



Semnan University

Journal of Modeling in Engineering

Journal homepage: <https://modelling.semnan.ac.ir/>

ISSN: 2783-2538



Research Article

Energy Management of Renewable Energy Hubs including Storages and Electric Vehicles in the Electrical and Thermal Networks Based on Economic and Operation Objectives

Seyed Hossein Moayed ^{a,*}

^a Department of Electrical Engineering, National University of Skills (NUS), Tehran, Iran

PAPER INFO

Paper history:

Received: 2023-12-26

Revised: 2024-07-05

Accepted: 2024-10-08

Keywords:

Energy hub;
Renewable sources;
Stationary storage;
Electric vehicle;
Energy management;
Stochastic optimization.

ABSTRACT

This article deals to the optimal power scheduling of renewable energy hubs based on storages and electric vehicles in electrical and thermal networks according to the optimal economic and operation goals of the networks operator. To estimate these goals, the minimization of the operating cost and energy losses of networks in the form of Pareto optimization based on the method of the sum of weighted functions is considered as the objective function. This scheme includes the constraints of linearized optimal power flow of networks and the operation model of hubs. Hubs include the limitations of renewable resources such as wind turbine, photovoltaic and bio-waste units, stationary storage such as hydrogen and thermal storage, and electric vehicles. The bio-waste system simultaneously plays a role in the production of electrical and thermal energy. Load, renewable power, energy price and parameters of electric vehicles are uncertainty. In this article, stochastic optimization is used to model the aforementioned uncertainties. Finally, the numerical results show the capability of the proposed scheme in improving the economic and operation status of energy networks by using appropriate energy management of the mentioned hubs. So that the optimal power scheduling of the storage devices and electric vehicles in the renewable hubs leads to the improvement of 29%-56% of the operational status and 35.5% of the economic status of energy networks compared to the load flow studies.

DOI: <https://doi.org/10.22075/jme.2024.32799.2597>

© 2025 Published by Semnan University Press.

This is an open access article under the CC-BY 4.0 license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

* Corresponding author.

E-mail address: shmoayed@tvu.ac.ir

How to cite this article:

Moayed, S. H. (2025). Energy Management of Renewable Energy Hubs including Storages and Electric Vehicles in the Electrical and Thermal Networks Based on Economic and Operation Objectives. Journal of Modeling in Engineering, 23(Special Issue 81), 157-173. doi: 10.22075/jme.2024.32799.2597

مدیریت انرژی هاب‌های انرژی تجدیدپذیر دارای ذخیره‌ساز و خودروهای الکتریکی در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی مبنی بر اهداف اقتصادی و بهره‌برداری

سید حسین مؤید^{۱*}

اطلاعات مقاله	چکیده
دریافت مقاله: ۱۴۰۲/۱۰/۰۵	این مقاله به زمان‌بندی بهینه توان هاب‌های انرژی تجدیدپذیر برپایه ذخیره‌سازهای ساکن و خودروهای الکتریکی در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی متناسب با اهداف اقتصادی و بهره‌برداری بهینه بهره‌بردار شبکه‌ها می‌پردازد. برای برآورد این اهداف، کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری و تلفات انرژی شبکه‌ها در قالب بهینه‌سازی پارتو مبنی بر روش مجموع توابع وزندار به عنوان تابع هدف استفاده می‌شود. این طرح شامل قیود پخش توان بهینه خطی‌سازی شده شبکه‌ها و مدل بهره‌برداری هاب‌ها است. هاب‌ها شامل قیود منابع تجدیدپذیر از قبیل توربین بادی، فتولتائیک و واحدهای زیست توده، ذخیره‌سازهای ساکن مانند ذخیره‌ساز هیدروژنی و حرارتی، و خودروهای الکتریکی است. سیستم زیست توده همزمان در تولید انرژی الکتریکی و حرارتی نقش دارد. بار، توان تجدیدپذیر، قیمت انرژی و پارامترهای خودروهای الکتریکی به صورت عدم قطعیت هستند. در این مقاله از بهینه‌سازی تصادفی برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های یاد شده استفاده می‌شود. در نهایت نتایج عددی بیانگر قابلیت طرح پیشنهادی در ارتقاء وضعیت اقتصادی و بهره‌برداری شبکه‌های انرژی با استفاده از مدیریت انرژی مناسب هاب‌های مذکور است. به طوری که زمان‌بندی بهینه توان ذخیره‌سازهای ساکن و خودروهای الکتریکی در هاب‌های تجدیدپذیر منجر به ارتقاء ۲۹٪-۵۶٪ وضعیت بهره‌برداری و ۳۵٪/۵ وضعیت اقتصادی شبکه‌های انرژی نسبت به مطالعات پخش بار می‌شود.
بازنگری مقاله: ۱۴۰۳/۰۴/۱۵	
پذیرش مقاله: ۱۴۰۳/۰۷/۱۷	
واژگان کلیدی:	
هاب انرژی، منابع تجدیدپذیر، ذخیره‌ساز ساکن، خودروی الکتریکی، مدیریت انرژی، بهینه‌سازی تصادفی.	

DOI: <https://doi.org/10.22075/jme.2024.32799.2597>

© 2025 Published by Semnan University Press.

This is an open access article under the CC-BY 4.0 license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

۱- مقدمه

منابع انرژی تجدیدپذیر^۳ (RESها) در سیستم قدرت است، تا اینکه در کاهش آلاینده‌گی‌های زیست محیطی نقش مؤثر داشته باشند. ولی وجود عدم قطعیت در توان تولیدی این منابع منجر به کاهش انعطاف‌پذیری سیستم می‌شود. اما یک هاب با استفاده از عناصر قادر به کنترل توان خود مانند ذخیره‌سازها در کنار منابع تجدیدپذیر می‌تواند در نقش یک تولید کننده انرژی تجدیدپذیر با انعطاف‌پذیری بالا بازی کند [۳]. زیرا که عناصر کنترل‌پذیر قادر هستند که نوسانات

هاب‌های انرژی^۲ (EHها) با توجه به مدیریت همزمان انرژی‌های مختلف از قبیل الکتریکی، گازی و حرارتی و در نظر گرفتن وابستگی انرژی‌های مختلف به یکدیگر توانسته است که راندمان انرژی را ارتقاء دهند [۱]. از اینرو آن یک قالب هماهنگ کننده مناسب برای مجتمع کردن منابع، ذخیره‌سازها و بارهای پاسخ‌ده محسوب می‌شود [۲]. علاوه بر این موضوع، یکی از اهداف زیست محیطی استفاده از

* پست الکترونیک نویسنده مسئول: shmoayed@tvu.ac.ir

۱. گروه مهندسی برق، دانشگاه ملی مهارت، تهران، ایران

۲ Energy hubs (EHs)

۳ Renewable energy sources (RESs)

استناد به این مقاله:

مؤید، سید حسین. (۱۴۰۴). مدیریت انرژی هاب‌های انرژی تجدیدپذیر دارای ذخیره‌ساز و خودروهای الکتریکی در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی مبنی بر اهداف اقتصادی و بهره‌برداری. مدل سازی در مهندسی، ۲۳(شماره ویژه ۸۱)، ۱۵۷-۱۷۳. doi: 10.22075/jme.2024.32799.2597

توان بهینه و مدل EHهای دارای خودروهای الکتریکی و CHP را لحاظ کرده است. نویسندگان در [۸] مدل بهینه سازی بهره برداری امن-منعطف برای هابها در شبکه های الکتریکی، حرارتی، و گازی را ارائه می دهند. برای دسترسی به انعطاف پذیری برای هابها در حضور منابع تجدیدپذیر، CHP، ذخیره ساز و برنامه پاسخ گویی بار^{۱۱} (DRP) مینی بر تشویق به عنوان منبع انعطاف پذیری در هاب استفاده می شوند. این طرح کمینه سازی هزینه بهره برداری، شاخص های قابلیت اطمینان و انعطاف پذیری شبکه ها را در نظر می گیرد. بهینه سازی تصادفی نیز برای مدل سازی عدم قطعیت های مختلف استفاده شده است. در [۹]، بهره برداری هابها با در نظر گرفتن کمینه سازی هزینه انرژی آنها بیان شده است، که آن در قالب برنامه ریزی خطی عدد صحیح^{۱۲} (MILP) ارائه شده است. نتایج در [۹] بیانگر قابلیت مدیریت انرژی در ارتقاء راندمان انرژی هابها است. در [۱۰]، بهره برداری بهینه روز-بعد^{۱۳} ریزشیکه شامل سیستم های چندحاملی انرژی بیان شده است. تابع هدف آن شامل کمینه سازی هزینه های بهره برداری و زیست محیطی است. این طرح عدم قطعیت های توربین بادی^{۱۴} (WT)، فتوولتائیک^{۱۵} (PV) و بارهای الکتریکی، گرمایشی و سرمایه ای را در نظر گرفته است. نویسندگان در [۱۱] مدیریت انرژی هابها در شبکه های انرژی مختلف را در نظر گرفتند، که در آن، هابها از بازار انرژی روز-بعد کسب منفعت مالی دارند. بهینه سازی تصادفی برای مدل سازی عدم قطعیت های مختلف استفاده شده است. در [۱۲]، بهینه سازی تصادفی برای بهره برداری بهینه هابها دارای مبدل های انرژی و ذخیره سازها برپایه برق، حرارت، گاز و بوماس ارائه شده است. طرح مذکور به صورت استراتژی پیشنهاددهی برای عناصر هوشمند در MES نقش بازی می کند. مدل کمینه سازی هزینه بهره برداری در [۱۳] برای هاب هوشمند شامل CHP، هیتر، ذخیره ساز الکتریکی و حرارتی بیان شده است. انعطاف پذیری شبکه های الکتریکی و حرارتی دارای هابهای تجدیدپذیر شامل RESها، و واحدهای انرژی زیست توده^{۱۶} (BEU) با استفاده از خدمات

توان RESها را جبران کنند [۳]. لذا پیش بینی می شود که هابهای انرژی تجدیدپذیر^۴ (REH) برپایه ذخیره سازها استفاده قابل توجهی در شبکه های انرژی داشته باشند. البته قابلیت ها مطرح شده در صورت برقراری یک سیستم مدیریت انرژی^۵ (EMS) در هاب تجدیدپذیر و شبکه های انرژی است [۴]. در EMS مطلوب، بهره بردار هابها مدیریت توان منابع و ذخیره سازهای هابها را برعهده دارد. همچنین این بهره بردار در هماهنگی دو طرفه با بهره بردار شبکه انرژی است [۴]. لذا پیش بینی می شود که مدیریت انرژی در شبکه و هابها بتواند شرایط مطلوب اقتصادی و فنی برای این سیستم ها داشته باشد. این موضوع در گرو استفاده یک مسأله بهینه سازی مناسب در EMS است [۵]. به عبارتی، انتظار می رود که با برقراری یک چارچوب بهینه سازی مناسب در EMS بتوان شرایط اقتصادی مطلوب مانند کمینه سازی هزینه انرژی، و وضعیت مناسب فنی مانند کمینه سازی تلفات انرژی را در شبکه های انرژی مختلف با استفاده از هابهای تجدیدپذیر ایجاد کرد، که استفاده از REHها در راستای برقرار وضعیت زیست محیطی مطلوب در مناطق مصرف است.

در زمینه مدیریت انرژی هاب در شبکه های انرژی تحقیقات و مدل های بهینه سازی مختلفی برای آن ارائه شده است. در [۶]، مدیریت انرژی هابهای متصل شده به شبکه های الکتریکی، گازی و حرارت بیان شده است، که هابها به عنوان قالب هماهنگ کننده تولیدات پراکنده^۶ (DGها) و سیستم های ذخیره ساز انرژی^۷ (ESSها) استفاده می شوند. آن کمینه سازی هزینه بهره برداری شبکه های مذکور مقید به معادلات پخش توان بهینه و فرمول بندی عملکرد منابع و ذخیره سازها در قالب هاب انرژی را برعهده دارد. سپس بهینه سازی استوار برای مدل سازی عدم قطعیت های بار، منابع تجدیدپذیر، خودروهای الکتریکی^۸ (EVها) استفاده شده است. در [۷]، بهره برداری استوار سیستم انرژی چندحاملی^۹ (MES) در حضور EVها و واحدهای ترکیب برق و حرارت^{۱۰} (CHP) در نظر گرفته شده است. آن نیز کمینه سازی هزینه خرید انرژی هابها مقید به قیود پخش

¹¹ Demand response program (DRP)

¹² Mixed integer linear programming (MILP)

¹³ Day-ahead

¹⁴ Wind turbine (WT)

¹⁵ Photovoltaic (PV)

¹⁶ Bio-waste energy unit (BEU)

⁴ Renewable energy hubs (REHs)

⁵ Energy management system (EMS)

⁶ Distributed generations (DGs)

⁷ Energy storage systems (ESSs)

⁸ Electric vehicles (EVs)

⁹ Multicarrier energy system (MES)

¹⁰ Combined heat and power (CHP)

ظرفیت بالای آن پرهزینه است، و همچنین عمر مفید آنها پایین است [۱۵]. اما استفاده از ذخیره‌سازهای هیدروژنی^{۱۸} (HSها) می‌تواند این محدودیت را پوشش دهد. HSها دارای ظرفیت بزرگتر و عمر مفید بالاتری هستند [۱۵]. ولی استفاده از آن در هاب‌ها در کمتر تحقیقاتی مانند [۱۵] بیان شده است.

در این مقاله برای جبران شکاف‌های تحقیقاتی، مدیریت انرژی هاب‌های تجدیدپذیر متصل به شبکه دارای PV، WT و BEU مجهز به فناوری CHP بیان می‌شود. برای ایجاد REH منعطف از HS، ذخیره‌ساز انرژی حرارتی^{۱۹} (TES) و پارکینگ خودروهای الکتریکی در این هاب استفاده می‌شود. این REH همزمان به دو شبکه الکتریکی و حرارتی متصل است. برای جبران شکاف تحقیقاتی اول، این طرح در مدل ریاضی کمینه‌سازی مجموع وزندار هزینه خرید انرژی شبکه‌های مذکور از شبکه بالادست و تلفات انرژی شبکه‌های انرژی را بر عهده دارد. با کمینه‌سازی تلفات انرژی انتظار می‌رود که توزیع توان هاب‌های تجدیدپذیر در شبکه‌های یاد شده به‌گونه‌ای باشد که منجر به ارتقاء وضعیت فنی شبکه مانند دسترسی به پروفیل ولتاژ و دما تخت‌تر، آزادسازی ظرفیت خطوط توزیع و کاهش تلفات انرژی شود. قیود مسأله شامل معادلات پخش توان بهینه خطی‌سازی شده در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی، و مدل بهره‌برداری RESها و ذخیره‌سازهای یاد شده در قالب هاب تجدیدپذیر است. این طرح دارای عدم قطعیت‌های بار، پارامترهای EVها، توان تجدیدپذیر و قیمت انرژی است. در این مقاله برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های مذکور از بهینه‌سازی تصادفی مبنی بر ترکیب مکانیزم چرخ رولت و روش کانترویج استفاده می‌شود. بنابراین با مقایسه پیشینه تحقیق و راه‌کار پیشنهادی این مقاله، نوآوری‌های طرح پیشنهادی به شرح زیر خلاصه می‌گردد:

- کمینه‌سازی همزمان هزینه انرژی و تلفات انرژی در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی با استفاده از مدیریت انرژی بهینه هاب‌های تجدیدپذیر در راستای ارتقاء همزمان وضعیت اقتصادی و فنی شبکه‌ها،
- استفاده از هاب انرژی ۱۰۰٪ تجدیدپذیر در شبکه‌های انرژی با استفاده از توربین‌های بادی، فتوولتائیک‌ها و واحدهای زیست توده مجهز به فناوری CHP، و

قیمت‌گذاری انعطاف‌پذیری در سیستم مدیریت انرژی در [۱۴] بررسی شده است. بهینه‌سازی تصادفی مبنی بر رو انتقال بی بو^{۱۷} (UT) برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های بار و منابع تجدیدپذیر استفاده شده است. مدیریت انرژی هاب‌های دارای منابع تجدیدپذیر در کنار ذخیره‌سازهای حرارتی و هیدروژنی در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی در [۱۵] مورد تحلیل قرار گرفته است. به‌طوری عملکرد بهینه این هاب‌ها قادر به کمینه‌سازی هزینه انرژی شبکه‌ها است. با توجه به پیشینه تحقیق، شکاف‌های تحقیقاتی عمده‌ای برای مدیریت انرژی هاب‌های انرژی وجود دارد. به عنوان مثال، در بیشتر تحقیقات مانند [۶-۱۵] از کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری شبکه‌های انرژی به عنوان تابع هدف استفاده شده است. پیرو این تابع، منابع محلی (منابع تولید پراکنده در نقاط مصرف) با هزینه بهره‌برداری پایین تشویق می‌شوند که توان بالایی را به شبکه تزریق کنند. این عمل گرچه منجر به کاهش هزینه بهره‌برداری شبکه یا هزینه خرید انرژی شبکه از شبکه بالادست می‌شود، ولی این امکان وجود دارد که وضعیت فنی مطلوبی در شبکه ایجاد نکند. به عبارتی تزریق بالای توان توسط منابع محلی به شبکه منجر به ایجاد اضافه ولتاژ و دما در گره‌ها مصرف می‌شود. برقراری این شرایط برای مدت زمان طولانی می‌تواند موجب آسیب‌دیدگی تجهیزات شبکه شود. همچنین در این شرایط جریان در سمت نقطه مصرف به پست توزیع افزایش خواهد داشت، که این موضوع منجر به پرشدگی خطوط توزیع و افزایش تلفات انرژی می‌شود. بنابراین انتخاب تنهای کمینه‌سازی هزینه انرژی به عنوان تابع هدف قادر به بهبود وضعیت فنی شبکه نیست. به عنوان شکاف تحقیقاتی دیگر، در بیشتر تحقیقات مانند [۶-۱۳] از منابع تجدیدپذیری از نوع توربین بادی و فتوولتائیک استفاده شده است. این منابع تنها قادر به تولید انرژی الکتریکی هستند. ولی BEU نیز یک منبع تجدیدپذیر است که اگر به فناوری CHP مجهز شود قادر است که همزمان در تولید انرژی الکتریکی و حرارتی نقش داشته باشد [۱۴]. ولی استفاده از BEU و ارائه مدل ریاضی عملکرد آن در کمتر تحقیقاتی مانند [۴-۱۵] بیان شده است. همچنین در بیشتر تحقیقات مانند [۶-۱۴] از باتری‌ها برای ذخیره‌سازی انرژی استفاده شده است. باتری‌ها دارای محدودیت ظرفیت (اندازه) هستند. به عبارتی

¹⁹ Thermal energy storage (TES)

¹⁷ Unscented transformation (UT)

¹⁸ Hydrogen storages (HSs)

ترتیب تابع Cost و EL انتخاب شدند. در این رابطه تلفات انرژی برابر با ماتفاوت انرژی تولیدی و مصرفی است.

ب) مدل شبکه‌های انرژی: قیود OPF شبکه‌های الکتریکی و حرارتی به ترتیب در روابط (۲)–(۱۰) [۶–۷] و (۱۱)–(۱۶) [۸] بیان شده‌اند. قیود OPF شبکه الکتریکی مبنی بر پخش توان AC خطی‌سازی شده^{۲۱} (LAC-PF)، (۲)–(۷)، است. به طوری که تعادل توان اکتیو و راکتیو در باس‌های شبکه در قیود (۲) و (۳) نگارش شده است، توان اکتیو و راکتیو عبوری از خط توزیع به ترتیب از روابط (۴) و (۵) محاسبه می‌شوند، و میزان زاویه ولتاژ و انحراف ولتاژ در باس مرجع در روابط (۶) و (۷) ارائه شده است. محدودیت‌های بهره‌برداری شبکه الکتریکی در قیود (۸)–(۱۰) بیان شده‌اند، که به ترتیب اشاره به محدودیت انحراف ولتاژ باس‌ها، محدودیت توان ظاهری عبوری از خطوط و پست توزیع الکتریکی دارند. قیود OPF در شبکه حرارت به صورت روابط (۱۱)–(۱۶) می‌باشد. در این روابط، تعادل توان حرارتی در گره‌های حرارت مبنی بر قیود (۱۱) است، توان حرارتی عبوری از خط لوله از رابطه (۱۲) محاسبه می‌شود، و میزان دما در گره رجع در رابطه (۱۳) ارائه شده است [۸]. این سه رابطه تحت قیود پخش توان در شبکه حرارت شناخته می‌شوند. محدودیت‌های بهره‌برداری شبکه حرارت در قیود (۱۴)–(۱۶) فرمول‌بندی شده است، که به ترتیب اشاره به محدودیت دما در گره‌های حرارت، محدودیت توان حرارتی عبوری از خط لوله و پست حرارتی دارند [۱۵]. قابل توجه است که مدل OPF در شبکه حرارت همواره دارای یک مدل خطی است [۸].

$$P_{b,\tau,w}^{ES} + \sum_e I_{e,b}^E P_{e,\tau,w}^{EH} + \sum_m J_{b,m}^E P_{b,m,\tau,w}^{EL} = P_{b,\tau,w}^L \quad \forall b,\tau,w \quad (2)$$

$$Q_{b,\tau,w}^{ES} + \sum_m J_{b,m}^E Q_{b,m,\tau,w}^{EL} = Q_{b,\tau,w}^L \quad \forall b,\tau,w \quad (3)$$

$$P_{b,m,\tau,w}^{EL} = G_{b,m}^{EL} (\Delta V_{b,\tau,w} - \Delta V_{m,\tau,w}) - B_{b,m}^{EL} (\varphi_{b,\tau,w} - \varphi_{m,\tau,w}) \quad \forall b,m,\tau,w \quad (4)$$

$$Q_{b,m,\tau,w}^{EL} = -B_{b,m}^{EL} (\Delta V_{b,\tau,w} - \Delta V_{m,\tau,w}) - G_{b,m}^{EL} (\varphi_{b,\tau,w} - \varphi_{m,\tau,w}) \quad \forall b,m,\tau,w \quad (5)$$

²¹ Linearized AC power flow (LAC-PF)

بهره برداری ذخیره‌سازهای هیدروژنی در هاب‌های انرژی تجدیدپذیر.

در ادامه فرمول‌بندی مسأله بهره‌برداری هاب‌های تجدیدپذیر مبنی بر مدل خطی‌سازی شده در بخش دوم بیان می‌شود. سپس مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها برپایه بهینه‌سازی تصادفی در بخش سوم ارائه می‌گردد. نتایج عددی حاصل از این طرح در موارد مطالعاتی مختلف در بخش چهارم گزارش می‌شود. در نهایت نتیجه‌گیری‌های کلی در بخش ۵ بیان می‌شود.

۲- مدیریت انرژی REHها در شبکه‌های انرژی

در این بخش مدل‌سازی ریاضی بهره‌برداری هاب‌های تجدیدپذیر منعطف در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی بیان می‌شود. این طرح کمینه‌سازی مجموع وزندار هزینه انرژی شبکه‌ها و تلفات انرژی آنها را بر عهده دارد، در صورتی که این مسأله مقید به معادلات پخش توان بهینه^{۲۰} (OPF) شبکه‌های انرژی و مدل بهره‌برداری هاب‌های مذکور است. جزئیات فرمول‌بندی این طرح به شرح زیر است:

الف) تابع هدف: تابع هدف طرح پیشنهادی در رابطه (۱) ارائه شده است، که آن برابر با کمینه‌سازی مجموع وزندار هزینه مورد انتظار خرید انرژی شبکه‌های الکتریکی و حرارتی از شبکه بالادست (با اختصار Cost در سطر اول رابطه) [۱۱]، و تلفات انرژی مورد انتظار در این شبکه‌ها (با اختصار EL در سطر دوم رابطه) است.

$$\min F = \sigma_C \sum_{\tau,w} \pi_w \left(\overbrace{\gamma_{\tau,w}^E P_{b=s,\tau,w}^{ES} + \gamma_{\tau,w}^H H_{n=s,\tau,w}^{HS}}^{Cost} \right) + \sigma_E \sum_w \pi_w \left(\overbrace{\left(\sum_{e,\tau} P_{e,\tau,w}^{EH} + \sum_{b,\tau} \begin{pmatrix} P_{b,\tau,w}^{ES} \\ -P_{b,\tau,w}^L \end{pmatrix} + \sum_{e,\tau} \begin{pmatrix} H_{e,\tau,w}^{EH} \\ + \sum_{n,\tau} \begin{pmatrix} H_{n,\tau,w}^{HS} \\ -H_{n,\tau,w}^L \end{pmatrix} \end{pmatrix} \right)}^{EL} \right) \quad (1)$$

در این رابطه برای ارزیابی قابلیت REHها بر روی وضعیت اقتصادی و بهره‌برداری شبکه‌های الکتریکی و حرارتی به

²⁰ Optimal power flow (OPF)

متغیر V اشاره به دامنه ولتاژ دارد. ولی توجه شود که مدیریت انرژی هاب‌های متصل به شبکه جزء مسائل بهره برداری سیستم قدرت است. در این مسائل، گام اجرایی پایین است، به طوری که آن در برخی مسائل بهره‌برداری به کمتر از ۱ ساعت است [۱۴]. لذا زمان محاسباتی پایین از اهمیت ویژه‌ای در این مسائل برخوردار است. برای دسترسی به زمان محاسباتی پایین، یکی از راه‌کارها استفاده از مدل ساد شده و خطی است. لذا در این مقاله مدل پخش توان AC خطی‌سازی^{۲۳} (LAC-OPF) استفاده می‌شود. برای دستیابی به LAC-PF، فرض می‌شود که اختلاف زاویه ولتاژ بین باس‌های ابتدا و انتهای یک خط توزیع کمتر از ۶ درجه است. این فرض در شبکه توزیع الکتریکی صادق است [۷-۸]. در این شرایط عبارت‌های $\cos(\varphi_{b,\tau} - \varphi_{m,\tau})$ و $\sin(\varphi_{b,\tau} - \varphi_{m,\tau})$ به ترتیب به ۱ و $\sin(\varphi_{b,\tau} - \varphi_{m,\tau})$ تقریب زده می‌شوند. همچنین دامنه ولتاژ (V) در شبکه الکتریکی عموماً بین ۰/۹۵ الی ۱/۰۵ پریونیت قرار دارد [۱۴-۱۵]. به عبارتی سعی می‌شود که دامنه ولتاژ نزدیک ۱ پریونیت حفظ شود. بنابراین V به صورت $1 + \Delta V$ تقریب زده شود. ΔV معرف انحراف ولتاژ است که مقدار بسیار کمتری از ۱ پریونیت دارد [۷]. با حذف عبارت‌های ΔV^2 ، $\Delta V_b \Delta V_m$ و $\Delta V \times (\varphi_b - \varphi_m)$ روابط (۴) و (۵) برای روابط غیرخطی ذکر شده برای P^{EL} و Q^{EL} حاصل می‌شود.

در واقع در OPF مبنی بر AC-PF، محدودیت دامنه ولتاژ، $\underline{V} \leq V_{b,\tau} \leq \bar{V}$ استفاده می‌شود. ولی به علت استفاده از متغیر ΔV در طرح پیشنهادی، محدودیت انحراف ولتاژ همانند رابطه (۸) استفاده شد. علاوه بر این، محدودیت توان ظاهری خطوط و پست توزیع به صورت یک صفحه دایره‌ای در مختصات PQ است، $\sqrt{P^2 + Q^2} \leq \bar{S}$ ، است. ولی در این بخش به منظور دسترسی به یک مدل خطی برای طرح پیشنهادی، صفحه مذکور به یک صفحه در قالب چندضلعی منتظم تقریب زده شد [۱]. معادله هر ضلع (l) آن به صورت $\Delta \delta = \bar{S} - P \times \cos(l \times \Delta \delta) + Q \times \sin(l \times \Delta \delta)$ است، که $\Delta \delta = 360/n_L$ معرف انحراف زاویه، و n_L بیانگر تعداد اضلاع است [۱]. صفحه حاصل از ضلع l به صورت $P \times \cos(l \times \Delta \delta) + Q \times \sin(l \times \Delta \delta) \leq \bar{S}$ فرمول‌بندی می‌شود، و تکرار این معادله به ازای تمامی اضلاع منجر به

$$\varphi_{b,\tau,w} = 0 \quad \forall b = s, \tau, w \quad (۶)$$

$$\Delta V_{b,\tau,w} = 0 \quad \forall b = s, \tau, w \quad (۷)$$

$$\underline{V} - 1 \leq \Delta V_{b,\tau,w} \leq \bar{V} - 1 \quad \forall b, \tau, w \quad (۸)$$

$$P_{b,m,\tau,w}^{EL} \cos(l \times \Delta \delta) + Q_{b,m,\tau,w}^{EL} \sin(l \times \Delta \delta) \leq \bar{S}_{b,m}^{EL} \quad \forall b, m, \tau, w, l \quad (۹)$$

$$P_{b,\tau,w}^{ES} \cos(l \times \Delta \delta) + Q_{b,\tau,w}^{ES} \sin(l \times \Delta \delta) \leq \bar{S}_b^{ES} \quad \forall b = s, \tau, w, l \quad (۱۰)$$

$$H_{n,\tau,w}^{HS} + \sum_e I_{e,n}^H H_{e,\tau,w}^{EH} + \sum_k J_{n,k}^H H_{n,k,\tau,w}^{HL} = H_{n,\tau,w}^L \quad \forall n, \tau, w \quad (۱۱)$$

$$H_{n,k,\tau,w}^{HL} = C_{n,k}^{HL} (T_{n,\tau,w} - T_{k,\tau,w}) \quad \forall n, k, \tau, w \quad (۱۲)$$

$$T_{n,\tau,w} = T_{ref} \quad \forall n = s, \tau, w \quad (۱۳)$$

$$\underline{T} \leq T_{n,\tau,w} \leq \bar{T} \quad \forall n, \tau, w \quad (۱۴)$$

$$-\bar{H}_{n,k}^{HL} \leq H_{n,k,\tau,w}^{HL} \leq \bar{H}_{n,k}^{HL} \quad \forall n, k, \tau, w \quad (۱۵)$$

$$-\bar{H}_n^{HS} \leq H_{n,\tau,w}^{HS} \leq \bar{H}_n^{HS} \quad \forall n = s, \tau, w \quad (۱۶)$$

شایان ذکر است که در مدل واقعی پخش توان AC^{۲۲} (AC-PF) برای شبکه الکتریکی، روابط (۴) و (۵) به ترتیب دارای فرمت غیرخطی به صورت روابط (۱۷) و (۱۸) دارند [۷]:

$$P_{b,m}^{EL} = G_{b,m}^{EL} (V_b)^2 - V_b V_m \left\{ G_{b,m}^{EL} \cos(\varphi_b - \varphi_m) + B_{b,m}^{EL} \sin(\varphi_b - \varphi_m) \right\} \quad (۱۷)$$

$$Q_{b,m}^{EL} = -B_{b,m}^{EL} (V_b)^2 + V_b V_m \left\{ B_{b,m}^{EL} \cos(\varphi_b - \varphi_m) - G_{b,m}^{EL} \sin(\varphi_b - \varphi_m) \right\} \quad (۱۸)$$

²³ Linearized AC optimal power flow (LAC-OPF)

²² AC power flow (AC-PF)

دریافت می کنند. EC برابر مجموع انرژی مصرفی EV های متصل شده به پارکینگ است. CR در هر لحظه برابر مجموع نرخ شارژ EV های متصل شده به پارکینگ در این لحظه هستند. لذا CR وابسته به تعداد خودروهای و مشخصات مختلف EV ها است.

$$P_{e,\tau,w}^{EH} = P_{e,\tau,w}^{WT} + P_{e,\tau,w}^{PV} + P_{e,\tau,w}^{BU} + P_{e,\tau,w}^{FC} - \quad (19)$$

$$P_{e,\tau,w}^E - P_{e,\tau,w}^{EV} - P_{e,\tau,w}^L \quad \forall e, \tau, w$$

$$H_{e,\tau,w}^{EH} = \zeta_e P_{e,\tau,w}^{BU} + H_{e,\tau,w}^D - H_{e,\tau,w}^C \quad (20)$$

$$-H_{e,\tau,w}^L \quad \forall e, \tau, w$$

$$\zeta_e = \frac{1 - \eta^T - \eta^L}{\eta^T} \eta^H \quad (21)$$

$$0 \leq P_{e,\tau,w}^E \leq \bar{P}_e^E \quad \forall e, \tau, w \quad (22)$$

$$0 \leq P_{e,\tau,w}^{FC} \leq \bar{P}_e^{FC} \quad \forall e, \tau, w \quad (23)$$

$$\underline{H}_e \leq \hat{H}_e + \sum_{h=1}^{\tau} \left(\eta_e^E P_{e,h,w}^E - \frac{1}{\eta_e^{FC}} P_{e,h,w}^{FC} \right) \leq \bar{H}_e \quad \forall e, \tau, w \quad (24)$$

$$0 \leq H_{e,\tau,w}^C \leq \bar{H}_e^C \quad \forall e, \tau, w \quad (25)$$

$$0 \leq H_{e,\tau,w}^D \leq \bar{H}_e^D \quad \forall e, \tau, w \quad (26)$$

$$\underline{E}_e \leq \hat{E}_e + \sum_{h=1}^{\tau} \left(\eta_e^C H_{e,h,w}^C - \frac{1}{\eta_e^D} H_{e,h,w}^D \right) \leq \bar{E}_e \quad \forall e, \tau, w \quad (27)$$

$$0 \leq P_{e,\tau,w}^{EV} \leq \frac{CR_{e,\tau,w}}{\eta_e^{EV}} \quad \forall e, \tau, w \quad (28)$$

$$\sum_{\tau} \eta_e^{EV} P_{e,\tau,w}^{EV} = EC_{e,w} \quad \forall e, w \quad (29)$$

د) استخراج راه حل مصالحه: در رابطه (۱)، عبارت های σ_C و σ_E بیانگر ضرایب وزنی هستند، که مجموع آنها بایستی برابر ۱ باشد [۱۶]. به ازای مقادیر مختلف این ضرایب وزنی، مقادیر متفاوتی برای توابع Cost و EL حاصل می گردد.

استخراج یک صفحه در قالب چندضلعی منتظم می شود [۱].

ج) مدل بهره برداری REH ها: مدل بهره برداری هاب های تجدیدپذیر در قیود (۱۹) - (۲۹) ارائه شده است. هاب تجدیدپذیر دارای منابع تجدیدپذیر از نوع توربین بادی، فتوولتائیک و واحد زیست توده است. ذخیره سازهای ساکن مانند ذخیره ساز هیدروژنی (HS) و ذخیره سازی انرژی حرارتی (TES)، و خودروهای الکتریکی به عنوان منابع انعطاف پذیری استفاده می شوند. در قیود (۱۹) و (۲۰) به ترتیب تعادل توان اکتیو و حرارتی در هاب بیان شده است. در قید (۲۱) ضریب حرارتی BEU محاسبه می شود. در قیود (۲۲) - (۲۴) مدل بهره برداری ذخیره ساز هیدروژنی ارائه شده است [۱۵]. یک HS دارای الکترولیزر، پیل سوختی^{۲۴} (FC) و تانک هیدروژنی^{۲۵} (HT) است. در مد شارژ HS، الکترولیزر از شبکه توان اکتیو دریافت می کند و در خروجی خود هیدروژن تولید می کند و آن در HT ذخیره می کند. در مد دشارژ HS، FC فعال می شود و هیدروژن از HT دریافت می کند و آن را به توان اکتیو تبدیل می کند و به شبکه تزریق می کند [۱۵]. از اینرو قیود (۲۲) و (۲۳) به ترتیب اشاره به محدودیت کنترل توان اکتیو در الکترولیزر و FC دارند. در رابطه (۲۴) نیز محدودیت انرژی هیدروژنی (انرژی ناشی از هیدروژن) ذخیره شده در HT فرمول بندی شده است [۱۵]. انرژی هیدروژنی ذخیره شده در تانک هیدروژنی براساس رابطه (۲۴) برابر با مجموع انرژی هیدروژنی اولیه و الکترولیزر ($\eta_e^E P_{e,h}^E$) منهای انرژی هیدروژنی تخلیه شده توسط FC ($\frac{1}{\eta_e^{FC}} P_{e,h}^{FC}$) است [۱۵].

فرمول بندی عملکرد TES در قیود (۲۵) - (۲۷) ارائه شده است [۸]. محدودیت نرخ شارژ و دشارژ TES به ترتیب در روابط (۲۵) و (۲۶) بیان شده است. در قید (۲۷) نیز محدودیت انرژی حرارتی ذخیره شده در TES مدل سازی شده است [۸]. در نهایت مدل عملکرد تجمیع خودروهای الکتریکی در روابط (۲۸) و (۲۹) ظاهر شده است. محدودیت نرخ شارژ آنها در قید (۲۹) ظاهر می شود، و فرمول بندی انرژی مصرفی خودروهای الکتریکی متناسب با رابطه (۲۹) است [۷]. در قیود (۲۸) - (۲۹)، فرض بر این است که EV ها تنها در مد مصرف کننده فعالیت می کنند، به طوری که آنها فقط انرژی مصرفی مورد نیاز مسافرت خود را از شبکه

²⁵ Hydrogen tank (HT)

²⁴ Fuel cell (FC)

تولید شده را انتخاب می‌کند، به طوری که سناریوهای منتخب فاصله کمینه‌ای از یکدیگر دارند. سپس روش کانترویچ این سناریوها را به مسأله پیشنهادی اعمال می‌کند. جزئیات و فرمول‌بندی تکنیک کانترویچ در [۱۹] ارائه شده است. در نهایت، احتمال هر سناریو منتخب برابر π^0 متناظر با این سناریو تقسیم بر مجموع π^0 سناریوهای منتخب است.

۴- نتایج عددی

۴-۱- مورد مطالعاتی

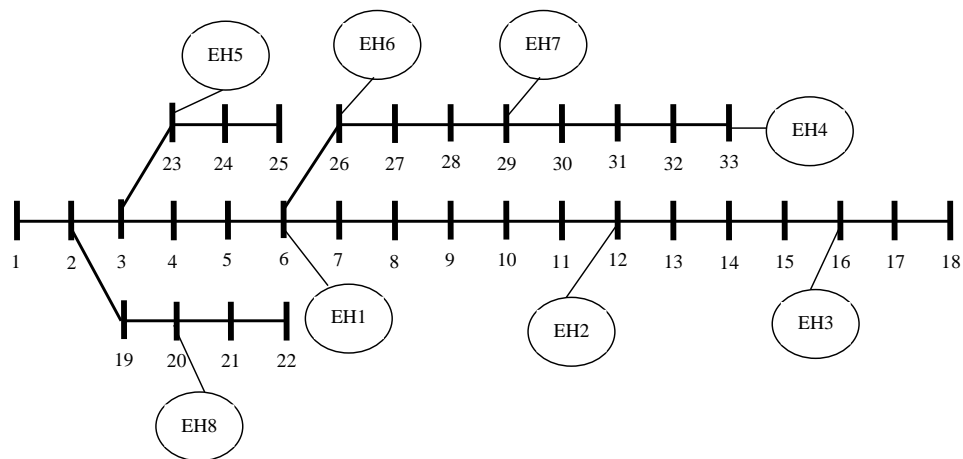
طرح پیشنهادی در این بخش همزمان بر روی شبکه توزیع شعاعی الکتریکی ۳۳ باسه IEEE [۲۰] و شبکه توزیع شعاعی حرارتی ۱۴ گره‌ای Madumvej [۲۱] همانند شکل (۱) اعمال می‌شود.

توان مبنا در شبکه الکتریکی برابر ۱ MVA است، و ولتاژ مبنای آن برای ۱۲/۶۶ kV است. کمترین و بیشترین مقدار مجاز دامنه ولتاژ به ترتیب برابر ۰/۹ p.u. و ۱/۱ p.u. است. باس ۱ به عنوان باس مرجع شناخته می‌شود. انحراف و زاویه ولتاژ در این باس برابر صفر هستند. مشخصات خطوط توزیع و پست توزیع در [۲۰] بیان شده است. پیک بار در هر باس در [۲۰] گزارش شده است. میزان بار در ساعت‌های دیگر از حاصل ضرب پیک بار و منحنی روزانه ضریب بار الکتریکی (شکل (۲) [۱۱]) قابل دسترس است. قیمت انرژی الکتریکی برابر بازه ۷:۰۰-۱:۰۰ و ۱۷:۰۰-۲۲:۰۰ برابر $\$/MWh$ ۱۷/۶ (۳۳) است. برای دیگر ساعت‌ها دارای مقدار $\$/MWh$ ۲۶/۴ است [۱۱]. شبکه حرارت یاد شده دارای توان مبنای ۱ MW است. دمای مبنا برابر $^{\circ}C$ ۱۰۰ است. گره ۱ در این شبکه معرف گره مرجع است، که دمای آن برابر ۱ p.u. است. کمترین و بیشترین مقدار مجاز دما به ترتیب برابر ۰/۹ p.u. و ۱/۱ p.u. لحاظ شده است [۱۱]. مشخصات لوله‌های انتقال و پست حرارت در [۲۱] ارائه شده است. پیک بار حرارتی به ازای گره‌های مختلف در [۲۱] گزارش شده است. مقدار بار حرارتی در ساعت‌های دیگر برابر حاصل ضرب پیک بار و منحنی ضریب بار حرارتی است. این منحنی در شکل (۲) ترسیم شده است. قیمت انرژی حرارتی برای ساعات ۵:۰۰-۱۵:۰۰ برابر $\$/MWh$ ۳۰ است، و آن برای دیگر ساعات بهره‌برداری برابر $\$/MWh$ ۲۲ است [۱۱].

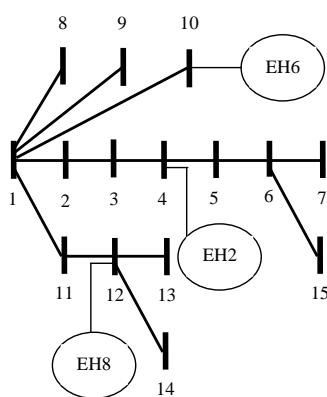
ترسیم این نقاط مختلف توابع مذکور در مختصات دو بعدی معرف جبهه پارتو طرح پیشنهادی است. در ادامه برای دسترسی به یک راه‌حل مصالحه بین توابع Cost و EL، تکنیک تصمیم‌گیری فازی اتخاذ می‌شود [۱۷]. در این الگوریتم ابتدا مقادیر کمینه (F^{min}) و بیشینه (F^{max}) برای توابع هدف مذکور به ازای دو مورد $\sigma_C = 1$ و $\sigma_E = 1$ محاسبه می‌شود. سپس مقادیر Cost و EL به ازای تغییر مقادیر ضرایب وزنی استخراج می‌شوند. به ازای هر مقدار مشخص ضرایب وزنی میزان تابع عضویت خطی (\hat{F}) برای توابع Cost و EL محاسبه می‌شود. در صورتی میزان یک تابع از کمینه (بیشینه) مقدار خود کمتر (بیشتر) باشد، \hat{F} برابر ۱ (۰) است. اما اگر تابع مقداری مابین F^{min} و F^{max} دارد، میزان \hat{F} برابر نسبت متفاوت تابع نسبت به F^{max} و $(F^{min} - F^{max})$ است. سپس کمینه مقدار بین تابع عضویت خطی برای Cost و EL استخراج می‌شود که آن تحت عبارت α نامگذاری می‌شود. مراحل بیان شده برای تمامی مقادیر ضرایب وزنی تکرار می‌شود. نقطه مصالحه متناظر با بیشترین مقدار α است [۱۷].

۳- مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها

در فرمول‌بندی (۱)-(۱۶) و (۱۹)-(۲۹)، پارامترهایی از قبیل بار، P^L ، Q^L و H^L ، توان تجدیدپذیر، P^{PV} ، P^{WT} و P^{BU} ، نرخ شارژ تجمیع EVها، CR ، انرژی مصرفی مورد نیاز EVها، EC ، و قیمت انرژی، E^E و E^H ، به صورت عدم قطعیت هستند. در این مقاله از بهینه‌سازی تصادفی مبنی بر ترکیب مکانیزم چرخ رولت و روش کانترویچ برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها استفاده می‌شود. به طوری که در ابتدا روش چرخ رولت تعداد بالایی سناریو تولید می‌کند. در هر سناریو مقدار عدم قطعیت‌ها بر اساس مقدار میانگین و انحراف معیار خودشان به صورت تصادفی تعیین می‌شوند. سپس احتمال مقدار انتخاب شده برای بار، قیمت انرژی و توان سیستم زیست توده در هر سناریو از تابع احتمال نرمال محاسبه می‌شود [۱۸]. احتمال عدم قطعیت‌های EVها مبنی بر تابع احتمال ریلی است [۱۴]، و توان بادی و فتوولتائیک به ترتیب بر پایه تابع احتمال ویبول و بتا هستند [۱۸]. احتمال هر سناریو تولید شده (π^0) برابر حاصل ضرب احتمال عدم قطعیت‌ها در این سناریو است. در ادامه روش کانترویچ به عنوان تکنیک کاهش سناریو تعداد مشخصی از سناریوهای



(الف)

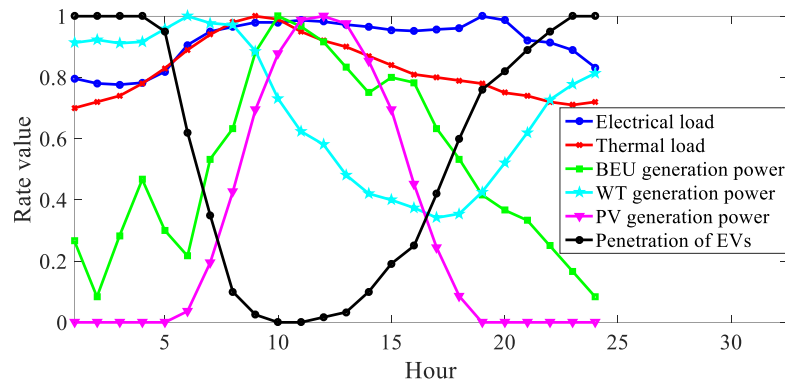


(ب)

شکل ۱- سیستم مورد مطالعه، الف) شبکه توزیع الکتریکی ۳۳ باسه IEEE [۲۰]، ب) شبکه توزیع حرارتی ۱۴ گره‌ای Madumvej [۲۱]

جدول ۱- مشخصات هاب‌ها و عناصر آن

EH	مکان (باس، گره)	منابع (ظرفیت بر حسب MW)	ذخیره‌سازها	پیک بار اکتیو و حرارتی (MW)
۱	۶-	WT (۱)	HS .EV تا ۶۰	۰/۳۵ و ۰
۲	۴، ۱۲	BEU (۱/۲)	TES .HS .EV تا ۶۰	۰/۳۵ و ۰/۲۳
۳	۱۶-	WT (۱)	HS .EV تا ۶۰	۰/۳۵ و ۰
۴	۳۳-	PV (۰/۲۵)	HS .EV تا ۶۰	۰/۱ و ۰
۵	۲۳-	PV (۰/۲۵)	HS .EV تا ۶۰	۰/۱ و ۰
۶	۱۰، ۲۶	BEU (۱/۲)	TES .HS .EV تا ۶۰	۰/۳۵ و ۰/۲۳
۷	۲۹-	WT (۱)	HS .EV تا ۶۰	۰/۳۵ و ۰
۸	۱۲، ۲۰	BEU (۱/۲)	TES .HS .EV تا ۶۰	۰/۳۵ و ۰/۲۳
EH	ظرفیت FC و الکترولایزر (MW)	داده HT ($\underline{H}, \hat{H}, \bar{H}$) بر حسب MWh	داده TES ($\underline{E}, \hat{E}, \bar{E}$) بر حسب MWh	داده \bar{H}^C, \bar{H}^D بر حسب (MW)
۱	۰/۸	۰/۲، ۰/۲، ۲	-	-
۲	۱	۰/۲۵، ۰/۲۵، ۲/۵	۰/۵، ۰/۵، ۰/۱۳، ۰/۱۳، ۱/۳	-
۳	۰/۸	۰/۲، ۰/۲، ۲	-	-
۴	۰/۲	۰/۰۵، ۰/۰۵، ۰/۵	-	-
۵	۰/۲	۰/۰۵، ۰/۰۵، ۰/۵	-	-
۶	۱	۰/۲۵، ۰/۲۵، ۲/۵	۰/۵، ۰/۵، ۰/۱۳، ۰/۱۳، ۱/۳	-
۷	۰/۸	۰/۲، ۰/۲، ۲	-	-
۸	۱	۰/۲۵، ۰/۲۵، ۲/۵	۰/۵، ۰/۵، ۰/۱۳، ۰/۱۳، ۱/۳	-



شکل ۲- منحنی روزانه مورد انتظار ضریب بار [۱۱]، نرخ توان تولیدی منابع تجدیدپذیر [۸ و ۱۸] و نرخ نفوذ EVها [۱۴]

در این مقاله انتخاب مکان برای هاب‌ها با این فرض انجام شد:

- در باس‌های انتها فیدر که امکان وجود افت ولتاژ و دمای بالا وجود دارد، هاب قرار می‌گیرد. زیرا که پیش‌بینی می‌شود هاب‌ها بتوانند در نقش تولیدکننده بازی کنند و با تزریق توان به شبکه بتوانند در بهبود پروفیل ولتاژ و دما نقش مؤثری داشته باشند. البته در این مکان، ظرفیت هاب‌ها پایین است، زیرا که ظرفیت خطوط توزیع اتصالی به این باس‌ها پایین است.
- در باس‌های ابتدا و وسط فیدر هاب با ظرفیت بالا قرار داده می‌شود. زیرا که ظرفیت خطوط اتصالی به این باس‌ها بالا است. هاب با ظرفیت بالا نقش مطلوب‌تری در کاهش هزینه انرژی شبکه‌ها خواهد داشت.

۴-۲- تحلیل نتایج

مسئله بهره‌برداری هاب‌ها با مدل (۱)-(۱۶) و (۱۹)-(۲۹) براساس داده‌های بخش ۴-۱ در نرم افزار GAMS شبیه‌سازی می‌شود. الگوریتم CPLEX برای حل مسئله استفاده می‌گردد [۲۲]. برای دسترسی به خطای محاسباتی پایین، صفحه دایره‌ای به صفحه ۹۰ ضلعی منتظم تقریب زده می‌شود. در بهینه‌سازی تصادفی، مکانیزم چرخ رولت ۲۰۰۰ سناریو برای عدم قطعیت‌ها تولید کرد، که مقدار میانگین (مورد انتظار) پارامترهای عدم قطعیت در بخش ۴-۱ بیان شده است. همچنین فرض شده است که انحراف معیار این پارامترها برابر ۱۰٪ مقدار میانگین آنها است. در ادامه، کانترویج برای دسترسی به راه‌حل مطمئن ۸۰ سناریو را به مسئله اعمال کرد.

در دو شبکه الکتریکی و حرارتی یاد شده ۸ هاب انرژی نصب شده‌اند که مکان آنها در شکل (۱) مشخص است. آنها بعلاوه داده‌هایشان در جدول ۱ ارائه شده است. در این جدول ظرفیت منابع تجدیدپذیر مشخص شده است. توان اکتیو تولیدی آنها در ساعات مختلف برابر حاصل‌ضرب ظرفیت آنها و منحنی روزانه نرخ توان تولیدی آنها است. این منحنی برای PV، WT و BEU در شکل (۲) رسم شده است [۸ و ۱۸]. تعداد EVها در هر EH در جدول ۱ بیان شده است. راندمان شارژ EVها برابر ۹۲٪ است [۷]. در این بخش فرض بر این است که سه نوع EV با ظرفیت باتری به ترتیب برابر ۱۰ kWh، ۱۵ kWh و ۲۵ kWh وجود دارد، که نرخ نفوذ^{۲۶} آنها در پارکینگ به ترتیب برابر ۲۰٪، ۳۰٪ و ۵۰٪ است. نرخ شارژ باتری آنها به ترتیب برابر ۴ kW، ۵ kW و ۶/۲۵ kW است. علاوه بر این، انرژی مصرفی هر EV برابر حاصل‌ضرب حالت شارژ^{۲۷} (SOC) و ظرفیت باتری^{۲۸} (BC) آن است. در این بخش فرض می‌شود که به طور متوسط EVها تا ۸۵٪ ظرفیت باتری خود شارژ می‌شوند (SOC = 0.85). تعداد EVها در هر ساعت برای یک EH برابر حاصل‌ضرب تعداد کل EVها در این EH و منحنی روزانه نرخ نفوذ EVها (شکل (۲)) است. مشخصات ذخیره‌سازهای هیدروژنی و حرارتی و همچنین پیک بار اکتیو و حرارتی EHها نیز در جدول ۱ ارائه شده است. راندمان η^L ، η^T و η^H در BEU به ترتیب برابر ۳۵٪، ۱۵٪ و ۵۰٪ است [۱۵]. راندمان FC و الکترولایز به ترتیب برابر ۵۰٪ و ۷۵٪ است، و راندمان شارژ و دشارژ در TES برابر ۷۵٪ لحاظ شده است [۱۴].

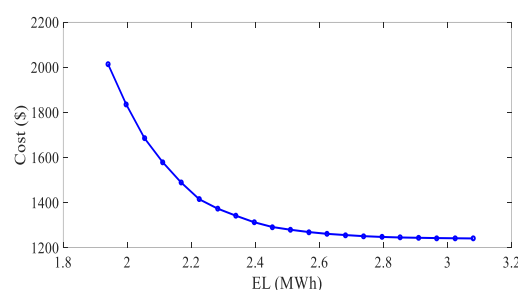
²⁸ State of charge (SOC)

²⁶ Penetration rate

²⁷ State of charge (SOC)

الگوریتم ها، LGO نتوانسته است یک راه حل بهینه بدست آورد. الگوریتم های دیگر نیز راه حل متفاوتی را پیدا کرده اند. به طوری که الگوریتم IPOPT کمترین مقدار را برای EL و Cost با کمترین زمان محاسباتی را بدست آورده است. بنابراین در مدل غیرخطی، IPOPT می تواند بهترین حل کننده محسوب شود، زیرا که دارای بهینه ترین نقطه و زمان محاسباتی پایین است. در مدل خطی طرح پیشنهادی، (۱) - (۲۶)، از حل کننده های CPLEX، CONOPT و CBC [۲۲] برای استخراج راه حل بهینه استفاده شده است. این حل کننده ها یک راه حل را بدست آورند. همچنین میزان EL و Cost در این الگوریتم ها کمینه تر از نتایج IPOPT است. زمان محاسباتی آنها به خصوص در CPLEX نیز بسیار پایین تر از زمان حل IPOPT است. بنابراین مدل خطی با حل کننده CPLEX برای طرح پیشنهادی مزیت های مهمتری از قبیل استخراج راه حل یکتا، نقطه بهینه تر و زمان محاسباتی پایین تر نسبت به مدل غیرخطی دارد. براساس جدول ۲ دیده می شود که در مدل خطی، توان اکتیو و راکتیو نسبت به مدل غیرخطی (نتایج IPOPT) در حدود ۱/۳٪ خطای محاسباتی دارند، و ولتاژ دارای ۰/۵٪ خطای محاسباتی است. این میزان خطا در قبال مزیت های مدل خطی نسبت به مدل غیرخطی قابل نظر کردن است. حل کننده های مختلف مسأله غیرخطی براساس جدول ۲ دارای راه حل های متفاوتی هستند. این بدین دلیل است که مسأله غیرخطی طرح پیشنهادی به علت وجود معادلات پخش توان غیرمحدب هستند. در ادامه مسأله غیرخطی به مسأله خطی تبدیل شد. حل کننده های مختلف مسأله خطی یک راه حل را بدست آورند. پس الگوریتم های حل مسأله خطی قادر به استخراج راه حل بهینه یکتا هستند. براساس جدول ۲ زمان محاسباتی این الگوریتم ها نسبت به حل کننده های مسأله غیرخطی کمتر است. بنابراین در مدل خطی زمان محاسباتی پایین تر است. همچنین راه حل بدست آمده در مسأله خطی نسبت به مدل خطی دارای کمینه ترین مقدار برای توابع است. پس حل کننده های آن توانسته اند نقطه بهینه تری را نسبت به الگوریتم های مسأله غیرخطی بدست آورد. این عبارت صحیح است، زیرا که خطای محاسباتی متغیرهای مختلف در دو مدل بسیار پایین است.

الف) تعیین راه حل مصالحه: در شکل (۳) نمودار جبهه پارتو برای طرح پیشنهادی ترسیم شده است. براساس این شکل، کاهش تلفات انرژی (EL) متنظر با افزایش هزینه خرید انرژی شبکه های الکتریکی و حرارتی (Cost) است. این بدین دلیل است که برای کاهش Cost نیاز است که هاب ها که در نقاط مصرف قرار گرفته اند، توان اکتیو و حرارتی بالایی را به شبکه های انرژی تزریق کنند. این موضوع باعث می شود که توان انتقالی از سمت نقطه مصرف به سمت پست توزیع افزایش یابد، که این موضوع متناسب با افزایش تلفات توان و در نهایت افزایش تلفات انرژی است. با توجه این شرایط، مقدار کمینه و بیشینه Cost براساس شکل (۳) به ترتیب در حدود \$ ۱۲۴۰ و \$ ۲۰۱۴ است. دامنه تغییرات (ماتقاوت بیشینه و کمینه مقدار) آن برابر \$ ۷۷۶ است. حدود پایین و بالای EL نیز به ترتیب برابر $1/94 \text{ MWh}$ و $3/08 \text{ MWh}$ است، که دامنه تغییرات آن برابر $1/14 \text{ MWh}$ است. براساس جدول ۲، در نقطه مصالحه بین EL و Cost بدست آمده از تصمیم گیری فازی، EL و Cost به ترتیب برابر $2/225 \text{ MWh}$ و $1414/5$ هستند. بنابراین، EL در نقطه مصالحه نسبت به نقطه کمینه خود ($1/94 \text{ MWh}$) در حدود $(1/14) \div (1/94) = 1/25$ (۲/۲۲۵ - $1/94$) فاصله دارد. این عدد برای Cost در حدود ۲۲/۵٪ است. به عبارتی تصمیم گیری فازی توانسته است که نقطه مصالحه ای برای طرح پیشنهادی بدست آورد که در آن، EL و Cost به کمینه مقدار خودشان نزدیکند.



شکل ۳- جبهه پارتو طرح پیشنهادی

در جدول ۲ وضعیت همگرایی طرح پیشنهادی بدست آمده از حل کننده های ریاضی مختلف گزارش شده است. در مدل غیرخطی طرح پیشنهادی (توضیح داده شده در بخش ۲) از الگوریتم های IPOPT، CONOPT، LGO و OQNLP [۲۲] برای حل مسأله استفاده می شود. از بین این

جدول ۲- نتایج نقطه مصالحه به ازای الگوریتم‌های حل مختلف

مدل	حل کننده	Cost (\$)	EL (MWh)	تکرار همگرایی	زمان محاسباتی (ثانیه)	مقدار میانگین متغیر (P.U.) در ساعت ۲۰:۰۰					
						P^{ES}	Q^{ES}	H^{ES}	V	φ	T
غیرخطی	IPOPT	۱۴۹۱/۶	۲/۴۷۱	۲۰۱	۴۵۸/۵	۲/۳۳۹	۲/۱۸۷	۲/۱۹۸	۰/۹۵۹	-۰/۰۰۱۶	۰/۹۵۴
	CONOPT	۱۵۲۳/۹	۲/۶۰۱	۲۳۴	۴۹۹/۷	۲/۳۴۱	۲/۱۸۸	۲/۱۹۸	۰/۹۵۹	-۰/۰۰۱۶	۰/۹۵۴
	LGO	عدم توانایی در دستیابی به راه‌حل بهینه									
خطی	OQNLP	۱۶۰۱/۱	۲/۶۵۴	۲۸۲	۵۹۸/۸	۲/۳۴۲	۲/۱۹۰	۲/۱۹۸	۰/۹۵۹	-۰/۰۰۱۶	۰/۹۵۴
	CPLEX	۱۴۱۴/۵	۲/۲۲۵	۸۷	۱۹/۴	۲/۳۰۹	۲/۱۵۹	۲/۱۹۸	۰/۹۶۳	-۰/۰۰۱۵۹	۰/۹۵۴
	CONOPT	۱۴۱۴/۵	۲/۲۲۵	۱۱۵	۲۲/۳	۲/۳۰۹	۲/۱۵۹	۲/۱۹۸	۰/۹۶۳	-۰/۰۰۱۵۹	۰/۹۵۴
	CBC	۱۴۱۴/۵	۲/۲۲۵	۱۲۹	۲۱/۱	۲/۳۰۹	۲/۱۵۹	۲/۱۹۸	۰/۹۶۳	-۰/۰۰۱۵۹	۰/۹۵۴
خطای محاسباتی (%) بین IPOPT و CPLEX						۱/۲۷	۱/۲۸	۰	۰/۴۲	۰/۶۲	۰

EHها بسیار بیشتر است. لذا پیش‌بینی می‌شود که از سوی EHها در این ساعات، توان اکتیو بالایی به شبکه الکتریکی تزریق شود، که منجر به افزایش تلفات انرژی و ایجاد اضافه ولتاژ شود. لذا HSها در این ساعات در مد شارژ هستند تا از اثرگذاری منفی سطح توان تولیدی بالای EHها جلوگیری کند. ولی در ساعات پرباری، ۱۷:۰۰-۲۲:۰۰، توان تولیدی منابع تجدیدپذیر کمتر از بار مصرفی EHها است. لذا HSها در این ساعات توان اکتیو به EHها تزریق می‌کنند، تا اینکه EHها بتوانند با کاهش سطح توان مصرفی خود یا افزایش سطح توان تولیدی خود در این ساعات نقش مؤثری در کاهش Cost داشته باشند. در زمینه عملکرد EVها، براساس شکل (۴)، EVها تنها در ساعات کم‌باری، یعنی ۱:۰۰-۷:۰۰، انرژی مصرفی خود را از EHها تأمین می‌کنند. زیرا که در این ساعات قیمت انرژی ارزان است، و توان تولیدی منابع تجدیدپذیر بسیار بیشتر از بار مصرفی EHها است. لذا این عملکرد EVها نتیجه در کمینه‌سازی EL و Cost دارد. در نهایت منحنی مشکی در شکل (۴) بیانگر منحنی روزانه توان اکتیو EHها است، که آن مبنی بر رابطه (۱۷) است. براساس این شکل، EHها در ساعات ۱:۰۰-۷:۰۰ در مد مصرف کننده انرژی الکتریکی هستند. زیرا که در این ساعات، HSها و EVها توان اکتیو از EHها دریافت می‌کنند. ولی در دیگر ساعات، هاب‌ها در مد تولید کننده انرژی الکتریکی هستند.

در شکل (۵) منحنی روزانه توان حرارتی هاب‌ها و عناصر آن ارائه شده است. منحنی روزانه توان حرارتی تولیدی BEU همانند توان اکتیو BEU در شکل (۴) است. زیرا که براساس رابطه (۱۸)، توان حرارتی واحد زیست توده ضریبی

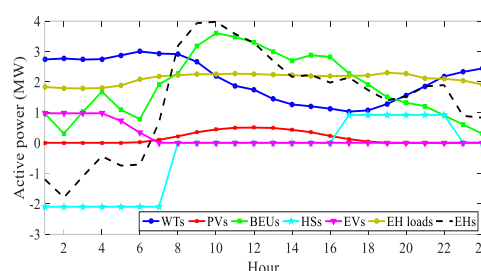
(ب) بررسی عملکرد REHهای مبنی بر ذخیره‌ساز: در شکل (۴)/(۵) منحنی روزانه توان اکتیو/حرارتی EHها و عناصر آن ارائه شده است. بر اساس شکل (۴) و مقایسه آن با شکل (۲) و جدول ۱ مشاهده می‌شود که توان اکتیو تزریق شده به هاب‌ها توسط منابع تجدیدپذیر در هر ساعت بهره‌برداری، کمتر از حداکثر ظرفیت آنها، و متناسب با شرایط آب و هوایی است. به عنوان مثال، براساس جدول (۱)، حداکثر ظرفیت WTهای نصب شده در هاب‌ها برابر ۳ MW است، و نرخ توان تولیدی آن براساس شکل (۲) در ساعت ۶:۰۰ برابر ۱ است. بر این اساس ظرفیت WTها در ساعت ۶:۰۰ برابر ۳ MW است، و در شکل (۴)، WTها توان اکتیوی برابر ۳ MW به EHها در ساعت ۶:۰۰ تزریق می‌کنند. این شرایط برای PVها و BUها نیز صادق است. در مورد عملکرد HSها دیده می‌شود که در ساعات ۱:۰۰-۷:۰۰ الکتروولت‌ها فعال هستند و انرژی از EHها دریافت می‌کنند. ولی در ساعات ۱۷:۰۰-۲۲:۰۰ پیل سوختی‌ها روشن هستند و انرژی از تانک هیدروژنی دریافت می‌کنند و آن را به صورت توان اکتیو به EHها تزریق می‌کنند. در دیگر ساعات HSها خاموشند. این نحوه عملکرد HSها ناشی از دو موضوع است: (۱) در ساعات ۱:۰۰-۷:۰۰ (بیشترین) مقدار قیمت انرژی الکتریکی وجود دارد. لذا برای اینکه EHها بتوانند در کمینه‌سازی Cost نقش داشته باشند، HSها در ساعات کم‌باری با قیمت انرژی ارزان شارژ می‌شوند، و در ساعات پرباری با قیمت انرژی گران عملیات دشارژ را انجام می‌دهند. (۲) در ساعات کم‌باری، ۱:۰۰-۷:۰۰، میزان توان تولیدی منابع تجدیدپذیر در مقایسه با میزان بار مصرفی

مانند سرعت باد و تابش خورشید ارائه می‌شود. از اینرو سناریوسازی برای پدیده‌های طبیعی انجام می‌شود. در این شرایط امکان دارد که حداکثر توان تولیدی در سناریوهای مختلف بدست نیاید و مقدار نزدیکی به آن حاصل شود. این موضوع به عنوان کار آینده لحاظ می‌شود.

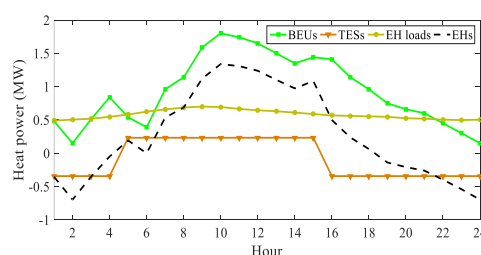
ج) بررسی وضعیت اقتصادی و بهره‌برداری شبکه‌های الکتریکی و حرارتی: به منظور بررسی قابلیت طرح پیشنهادی در بهبود وضعیت اقتصادی و فنی شبکه‌های الکتریکی و حرارتی، موارد مطالعاتی زیر در این بخش بررسی می‌شوند:

- مورد ۱: پخش بار شبکه‌های انرژی،
 - مورد ۲: مدیریت هاب‌ها تنها دارای منابع تجدیدپذیر در شبکه‌های انرژی،
 - مورد ۳: مورد ۲ با اضافه شدن EVها به هاب‌ها
 - مورد ۴: مورد ۲ با در نظر گرفتن حضور HSها در هاب‌ها
 - مورد ۵: مورد ۲ با لحاظ کردن مشارکت TESها در هاب‌ها
 - مورد ۶: بهره‌برداری شبکه‌ها در حضور هاب‌های دارای منابع تجدیدپذیر، ذخیره‌سازها و خودروهای الکتریکی
- نتایج عددی این بخش در جدول ۳ گزارش شده است. براساس این جدول، در مورد ۱ بیشترین هزینه انرژی برای شبکه الکتریکی (E-Cost)، سیستم حرارت (T-Cost) و کل (Cost) نسبت به دیگر موارد مطالعاتی وجود دارد. همچنین این مورد شامل بیشترین تلفات انرژی در شبکه الکتریکی (EEL) و سیستم حرارت (TEL) و کل (EL) است. حداکثر افت ولتاژ^{۲۹} (MVD) و دما^{۳۰} (MTD) در مورد ۱ به ترتیب برابر ۰/۰۸۷ و ۰/۰۷۲ پریونیت هستند که نسبت به دیگر موارد بیشترین است. حداکثر اضافه ولتاژ^{۳۱} (MOV) و دما^{۳۲} (MOT) در این مورد برابر صفر است. در مورد ۲، منابع تجدیدپذیر باعث می‌شوند که MOV و MOT نسبت به مورد ۱ به ترتیب به ۰/۰۵۸ و ۰/۰۲۴ پریونیت سوق پیدا کنند. در این شرایط افت ولتاژ و دما، تلفات انرژی و هزینه انرژی در شبکه‌های یاد شده کاهش می‌یابند. به طوری که مورد ۲ توانسته است که Cost، EL، MVD و MTD به

از توان اکتیو BEU است. در زمینه عملکرد TESها، آنها در ساعات قیمت انرژی حرارتی گران، ۴:۰۰-۱۵:۰۰، در مد دشارژ هستند. ولی در دیگر ساعات که قیمت انرژی حرارتی ارزان است، آنها در مد شارژ هستند. این عملکرد TESها نتیجه در کمینه‌سازی Cost دارد. در نهایت EHها توانسته‌اند در ساعات ۵:۰۰-۱۷:۰۰ در نقش تولیدکننده انرژی حرارتی فعالیت کنند. ولی در دیگر ساعات به علت بار حرارتی بالای هاب‌ها و عملکرد شارژ TESها، هاب‌ها در مد مصرف‌کننده انرژی حرارتی نقش دارند.



شکل ۴- منحنی روزانه مورد انتظار توان اکتیو هاب‌ها و عناصر آن



شکل ۵- منحنی روزانه مورد انتظار توان حرارتی هاب‌ها و عناصر آن

توجه شود که در این مقاله همانند رابطه (۱۹)، از منابع تجدیدپذیر تنها توان تولیدی آن در فرمول‌بندی طرح پیشنهادی استفاده شده است و آن به صورت یک پارامتر مفروض شده است. لذا در این مقاله تنها سناریو برای توان تولیدی منابع تجدیدپذیر ساخته می‌شود نه پدیده‌های طبیعی. علاوه بر این فرض شده است که حداکثر توان تولیدی منبع تجدیدپذیر تحت عنوان ظرفیت منبع متناسب با حداکثر مقدار پدیده‌های طبیعی (مانند سرعت باد) است. از اینرو مقدار نرخ توان تولیدی می‌تواند همانند شکل (۲) به مقدار ۱ نزدیک شود. با فرض صورت گرفته، توان تولیدی منبع می‌تواند به حداکثر مقدار خود نزدیک شود. در برخی از تحقیقات، مدل توان تولیدی برپایه پدیده‌های طبیعی

³¹ Maximum over-voltage (MOV)

³² Maximum over-temperature (MOT)

²⁹ Maximum voltage drop (MVD)

³⁰ Maximum temperature drop (MTD)

مورد ۲ کاهش دهند. به عبارتی HSها همکاری مطلوب‌تری نسبت به EVها در EHها دارند. این موضوع ناشی از این است که HSها در مد دشارژ نیز خود را مدیریت می‌کنند، ولی EVها در این مقاله تنها در مد مصرف‌کننده انرژی خود را مدیریت کردند. براساس جدول ۳، HSها و EVها قابلیت‌های تغییر وضعیت شاخص‌های شبکه حرارت ندارند، زیرا که آنها در کنترل توان حرارتی نقش ندارند. در مورد ۵ حضور TESها در کنار منابع تجدیدپذیر لحاظ شد. TESها در این مورد توانسته‌اند که در حدود $16/7\%$ MOT را نسبت به مورد ۲ کاهش دهند. همچنین همکاری بهینه آنها با منابع تجدیدپذیر (یا BEU) نتیجه در ارتقاء 35% هزینه انرژی کل، $13/8\%$ تلفات انرژی کل، و $33/3\%$ MTD نسبت به مورد ۱ دارد.

ترتیب در حدود $32/6\%$ ، $3/1\%$ ، $51/6\%$ و $15/3\%$ نسبت به مورد ۱ کاهش دهد. در مورد ۳ که EVها به EHها در مورد ۲ اضافه می‌شود، MOV نسبت به مورد ۲ در حدود $36/2\%$ کاهش دارد، ولی MVD در حدود $0/1\%$ نسبت به مورد ۲ افزایش دارد. هزینه انرژی در شبکه الکتریکی و کل در مورد ۳ نسبت به مورد ۲ بیشتر است، ولی عکس این موضوع برای تلفات انرژی صادق است. به عبارتی، همکاری بهینه EVها و منابع تجدیدپذیر در EHها (مورد ۳) منجر به ارتقاء 29% تابع Cost، $10/9\%$ تلفات انرژی و $50/5\%$ تابع MVD نسبت به مورد ۱ می‌شود. ولی همکاری بهینه ذخیره‌سازهای هیدروژنی و منابع تجدیدپذیر (مورد ۴) باعث می‌شود که Cost، EL و MVD به ترتیب در حدود $35/1\%$ ، $13/9\%$ و $54/18\%$ نسبت به مورد ۱ بهبود یابند. همچنین در این مورد، HSها توانسته‌اند که MOV را در حدود $43/1\%$ نسبت به

جدول ۳- مقادیر شاخص‌های بهره‌برداری و اقتصادی برای موارد مطالعاتی مختلف

مورد	۱	۲	۳	۴	۵	۶
E-Cost (\$)	۱۲۰۵/۳	۶۴۲/۳	۷۲۱/۷	۵۸۸/۴	۶۴۲/۳	۶۶۲/۴
T-Cost (\$)	۹۸۷/۴	۸۳۵/۱	۸۳۵/۱	۸۳۵/۱	۷۸۲/۱	۷۵۲/۱
Cost (\$)	۲۱۹۲/۷	۱۴۷۷/۴	۱۵۵۶/۸	۱۴۲۳/۵	۱۴۲۴/۴	۱۴۱۴/۵
EEL (MWh)	۱/۷۲۲	۱/۶۸۱	۱/۴۳۳	۱/۳۹۹	۱/۶۸۱	۱/۱۷۳
TEL (MWh)	۱/۴۴۹	۱/۳۹۲	۱/۳۹۲	۱/۳۹۲	۱/۰۵۲	۱/۰۵۲
EL (MWh)	۳/۱۷۱	۳/۰۷۳	۲/۸۲۵	۲/۷۳۱	۲/۷۳۳	۲/۲۲۵
MVD (p.u.)	-۰/۰۸۷	-۰/۰۴۵	-۰/۰۴۶	-۰/۰۴۲	-۰/۰۴۵	-۰/۰۴۱
MTD (p.u.)	-۰/۰۷۲	-۰/۰۶۱	-۰/۰۶۱	-۰/۰۶۱	-۰/۰۴۸	-۰/۰۴۸
MOV (p.u.)	.	-۰/۰۵۸	-۰/۰۳۷	-۰/۰۳۳	-۰/۰۵۸	-۰/۰۲۷
MOT (p.u.)	.	-۰/۰۲۴	-۰/۰۲۴	-۰/۰۲۴	-۰/۰۲۰	-۰/۰۲۰

مقید به معادلات پخش توان خطی‌سازی شده شبکه‌های مذکور و مدل بهره‌برداری منابع تجدیدپذیر، ذخیره‌سازهای هیدروژنی و حرارتی و پارکینگ خودروهای الکتریکی بود. بهینه‌سازی تصادفی برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های بار، قیمت انرژی، پارامترهای ذخیره‌ساز سیار و توان تجدیدپذیر استفاده شد. در نهایت براساس نتایج عددی مشاهده شد که تصمیم‌گیری فازی مقادیری برای توابع هدف در نقطه مصالحه بدست آورده است که نزدیک به نقطه کمینه خودشان هستند. به عبارتی، تلفات انرژی و هزینه انرژی به ترتیب در حدود 25% و $22/5\%$ نسبت به کمینه مقدار خود فاصله دارند. مدل خطی با وجود خطای محاسباتی پایین می‌تواند راه‌حل یکتا و بهینه‌تر را در زمان محاسباتی پایین‌تر نسبت به مدل غیرخطی طرح پیشنهادی بدست آورد.

در نهایت همکاری تمامی ذخیره‌سازهای بیان شده و منابع تجدیدپذیر در EHها (مورد ۶) باعث می‌شود که Cost، EL، MVD و MTD به ترتیب در حدود $35/5\%$ ، $29/8\%$ ، $55/9\%$ و $33/3\%$ نسبت به مورد ۱ بهبود (کاهش) یابند. MOV و MOT نیز به ترتیب در حدود $53/5\%$ و $16/7\%$ نسبت به مورد ۲ کاهش می‌یابند. به عبارتی بیشترین بهبود وضعیت شاخص‌های مختلف در مورد ۶ رخ داده است.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله بهره‌برداری شبکه‌های الکتریکی و حرارتی در حضور هاب‌های انرژی تجدیدپذیر مینی بر ذخیره‌سازهای ساکن و سیار ارائه شد. طرح پیشنهادی کمینه‌سازی مجموع وزندار هزینه مورد انتظار بهره‌برداری شبکه‌های انرژی و تلفات انرژی مورد انتظار آنها را برعهده داشت. این طرح

دشارژ	H^{EH}, P^{EH}
توان حرارتی و اکتیو (MW) EH	H^{HL}
توان حرارتی عبوری از خط لوله (MW)	H^{HS}
توان حرارتی پست شبکه حرارت (MW)	P^E, P^{FC}
توان اکتیو (MW) الکترولایزر و FC	P^{EL}, Q^{EL}
HS	P^{ES}, Q^{ES}
توان اکتیو (MW) و راکتیو (MVA _r)	P^{EV}
عبوری از خط توزیع الکتریکی	T
توان اکتیو (MW) و راکتیو (MVA _r)	$\Delta V, \varphi$
عبوری از پست توزیع الکتریکی	
توان اکتیو (MW) EVها	
دما بر حسب p.u.	
انحراف ولتاژ (p.u.) و زاویه ولتاژ (رادیان)	
ثابت‌ها	
ثابت خط لوله (p.u.)	C^{HL}
نرخ شارژ EVها (MW)	CR
حداقل و حداکثر انرژی ذخیره شده (MWh) در TES	\underline{E}, \bar{E}
انرژی اولیه TES (MWh)	\hat{E}
انرژی مصرفی EVها (MWh)	EC
رسانایی و سوسپتانس خط توزیع الکتریکی (p.u.)	G^{EL}, B^{EL}
حداقل و حداکثر انرژی هیدروژنی قابل ذخیره در HT بر حسب MWh	\underline{H}, \bar{H}
انرژی هیدروژن اولیه در HT (MWh)	\hat{H}
حداکثر توان حرارتی (MW) TES در مد شارژ و دشارژ	\bar{H}^C, \bar{H}^D
حداکثر توان حرارتی (MW) عبوری از خط لوله و پست شبکه حرارت	$\bar{H}^{HL}, \bar{H}^{HS}$
ماتریس تلاقی EH و باس، باس و خط توزیع الکتریکی	I^E, J^E
ماتریس تلاقی EH و گره، گره و خط لوله	I^H, J^H
حداکثر توان اکتیو (MW) الکترولایزر و FC	\bar{P}^E, \bar{P}^{FC}
بار اکتیو (MW)، راکتیو (MVA _r) و حرارتی (MW)	P^L, Q^L, H^L
توان اکتیو (MW) WT، PV و BEU	P^{WT}, P^{PV}, P^{BU}
حداکثر توان ظاهری (MVA) عبوری از خط و پست توزیع الکتریکی	$\bar{S}^{EL}, \bar{S}^{ES}$
حداقل و حداکثر دما (p.u.)	\underline{T}, \bar{T}
دما در باس مرجع (p.u.)	T_{ref}

همکاری بهینه ذخیره‌سازهای ساکن و سیار در کنار منابع تجدیدپذیر در قالب هاب انرژی توانسته است که هزینه انرژی، تلفات انرژی، افت ولتاژ و افت دما را به ترتیب در حدود ۳۳/۳٪، ۵۵/۹٪، ۲۹/۸٪، ۳۵/۵٪، ۱۶/۷٪ و ۵۳/۵٪ نسبت به مطالعات پخش بار شبکه‌ها ارتقاء دهد. همچنین اضافه ولتاژ و دما در این شرایط نیز به ترتیب در حدود ۵۳/۵٪ و ۱۶/۷٪ نسبت به حضور تنه‌های منابع تجدیدپذیر در هاب‌ها کاهش دارند.

تعارض منافع

نویسنده اعلام می‌کند که در مورد انتشار این مقاله تعارض منافع وجود ندارد.

تاییدیه اخلاقی

نویسنده متعهد می‌شود که مطالب این مقاله را در هیچ مجله دیگری به چاپ نرساند.

مشارکت‌های نویسندگان

سید حسین مؤید: روش شناسی، شبیه‌سازی‌ها، تجزیه و تحلیل داده‌ها، بررسی، ویرایش و نگارش نهایی.

منابع مالی

در انجام این پژوهش هیچ منابع مالی مورد استفاده قرار نگرفته است.

علائم

اندیس‌ها

b	باس الکتریکی
e	EH
k	اندیس کمکی متناظر با گره
l	ضلع در صفحه‌ای در قالب چند ضلعی منتظم
m	اندیس کمکی متناظر با باس
n	گره حرارتی
s	باس یا گره مرجع
w	سناریو
τ	ساعت بهره‌برداری

متغیرها

$Cost$	مجموع هزینه بهره‌برداری شبکه‌های الکتریکی و حرارتی (\$)
EL	مجموع تلفات انرژی شبکه‌های الکتریکی و حرارتی (MWh)
F	تابع هدف
H^C, H^D	توان حرارتی (MW) TES در مد شارژ و

راندمان الکترولایزر و FC	η^E, η^{FC}	حداقل و حداکثر دامنه ولتاژ (p.u.)	\underline{V}, \bar{V}
راندمان EVها	η^{EV}	انحراف زاویه (رادیان)	$\Delta\delta$
راندمان توربین، تلفات و حرارت در BEU	η^T, η^L, η^H	نسبت توان حرارتی به اکتیو در BEU	ζ
مبنی بر مدل CHP		قیمت انرژی الکتریکی و حرارتی	γ^E, γ^H
احتمال رخداد سناریو	π	(\$/MWh)	
ضرایب وزنی در تابع هدف	σ_C, σ_E	راندمان شارژ و دشارژ TES	η^C, η^D

مراجع

- [1] O. Kohansal, M. Zadehbagheri, M.J. Kiani, and S. Nejatian. "Two-Objective Participation of Energy Hubs and Distribution Networks in the Wholesale and Retail Energy Markets Based on Fuzzy Decision." *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology* 15, no. 58 (2023): 67-84. (in Persian)
- [2] F. Niazvand, S. Kharrati, F. Khosravi, and A. Rastgou. "Dual-Objectives Energy and Load Management for an Energy Hub by Considering Diverse Plannings and in the Presence of CCUS Technology and the TOU Program." *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology* 14, no. 54 (2023): 31-58. (in Persian)
- [3] F. Khalafian, and et al. "Capabilities of compressed air energy storage in the economic design of renewable off-grid system to supply electricity and heat costumers and smart charging-based electric vehicles." *Journal of Energy Storage* 78 (2024): 109888.
- [4] H. Liang, and S. Pirouzi. "Energy management system based on economic Flexi-reliable operation for the smart distribution network including integrated energy system of hydrogen storage and renewable sources." *Energy* 12 (2024): 130745.
- [5] G.S. Thirunavukkarasu, M. Seyedmahmoudian, E. Jamei, B. Horan, S. Mekhilef, and A. Stojcevski. "Role of optimization techniques in microgrid energy management systems-A review." *Energy Strategy Reviews* 43 (2022): 100899.
- [6] M.R. AkbaiZadeh, T. Niknam, and A. Kavousi-Fard. "Adaptive robust optimization for the energy management of the grid-connected energy hubs based on hybrid meta-heuristic algorithm." *Energy* 235 (2021): 121171.
- [7] H.R. Zafarani, S.A. Taher, and M. Shahidehpour. "Robust operation of a multicarrier energy system considering EVs and CHP units." *Energy* 192 (2020): 116703.
- [8] A. Dini, A.R. Hassankashi, S. Pirouzi, M. Lehtonen, B. Arandian, and A.A. Baziar. "A flexible-reliable operation optimization model of the networked energy hubs with distributed generations, energy storage systems and demand response." *Energy* 239 (2022): 121923.
- [9] R. Bahmani, H. Karimi, and S. Jadid. "Cooperative energy management of multi-energy hub systems considering demand response programs and ice storage." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 130 (2021): 106904.
- [10] M. Jalili, M. Sedighzadeh, and A.R. Shekhi Fini. "Stochastic optimal operation of a microgrid based on energy hub including a solar-powered compressed air energy storage system and an ice storage conditioner." *Journal of Energy Storage* 33 (2021): 102089.
- [11] A. Dini, S. Pirouzi, M.A. Norouzi, and M. Lehtonen. "Grid-connected energy hubs in the coordinated multi-energy management based on day-ahead market framework." *Energy* 188 (2019): 116055.
- [12] A.R. Tavakoli, A. Karimi, M.R. Shafie-khah. "Optimal probabilistic operation of energy hub with various energy converters and electrical storage based on electricity, heat, natural gas, and biomass by proposing innovative uncertainty modeling methods." *Journal of Energy Storage* 51 (2022): 104344.
- [13] H. Qi, H. Yue, J. Zhang, and K.L. Lo. "Optimisation of a smart energy hub with integration of combined heat and power, demand side response and energy storage." *Energy* 234 (2021): 121268.
- [14] E. Akbari, S.F. Mousavi Shabestari, S. Pirouzi, and M. Jadidoleslam. "Network flexibility regulation by renewable energy hubs using flexibility pricing-based energy management." *Renewable Energy* 206 (2023): 295-308.

- [15] X.W. Zhang, X. Yu, X. Ye, and S. Pirouzi. "Economic energy management of networked flexi-renewable energy hubs according to uncertainty modeling by the unscented transformation method." *Energy* 278 (2023): 128054.
- [16] W. Jakob, and C. Blume. "Pareto optimization or cascaded weighted sum: A comparison of concepts." *Algorithms* 7 (2014): 166–185.
- [17] R. Homayoun, B. Bahmani-Firouzi, and T. Niknam. "Multi-objective operation of distributed generations and thermal blocks in microgrids based on energy management system." *IET Generation, Transmission & Distribution* 15, no. 9 (2021): 1451-1462.
- [18] M.R. Jokar, S. Shahmoradi, A.H. Mohammed, L.K. Foong, B.N. Le, and S. Pirouzi. "Stationary and mobile storages-based renewable off-grid system planning considering storage degradation cost based on information-gap decision theory optimization." *Journal of Energy Storage* 58 (2023): 106389.
- [19] J. Aghaei, M. Barani, M. Shafie-khah, A.A. Sánchez de la Nieta, J.P.S. Catalão. "Risk-Constrained Offering Strategy for Aggregated Hybrid Power Plant Including Wind Power Producer and Demand Response Provider." *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 7, no. 2 (2016): 513-525.
- [20] P.R. Babu, C.P. Rakesh, M.N. Kumar, G. Srikanth, and D.P. Reddy. "A Novel Approach for Solving Distribution Networks." *2009 Annual IEEE India Conference*, Ahmedabad, India (2009): 1-5.
- [21] S. Parhoudeh, P. Eguía López, A. Kavousi Fard. "Stochastic Coordinated Management of Electrical–Gas–Thermal Networks in Flexible Energy Hubs Considering Day-Ahead Energy and Ancillary Markets." *Sustainability* 15, no. 13 (2023): 10744.
- [22] Generalized Algebraic Modeling Systems (GAMS). [Online]. Available: <http://www.gams.com>.