5388.
21. NREL. (2019). NREL.
22. Nikmehr, N., Najafi-Ravadanegh, S., & Khodaei, A. (2017). Probabilistic optimal scheduling of networked microgrids considering time-based demand response programs under uncertainty. *Applied Energy*, 198, 267–279.
23. Nosratabadi, S. M., Hemmati, R., & Anvari-Moghaddam, A. (2020). Stochastic multi-energy management in microgrids integrating electricity, heating, and cooling systems. *Energy*, 195, 116979.
24. Sahebi, H. G., Hajihosseini, M., & Gorji, S. A. (2026). Distributed model predictive control of microgrids: A review on recent developments. *IET Control Theory & Applications*, 20(1), e70120.
25. Vivas, F. J., Pajares, A., Blasco, X., Herrero, J. M., Segura, F., & Andújar, J. M. (2025). A novel energy management system based on two-level hierarchical economic model predictive control for use in microgrid control. *Energy Conversion and Management: X*, 26, 101027.
26. Yadollahi, Z., Gharibi, R., Dashti, R., & Jahromi, A. T. (2024). Optimal energy management of energy hub: A reinforcement learning approach. *Sustainable Cities and Society*, 102, 105179.
27. Ye, W., Chang, H.-H., Zhang, P., Quakernack, L., Kelker, M., & Haubrock, J. (2024). Comparison of hierarchical MPC-based energy management strategies for residential microgrids. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*.

28. Yuan, Z.-P., & Xia, J. (2021). Two-time-scale energy management for microgrids with data-based day-ahead distributionally robust chance-constrained scheduling. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(6), 4778–4787.
29. Zhao, Z., Guo, J., Luo, X., Lai, C. S., Yang, P., Lai, L. L., Li, P., Guerrero, J. M., & Shahidehpour, M. (2022). Distributed robust model predictive control-based energy management strategy for islanded multi-microgrids considering uncertainty. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 13(3), 2107–2120.
30. Zhong, S., Wang, X., Wu, H., He, Y., Xu, B., & Ding, M. (2024). Energy hub management for integrated energy systems: A multi-objective optimization control strategy based on distributed output and energy conversion characteristics. *Energy*, 306, 132526.