

زمان‌بندی بهره‌برداری بهینه از ریزشبکه در حضور هاب‌های انرژی متصل به هم با در نظر گرفتن قیود امنیت سیستم انرژی و مشارکت بارهای پاسخ‌گو

محمدحسین شمس^۱، دانشجوی دکتری؛ مجید شهابی^۲، استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل، بابل، ایران - Shams@stu.nit.ac.ir

۲- گروه پژوهشی پست‌های فشارقوی، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل، بابل، ایران - Shahabi.m@nit.ac.ir

چکیده: بهره‌برداری از شبکه توزیع انرژی یکی از مهم‌ترین مسائل این سیستم در آینده‌ای نه‌چندان دور خواهد بود، چراکه بیش‌ترین تغییرات را در این حوزه مشاهده خواهد شد. حضور هاب‌های انرژی، شبکه گاز طبیعی و منابع تولید پراکنده در سطح ولتاژهای متوسط و پایین شبکه توزیع اولین چالش بهره‌بردار شبکه توزیع انرژی خواهد بود. در این مقاله مدل برنامه‌ریزی بهره‌برداری از حامل‌های انرژی و رزرو با در نظر گرفتن قیود امنیت شبکه برق و گاز طبیعی در شبکه هاب‌های به هم پیوسته و مشارکت بارهای پاسخ‌گو پیشنهاد شده است. تابع هدف این مدل کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری از منابع جهت تأمین بار الکتریکی و حرارتی است که به ریزشبکه پیشنهادی اعمال شده است. بهره‌بردار ریزشبکه وظیفه تغذیه بارهای الکتریکی و حرارتی را با در نظر گرفتن قیود امنیتی شبکه برق و گاز طبیعی را دارد. نتایج، زمان‌بندی بهره‌برداری از منابع موجود در ریزشبکه را به دست می‌دهد. همچنین نتایج حاکی از کاهش هزینه‌های بهره‌برداری توسط مشارکت بارهای پاسخ‌گوی الکتریکی و حرارتی و ذخیره‌ساز حرارتی است. نتایج حاصل از مدل پیشنهادی نشان از اثر متقابل قیمت برق و مصرف گاز طبیعی دارد که ضرورت بررسی و بهینه‌سازی هم‌زمان شبکه حامل‌های انرژی را مشخص می‌نماید.

واژه‌های کلیدی: ریزشبکه، پاسخ‌گویی بار، بهره‌برداری، هاب انرژی

Optimal Operation Scheduling of a Microgrid in Presence of Energy Hubs Considering Energy System Security and Demand Response

M. H. Shams¹, PhD Student; M. Shahabi², Assistant Prof.

1- Department of Electrical and Computer Engineering, Babol Noshivani University of Technology, Babol, Iran, Email: Shams@stu.nit.ac.ir

2- HV Substations Research Group, Department of Electrical and Computer Engineering, Babol Noshivani University of Technology, Babol, Iran, Email: Shahabi.m@nit.ac.ir

Abstract: Operation scheduling of electrical distribution systems will be more challenging in the future thanks to evolution of this system. Presence of energy hub, natural gas infrastructure and distributed energy resources in this system will be the main challenge of the system operators. In this paper operation scheduling of energy carriers and reserves considering security constraints of networks in presence of interconnected energy hubs is proposed. Both electrical and Natural gas networks' constraints are considered in this study. The objective function of this model is operation costs for supplying electrical and thermal loads. The MGO (Micro grid operator) is in charge of optimal scheduling of supplying loads as well as maintaining technical constraints. The optimal scheduling of resources is obtained. Also, Results show reduction of costs due to commitment of responsive loads. Moreover, interdependence of electricity price and natural gas consumption shows the importance of integrated optimization of electricity and gas networks.

Keywords: Micro-grids, Demand response, Operation, Energy hub.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۰۷/۱۸

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۵/۰۹/۲۲

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۵/۱۱/۰۴

نام نویسنده مسئول: مجید شهابی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - مازندران - بابل - خ شریعتی - دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - گروه پژوهشی پست‌های فشارقوی

۱- مقدمه

در شبکه‌های قدرت امروزی کاربرد واحدهای تولید پراکنده و گازسوز به دلیل بهبود عملکرد اقتصادی و فنی در سیستم‌های تأمین‌کننده انرژی افزایش یافته است. بعضی از مراجع به مدیریت بهره‌برداری از سیستم انرژی در خانه هوشمند [۱] و یا در ریزشبهه [۲ و ۳] پرداخته‌اند. اما رویکرد این مقاله زیرساخت چندحاملی انرژی با حضور هاب‌های انرژی در ریزشبهه است که در مراجع مذکور به آن اشاره نشده است. هاب‌های انرژی به دلیل قابلیت تبدیل حامل‌های انرژی متنوع به یکدیگر، در عرضه انرژی نهایی به شبکه‌های متداول امروزی انعطاف‌پذیرتر می‌باشند؛ به‌طور نمونه برق به‌جای دریافت مستقیم از شبکه الکتریکی از تبدیل گاز طبیعی در دستگاه تولید هم‌زمان برق و حرارت (CHP) تهیه می‌شود و کمبود یا مازاد توان حرارتی و الکتریکی با شبکه برق یا مصرف‌کنندگان محلی تبادل می‌شود. این انعطاف‌پذیری، راندمان عملکرد سیستم را افزایش می‌دهد. هاب‌ها و حامل‌های چندگانه انرژی مفاهیم جدیدی هستند که در سال‌های اخیر در برنامه‌های تحقیقاتی کمیسیون اروپا پیشنهاد شده‌اند. حامل‌های انرژی مانند برق، گاز طبیعی و گرمایش منطقه‌ای بوده که مصرف‌کننده می‌تواند از طریق شبکه‌های توزیع حامل انرژی و یا مستقل از شبکه از آن‌ها استفاده نماید [۴ و ۵]. در شرایطی که حامل‌های انرژی و هاب‌های انرژی به‌صورت شبکه به هم پیوسته باشند برنامه‌ریزی بهره‌برداری از منابع در این مدل، پیچیده شده و نیازمند مدل مناسب جهت بهره‌برداری از این سیستم خواهد بود. مراجع متعددی به انواع بهینه‌سازی‌های ممکن و رایج در هاب‌های انرژی به منظور عملکرد مناسب آن‌ها در فضاهای چندحاملی پرداخته‌اند که در ادامه به آن‌ها پرداخته می‌شود.

مراجع [۶] چارچوبی برای مدل‌سازی و بهینه‌سازی سیستم‌های دارای حامل‌های چندگانه انرژی ارائه می‌کند. بر اساس مفهوم هاب انرژی، مدل پایداری برای تبدیل و ذخیره حامل‌های چندگانه انرژی نظیر الکتریسیته، گاز طبیعی، هیدروژن و گرمای محلی ارائه و برای بهینه‌سازی سیستم استفاده می‌شود. روش مدل‌سازی برای به‌کارگیری سیستم‌های حامل‌های چندگانه انرژی در داخل ساختمان‌ها، بر اساس مفهوم هاب انرژی در [۷] ارائه شده است. این روش، اجازه مدل‌سازی توزیع انرژی بین منابع تأمین انرژی و بارهای موردنظر را به شیوه‌ای ترکیبی می‌دهد. مرجع [۸] مدلی از یک هاب انرژی با داشتن CHP و توربین بادی و سلول خورشیدی و یک الکترولیزر آب برای تولید هیدروژن ارائه می‌کند. در کلیه مراجع فوق توجهی به الزامات شبکه مانند فشار گاز ورودی به هاب و ولتاژ شین موردنظر نشده و هاب به‌صورت مستقل از شبکه بررسی و طراحی شده است. اما در روش پیشنهادی این مقاله هاب‌های متصل به هم با در نظر گرفتن الزامات شبکه انرژی مدنظر است.

چهارچوبی برای طراحی و تعیین ظرفیت بهینه هاب‌های به هم متصل شده با در نظر گرفتن قیود فیزیکی در شبکه‌های برق و گاز و

مسائل زیست‌محیطی در [۹] ارائه شده است. مرجع [۱۰] روش جدیدی برای برنامه‌ریزی توسعه تولید سیستم توزیع با مفهوم هاب انرژی ارائه داده است. الگوریتم پیشنهادی مسئله را به چند زیر مسئله تقسیم نموده است تا بتواند هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری را هم‌زمان با بهبود قابلیت‌اطمینان کمینه نماید. مرجع [۱۱] به برنامه‌ریزی بلندمدت شبکه شش‌شینه برق و گاز طبیعی پرداخته است. این مرجع با خطی‌سازی روابط سعی داشته تابع هدف را از طریق روش برنامه‌ریزی خطی حل نماید. مقالات فوق نیز به طراحی و برنامه‌ریزی بلندمدت هاب‌های به هم پیوسته توجه داشته‌اند در صورتی که هدف این مقاله زمان‌بندی بهره‌برداری از ریزشبهه برای روز پیش رو است.

مرجع [۱۲] یک هاب انرژی با تابع مباحث اقتصادی و کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و قیود قابلیت‌اطمینان و مباحث کارایی تجهیزات ارائه‌شده و عدم قطعیت توان، قیمت و بار الکتریکی در مسئله بهینه‌سازی لحاظ شده است. مرجع [۱۳] مدل یک هاب انرژی مسکونی را برای یک خانه هوشمند ارائه می‌دهد. یک CHP مسکونی و خودروی الکتریکی در مدل لحاظ می‌شوند. بهره‌برداری از هاب با هدف کمینه کردن هزینه پرداختی مشتری بهینه شده و مشخص می‌شود چه مقدار از کدام انرژی مصرف شده و درون هاب چگونه تبدیل شود. روش بهینه‌سازی مقاوم برای حل مسئله بهینه‌سازی بهره‌برداری از یک هاب انرژی در [۱۴] ارائه شده است.

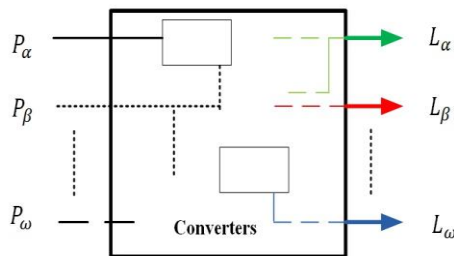
درواقع در این مقاله میزان انرژی خریداری‌شده و ذخیره‌شده بهینه به‌دست آمده است. مرجع [۱۵] با تابع هدف به بیشینه‌سازی سود مالک هاب انرژی با در نظر گرفتن ریسک ناشی از عدم قطعیت‌ها پرداخته است. کلیه مراجع فوق به بهره‌برداری محلی یک هاب انرژی پرداخته‌اند. درواقع بهینه‌سازی بهره‌برداری از دیدگاه مالک هاب (بهره‌بردار هاب) صورت گرفته است. حال آنکه برنامه‌ریزی جامع و دقیق بدون در نظر گرفتن شبکه حامل انرژی و الزامات آن امکان‌پذیر نیست.

پخش بار بهینه حامل‌های انرژی الکتریکی، گاز طبیعی و انرژی حرارتی در مراجع [۱۶ و ۱۷] ارائه شده‌اند ولی به زمان‌بندی بهره‌برداری انرژی و رزرو در شبکه اشاره‌ای نشده است.

هدف اصلی این مقاله ارائه مدلی جهت بهره‌برداری بهینه از شبکه هاب‌های به هم پیوسته در فضای ریزشبهه جهت تأمین بارهای الکتریکی و حرارتی با در نظر گرفتن الزامات شبکه برق و گاز است. این مقاله نوآوری‌های ذیل را به مقالات مرور شده در بالا افزوده است که عبارت‌اند از:

- ۱- مدل جدید برنامه‌ریزی بهره‌برداری از شبکه هاب‌های به هم پیوسته در فضای ریزشبهه برای روز بعد با بهینه‌سازی مصرف الکتریسیته و گاز طبیعی جهت تأمین بار الکتریکی و حرارتی پیشنهاد شده است. مدل ریزشبهه پیشنهادی شامل منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر و فسیلی و باتری با

مانند تولید هم‌زمان، ترانسفورماتور، تجهیزات الکترونیک قدرت، بویلرها، مبدل‌های حرارتی و... به اقتضای بار مورد نیاز قرار می‌گیرند. با استفاده از این تجهیزات، هاب‌ها در ورودی خود حامل‌های انرژی را از شبکه‌های بالادست دریافت کرده و توان‌های موردنیاز را در خروجی خود تحویل مصرف‌کننده می‌دهند.



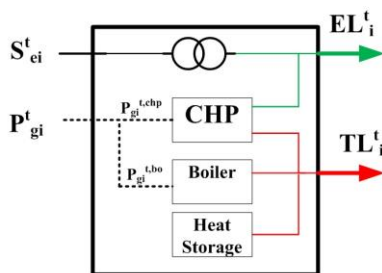
شکل ۲: ارتباط بین ورودی و خروجی هاب انرژی از طریق مبدل‌ها

درگاه‌های مختلف هر هاب انرژی، معمولاً با استفاده از یک ماتریس توزیع^۲ (C) نشان داده می‌شود. ارتباط بین درگاه‌های مختلف ورودی و خروجی برای یک هاب به صورت نمونه در (۱) نشان داده شده است [۴].

$$\begin{bmatrix} L_{\alpha} \\ \vdots \\ L_{\omega} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} C_{\alpha\alpha} & \dots & C_{\alpha\omega} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ C_{\omega\alpha} & \dots & C_{\omega\omega} \end{bmatrix}}_C \underbrace{\begin{bmatrix} P_{\alpha} \\ \vdots \\ P_{\omega} \end{bmatrix}}_P \quad (1)$$

$\alpha, \beta \in \varepsilon = \{\text{electricity, natural gas, district heat, ...}\}$

که در آن ماتریس L و P به ترتیب بارهای خروجی و حامل‌های انرژی ورودی متصل به هاب هستند. هاب انرژی مورد مطالعه در ریزشبكة پیشنهادی در شکل ۳ نشان داده شده است. این هاب شامل ترانسفورماتور، بویلر، ذخیره‌ساز حرارتی و CHP است که در ورودی انرژی الکتریکی و گاز طبیعی را دریافت نموده و مصرف الکتریکی و حرارتی را تأمین می‌نماید. رابطه (۲) ماتریس توزیع خطی این هاب را نشان می‌دهد.



شکل ۳: هاب انرژی مورد مطالعه

$$\begin{bmatrix} EL_i^t \\ TL_i^t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \eta_T & \mathcal{G}_i^t \times \eta_{CHP,e} \\ 0 & \mathcal{G}_i^t \times \eta_{CHP,h} + (1 - \mathcal{G}_i^t) \times \eta_{Bo} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} S_{ei}^t \\ P_{gi}^t \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ P_h^{t,ch} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ P_h^{t,dis} \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$S_{ei}^t = P_{ei}^t + jQ_{ei}^t$$

زیرساخت شبکه الکتریکی و گاز طبیعی و مدل هاب انرژی شامل CHP، بویلر و ذخیره‌ساز حرارتی است.

۲- اثر بارهای پاسخ‌گوی الکتریکی و حرارتی در کاهش هزینه بهره‌برداری از ریزشبكة مورد بررسی قرار گرفته است.

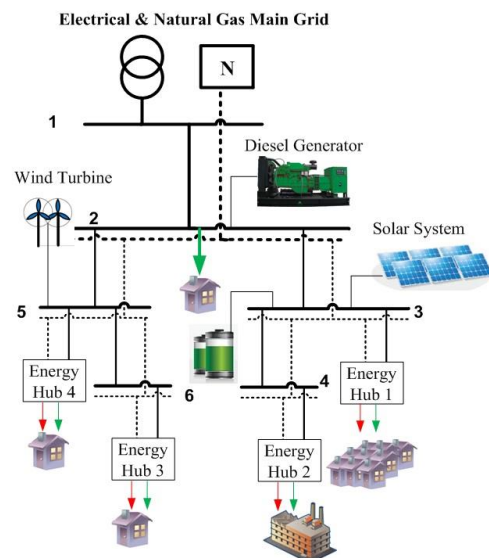
۳- شاخص‌های امنیت شبکه الکتریکی به صورت توان اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط و ولتاژ و زاویه شین‌ها و شاخص‌های امنیت شبکه گاز طبیعی به صورت حجم و فشار گاز عبوری از خطوط گاز طبیعی و گاز در قیود مدل پیشنهادی لحاظ شده است.

مدل پیشنهادی به صورت یک مسئله برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با عدد صحیح است که هزینه نهایی تأمین بار و رزرو الکتریکی و حرارتی سیستم را کمینه می‌کند. این مسئله با استفاده از ابزار CONOPT در محیط نرم‌افزار GAMS حل می‌شود.

در ادامه و در بخش ۲، مدل ریزشبكة پیشنهادی با حضور هاب‌های انرژی و شبکه برق و گاز طبیعی ارائه شده است. فرمول‌بندی تابع هدف پیشنهادی با قیود در بخش ۳ آمده است. مورد مطالعاتی و نتایج آن در بخش ۴ و نتیجه‌گیری مباحث در ۵ ارائه شده است.

۲- مدل ریزشبكة پیشنهادی

شکل ۱ شماتیک ریزشبكة پیشنهادی با زیرساخت چندحاملی انرژی و هاب‌های انرژی به هم متصل شده را نشان می‌دهد. ریزشبكة پیشنهادی با توجه به حضور هاب‌ها و زیرساخت شبکه گاز طبیعی انعطاف و قابلیت‌اطمینان بالایی را جهت تأمین بارهای الکتریکی و حرارتی به‌دست می‌آورد. در ادامه مدل عناصر موجود در این ریزشبكة ارائه می‌شود.



شکل ۱: شماتیک ریزشبكة پیشنهادی

۲-۱- هاب انرژی

هاب انرژی به عنوان یک رابط بین شبکه‌های حامل انرژی و مصرف‌کننده عمل می‌کند و حامل انرژی ورودی به انرژی نهایی خروجی، تبدیل و یا ذخیره می‌شود (شکل ۲). در هاب‌ها تجهیزاتی

۴-۲- برنامه پاسخ‌گویی بار

در مدل پیشنهادی برای برنامه‌ریزی بهره‌برداری ریزشبكة، امکان مشارکت انواع بار در برنامه پاسخ‌گویی بار در نظر گرفته شده است. مدل پاسخ‌گویی بار بر مبنای تشویق موجب می‌شود تا انگیزه کافی برای مشترکین برای شرکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار فراهم شود. این برنامه موجب ایجاد انگیزه برای مشترکین برای ارائه پیشنهاد کاهش بار در یک قیمتی که برای آن‌ها مطلوب است می‌شود. پیشنهادهای مشترکین برای کاهش بار در طی روند برنامه‌ریزی بهره‌برداری مورد ارزیابی قرار گرفته و در صورتی که قیمت‌های پیشنهادی بارها کمتر از قیمت تمام‌شده سمت تولید باشد، میزانی از کاهش بار از این مشترکین خریداری شده و در برنامه توزیع اقتصادی بار مدنظر قرار خواهد گرفت. از میان مدل‌های مختلف مشارکت در برنامه پاسخ‌گویی بار، در این مقاله فرض بر این است مشترکین بیش‌ترین ظرفیت مشارکت در برنامه پاسخ‌گویی بار و قیمت مطلوبشان را به بهره‌بردار ریزشبكة (MGO) اعلام نموده و سپس برنامه ظرفیت کاهش بار الکتریکی و حرارتی برای روز بعد از طرف بهره‌بردار به مشترکین اعلام می‌گردد [۲۰]. بهره‌بردار ریزشبكة موظف است زمان‌بندی بهینه جهت تأمین بار مشترکین در ریزشبكة با در نظر گرفتن الزامات فنی را انجام دهد. بنابراین کلیه پیشنهادها مشارکت منابع به این نهاد ارسال شده و پس از تحلیل فرمان‌های بهینه از طرف MGO به منابع ارسال می‌شود.

این مدل به صورت رابطه (۶) تعریف می‌شود.

$$CEDR_d^t = EDR_d^t \times \pi_{e,d}^t \quad (6)$$

$$CTDR_d^t = TDR_d^t \times \pi_{h,d}^t$$

که در آن EDR_d^t و TDR_d^t به ترتیب kW توان الکتریکی و حرارتی کاهشی برنامه‌ریزی شده برای مشترک d برای ساعت t برنامه‌ریزی است. همچنین $\pi_{e,d}^t$ و $\pi_{h,d}^t$ قیمت پیشنهادی مشترک d برای کاهش بار الکتریکی و حرارتی در ساعت t است.

۴-۵- شبکه الکتریکی

مدل غیرخطی روابط توان اکتیو و راکتیو به صورت زیر تعریف می‌شود که در آن روابط (۷) و (۸) به ترتیب توان اکتیو و راکتیو تزریقی به شین i ام است [۲۱].

$$P_{ei}^t = \sum_{j=1}^J V_i^t V_j^t (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (7)$$

$$Q_{ei}^t = \sum_{j=1}^J V_i^t V_j^t (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (8)$$

۴-۶- شبکه گاز طبیعی

در شبکه گازرسانی دبی گاز عبوری از خطوط لوله به میزان فشار دو انتهای خط لوله، مشخصات خط لوله و سیال عبوری از آن، وابسته است. رابطه (۹) بیانگر این ارتباط است [۲۲].

که در آن EL_i^t و TL_i^t به ترتیب میزان بار الکتریکی و حرارتی مورد نیاز مصرف‌کننده نام در ساعت t است. η_{Bo} و $\eta_{CHP,e}$ ، η_{CHP} به ترتیب بازده الکتریکی و حرارتی CHP و بازده بویلر است. P_{ei}^t ، S_{ei}^t و Q_{ei}^t به ترتیب توان ظاهری، اکتیو و راکتیو ورودی به هاب در ساعت t برحسب kW، kVA و kVar است و P_{gi}^t گاز طبیعی ورودی به هاب در ساعت t برحسب kW است. θ_i^t ضریب پخش گاز بین بویلر و CHP نام در ساعت t است. $P_h^{t,dis}$ و $P_h^{t,ch}$ به ترتیب توان حرارتی شارژ و دشارژ توسط ذخیره‌ساز حرارتی در ساعت t است. فرض بر این است که توان تولیدی الکتریکی توسط CHP اکتیو و با ضریب توان واحد است.

مدل ذخیره‌ساز حرارتی درون هاب به صورت (۳) ارائه می‌شود:

$$ES_h^t = ES_h^{t-1} + \eta_h^{ch} \times P_h^{t,ch} - \eta_h^{dis} \times P_h^{t,dis} - E_h \quad (3)$$

که در آن ES_h^t میزان انرژی حرارتی ذخیره‌شده در ذخیره‌ساز در ساعت t است. η_h^{dis} و η_h^{ch} به ترتیب بازده شارژ و دشارژ انرژی در ذخیره‌ساز است. میزانی از انرژی همواره در ذخیره‌ساز باقی می‌ماند که باعث کاهش توان‌دهی آن می‌شود که در رابطه مذکور با E_h نشان داده شده است.

۴-۲- توربین بادی

برای محاسبه توان خروجی توربین بادی بر اساس سرعت باد در زمان t ، v^t و با توجه به سرعت قطع بالا و پایین توربین از رابطه خطی (۴) استفاده می‌شود.

$$P_{wt}^t = \begin{cases} P_{wt,r} & , v_r < v^t < v_{cout} \\ P_{wt,r} \frac{v^t - v_{cin}}{v_r - v_{cin}}, & v_{cin} < v^t < v_r \\ 0 & , otherwise \end{cases} \quad (4)$$

که در آن P_{wt}^t توان تولیدی توربین بادی در ساعت t، $P_{wt,r}$ و آن اسمی تولیدی توربین بادی برحسب kW، v_r ، v_{cin} ، v_{cout} به ترتیب سرعت باد در ساعت t، سرعت نامی، سرعت قطع پائین و سرعت قطع بالا برحسب m/s خواهد بود [۱۸].

۴-۳- سلول خورشیدی

خروجی توان سلول‌های خورشیدی کاملاً وابسته به میزان تابش نور خورشید به سطح سلول‌های فتوولتائیک است. توان خروجی پنل‌های فتوولتائیک براساس میزان تابش رسیده‌شده به سطح آن‌ها برای سطوح مختلف در این بازه زمانی براساس رابطه (۵) محاسبه می‌شود.

$$P_{pv}^t = \eta_{pv} r^t S_{pv} \quad (5)$$

که در آن P_{pv}^t توان تولیدی سیستم فتوولتائیک، η_{pv} ، S_{pv} به ترتیب بازده و مساحت سلول‌های فتوولتائیک و r^t میزان تابش رسیده به واحد سطح در ساعت t برحسب kW است [۱۹].

$$+ \sum_{m=1}^M [C_{DG,m}^t + SUC_{DG,m}^t] + \sum_{n=1}^N SUC_{CHP,n}^t + \sum_{bo=1}^{BO} SUC_{bo}^t + \sum_{d=1}^D [CEDR_d^t + CTD R_d^t] + TRC^t + ERC^t \quad (14)$$

در این رابطه $P_{g,grid}^t$ و $P_{e,net}^t$ به‌ترتیب توان برق و گاز طبیعی خریداری‌شده از شبکه بالادست در ساعت t برحسب kW است؛ π_e^t و π_g^t به‌ترتیب قیمت برق و گاز خریداری‌شده از شبکه برای ساعت t برحسب \$ است. $C_{DG,m}^t$ هزینه سوخت مصرفی دیزل ژنراتور m در ساعت t است. $SUC_{DG,m}^t$ ، $SUC_{CHP,n}^t$ و SUC_{bo}^t به‌ترتیب هزینه راه‌اندازی دیزل ژنراتور، CHP و بویلر است؛ هزینه‌های تشویقی پرداختی به مشترک d جهت کاهش بار الکتریکی و بار حرارتی در ساعت t با $CEDR_d^t$ و $CTDR_d^t$ نشان داده شده است. هزینه تأمین رزرو الکتریکی و حرارتی در ریزشبكة در ساعت t به‌ترتیب با ERC^t و TRC^t بیان می‌شود.

تابع هزینه دیزل ژنراتور به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$C_{DG,m}^t = a_m \times u_m^t + b_m \times P_{DG,m}^t + c_m \times (P_{DG,m}^t)^2 \quad (15)$$

که در آن $P_{DG,m}^t$ توان تولیدی دیزل ژنراتور m در ساعت t برحسب kW است. همچنین a ، b و c ضرایب تابع هزینه غیرخطی تولید دیزل ژنراتور هستند.

در مدل پیشنهادی رزرو توان الکتریکی ریزشبكة توسط دیزل ژنراتور و مشترکین پاسخ‌گوی بار الکتریکی و رزرو توان حرارتی ریزشبكة توسط بویلر و مشترکین پاسخ‌گوی بار حرارتی تأمین می‌شود. هزینه رزرو توان الکتریکی و حرارتی برای ریزشبكة به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$ERC^t = \sum_{d=1}^D EDR_{d,r}^t \times \pi_{e,r,d}^t + \sum_{m=1}^M R_{DG,m}^t \times \pi_{DG,m}^t \quad (16)$$

$$TRC^t = \sum_{d=1}^D TDR_{d,r}^t \times \pi_{h,r,d}^t + \sum_{bo=1}^{BO} P_{bo,r}^t \times \pi_{bo}^t$$

که در آن $EDR_{d,r}^t$ و $TDR_{d,r}^t$ به‌ترتیب توان الکتریکی و حرارتی رزرو برنامه‌ریزی‌شده برای مشترک d برای ساعت t برنامه‌ریزی است. همچنین $\pi_{e,r,d}^t$ و $\pi_{h,r,d}^t$ قیمت پیشنهادی مشترک d برای تأمین رزرو بار الکتریکی و حرارتی در ساعت t است. $R_{DG,m}^t$ و $P_{bo,r}^t$ به‌ترتیب رزرو برنامه‌ریزی‌شده و قیمت تأمین رزرو برای دیزل ژنراتور m در ساعت t است و $P_{bo,r}^t$ و π_{bo}^t به‌ترتیب رزرو حرارتی برنامه‌ریزی‌شده و قیمت تأمین رزرو برای بویلر در ساعت t است.

$$f_{ij}^t = k_{ij} \sqrt{(Pr_i^t)^2 - (Pr_j^t)^2} \quad (9)$$

که در آن f_{ij}^t دبی گاز عبوری از خط لوله برحسب m^3/day ، Pr_i^t فشار گاز در شین i و ساعت t برحسب کیلو پاسکال و k_{ij} ضریب مشخصات خط لوله و گاز است. اگر فشار گاز در شین i بزرگ‌تر از j باشد آنگاه این ضریب مثبت و در غیراین‌صورت منفی خواهد بود.

ضریب k_{ij} به‌صورت (۱۰) تعریف می‌شود:

$$k_{ij} = 0.001494 \left(\frac{\theta_0}{Pr_0} \right) \left[\frac{D_{ij}^5}{\theta_f GZF_{ij} l_{ij}} \right]^{0.5} \quad (10)$$

که در آن θ_0 و θ_f دمای پایه و دمای متوسط گاز انتقالی برحسب درجه کلین، Pr_0 فشار پایه برحسب کیلوپاسکال، D_{ij} و l_{ij} به‌ترتیب قطر و طول خط لوله انتقال گاز برحسب mm و km است. Z و F ، G به‌ترتیب ضرایب بدون بعد و به‌ترتیب جاذبه گاز، ضریب اصطکاک و ضریب تراکم گاز هستند.

برای تبدیل میزان دبی گاز عبوری از خط لوله از ضریب ارزش حرارتی ناخالص GHV^* به‌صورت رابطه (۱۱) استفاده می‌شود [۲۳].

$$P_{g,ij}^t = GHV \times f_{ij}^t \quad (11)$$

که در آن $P_{g,ij}^t$ توان گاز انتقالی در طول خط لوله گاز بین دو شین i و j برحسب kW است. بنابراین در هر لحظه تعادل توان گاز طبیعی به‌صورت رابطه (۱۲) تعریف می‌گردد. در شبکه فرض براین است با توجه به کوتاه بودن خطوط انتقال استفاده از کمپرسور و افت فشار درون خطوط صرف‌نظر شده است.

$$P_{gi}^t - \sum_{j \in N_i} P_{g,ij}^t = 0 \quad (12)$$

میزان گاز طبیعی برنامه‌ریزی شده جهت خرید برای روز بعد به‌صورت (۱۳) تعریف می‌شود.

$$P_{g,net}^t = \sum_{i=1}^I P_{gi}^t \quad (13)$$

۳- فرمول‌بندی مسئله پیشنهادی

تابع پیشنهادی ذیل با هدف کاهش هزینه‌های بهره‌برداری از ریزشبكة با زیرساخت چندحاملی انرژی ارائه شده است. این تابع مشتمل بر برق و گاز خریداری‌شده از شبکه، هزینه‌های سوخت مصرفی دیزل ژنراتور، هزینه‌های راه‌اندازی تجهیزات، هزینه‌های پرداختی به مشترکین جهت کاهش مصرف و هزینه تأمین رزرو شبکه است.

۳-۱- تابع هدف

تابع هدف به‌صورت رابطه (۱۴) مدل می‌شود.

Cost Function =

$$\sum_{t=1}^T \{ P_{e,net}^t \times \pi_e^t + P_{g,grid}^t \times \pi_g^t$$

۳-۲- قیود

قید تعادل توان الکتریکی

در (۱۷) قید تساوی تولید با مصرف الکتریکی در شبکه در هر ساعت آورده شده است. سمت چپ تساوی مجموع توان الکتریکی تولیدشده منهای بار الکتریکی و سمت راست توان تزریق در شین i و در ساعت t است.

$$P_{ei}^t + \sum_{wt=1}^{WT_i} P_{wt}^t + \sum_{pv=1}^{PV_i} P_{pv}^t + \sum_{n=1}^{N_i} P_{CHP,e,n}^t + \sum_{m=1}^{M_i} P_{DG,m}^t + \sum_{b=1}^{B_i} \left(\eta_b^{dis} \times P_b^{t,dis} - \eta_b^{ch} \times P_b^{t,ch} \right) = EL_i^t - \sum_{d=1}^{D_i} EDR_d^t \quad (17)$$

که در آن WT_i ، PV_i ، N_i ، M_i ، B_i و D_i به ترتیب تعداد مولد بادی، خورشیدی، CHP، دیزل ژنراتور، باتری و مشترکین پاسخ‌گوی بار متصل‌شده به شین i ام است. در رابطه (۱۷) توان الکتریکی CHP به صورت (۱۸) است.

$$P_{CHP,e,n}^t = \mathcal{G}_i^t \times \eta_{CHP,e} \times P_{gi}^t \quad (18)$$

قید تعادل توان حرارتی

در (۱۹) قید تعادل بار حرارتی تولیدی و مصرفی در شین i در ساعت t آمده است.

$$\sum_{n=1}^{N_i} P_{CHP,h,n}^t + \sum_{bo}^{Bo_i} P_{bo}^t + \sum_{h=1}^{H_i} \left(P_h^{t,dis} - P_h^{t,ch} \right) = TL_i^t - \sum_{d=1}^{D_i} TDR_d^t \quad (19)$$

که در آن H_i و Bo_i به ترتیب تعداد ذخیره‌ساز حرارتی و بویلر متصل به شین i ام است. توان حرارتی بویلر و CHP به صورت زیر است.

$$P_{Bo}^t = \left(1 - \mathcal{G}_i^t \right) \times \eta_{Bo} \times P_{gi}^t \quad (20)$$

$$P_{CHP,h,n}^t = \mathcal{G}_i^t \times \eta_{CHP,h} \times P_{gi}^t \quad (21)$$

قیود هزینه راه‌اندازی

هزینه راه‌اندازی دیزل ژنراتور، CHP و بویلر به صورت روابط (۲۲) تا (۲۴) تعریف می‌شوند. متغیر باینری جهت تعریف انتقال از حالت خاموش به روشن برای هر یک از منابع استفاده شده است.

$$SUC_{DG,m}^t \geq 0, SUC_{DG,m}^t \geq K_m \times \left(u_m^t - u_m^{t-1} \right) \quad (22)$$

$$SUC_{CHP,n}^t \geq 0, SUC_{CHP,n}^t \geq K_n \times \left(u_n^t - u_n^{t-1} \right) \quad (23)$$

$$SUC_{bo}^t \geq 0, SUC_{bo}^t \geq K_{bo} \times \left(u_{bo}^t - u_{bo}^{t-1} \right) \quad (24)$$

که در آن k هزینه ثابت راه‌اندازی واحدهای دیزل ژنراتور، CHP و بویلر است و u متغیر باینری روشن و خاموش بودن این واحدها در ساعت t است.

قیود هاب انرژی

محدودیت توان الکتریکی و حرارتی خروجی CHP و توان حرارتی خروجی بویلر به صورت (۲۵) و (۲۶) تعریف شده است. قید (۲۷) ضریب پخش گاز ورودی به هاب درواقع متغیر تقسیم گاز بین بویلر و CHP است که عددی بین صفر و یک خواهد بود.

$$P_{CHP,e,n}^{min} \times u_n^t \leq P_{CHP,e,n}^t \leq P_{CHP,e,n}^{max} \times u_n^t \quad (25)$$

$$P_{CHP,h,n}^{min} \times u_n^t \leq P_{CHP,h,n}^t \leq P_{CHP,h,n}^{max} \times u_n^t$$

$$P_{Bo}^{min} \times u_{bo}^t \leq P_{Bo}^t + P_{Bo,r}^t \leq P_{Bo}^{max} \times u_{bo}^t \quad (26)$$

$$0 \leq \mathcal{G}_i^t \leq 1 \quad (27)$$

که در آن $P_{CHP,e,n}^t$ و $P_{CHP,h,n}^t$ به ترتیب توان الکتریکی و حرارتی تولیدی CHP در ساعت t است. $P_{CHP,e,n}^{max}$ و $P_{CHP,e,n}^{min}$ به ترتیب حداقل و حداکثر توان الکتریکی تولیدی مولد n ام است. $P_{CHP,h,n}^{max}$ و $P_{CHP,h,n}^{min}$ به ترتیب حداقل و حداکثر توان حرارتی تولیدی مولد n ام است. P_{Bo}^t و $P_{Bo,r}^t$ به ترتیب توان حرارتی تولیدی و توان رزرو برنامه‌ریزی‌شده بویلر Bo در ساعت t است. P_{Bo}^{max} و P_{Bo}^{min} به ترتیب حداقل و حداکثر توان حرارتی تولیدی بویلر است.

در (۲۸) قید مربوط به سطح انرژی حرارتی قابل ذخیره در ذخیره‌ساز حرارتی ارائه شده است.

$$ES_h^{min} \leq ES_h^t \leq ES_h^{max} \quad (28)$$

توان حرارتی ذخیره‌شده بین بازه حداقل و حداکثری قرار دارد که به ترتیب با ES_h^{min} و ES_h^{max} نشان داده شده است.

از طرفی در یک دوره معین ذخیره‌ساز نمی‌تواند هم‌زمان برای هر دو حالت شارژ و دشارژ برنامه‌ریزی شود. بنابراین قید (۲۹) مطرح می‌شود.

$$u_h^{t,ch} + u_h^{t,dis} \leq 1 \quad (29)$$

که در آن $u_h^{t,ch}$ و $u_h^{t,dis}$ متغیر باینری شارژ و دشارژ ذخیره‌ساز در ساعت t است.

همچنین نرخ شارژ و دشارژ در هر ساعت نیز می‌بایست به صورت (۳۰) رعایت شود.

$$0 \leq P_h^{t,ch} \leq P_{h,max}^{ch} \times u_h^{t,ch} \quad (30)$$

$$0 \leq P_h^{t,dis} \leq P_{h,max}^{dis} \times u_h^{t,dis}$$

که در آن $P_{h,max}^{ch}$ و $P_{h,max}^{dis}$ به ترتیب حداکثر نرخ توان شارژ و دشارژ ذخیره‌ساز حرارتی در بازه زمانی است.

قید توان تولیدی دیزل ژنراتور

توان تولیدی دیزل ژنراتور m محدودیت مشخصی دارد که به صورت (۳۱) است.

$$P_{DG,m}^t + R_{DG,m}^t \leq P_{DG,m}^{max} \times u_m^t \quad (31)$$

$$P_{DG,m}^t \geq P_{DG,m}^{min} \times u_m^t$$

قیود شبکه الکتریکی

میزان توان الکتریکی خریداری‌شده از شبکه بالادست دارای محدودیت (۳۸) است.

$$P_{e,net}^{min} \leq P_{e,net}^t \leq P_{e,net}^{max} \quad (38)$$

قیود امنیت شبکه برق نیز به‌صورت (۳۹) تعریف می‌شوند.

$$\begin{aligned} P_{eij}^{min} &\leq P_{eij}^t \leq P_{eij}^{max} \\ Q_{eij}^{min} &\leq Q_{eij}^t \leq Q_{eij}^{max} \\ V_i^{min} &\leq V_i^t \leq V_i^{max} \end{aligned} \quad (39)$$

که در آن P_{eij}^t ، توان اکتیو جاری‌شده در خط واصل شین i به j و P_{eij}^{min} و P_{eij}^{max} به‌ترتیب حداقل و حداکثر توان اکتیو مجاز عبوری بین دو شین برحسب kW است. همچنین Q_{eij}^t ، توان راکتیو جاری‌شده در خط واصل شین i به j و Q_{eij}^{min} و Q_{eij}^{max} به‌ترتیب حداقل و حداکثر توان راکتیو مجاز عبوری بین دو شین برحسب kVar است. ولتاژ شین i در ساعت t و V_i^{min} و V_i^{max} به‌ترتیب حداقل و حداکثر ولتاژ مجاز در هر شین برحسب پریونیت است.

قیود شبکه گاز طبیعی

میزان گاز طبیعی خریداری‌شده از شبکه بالادست نیز دارای محدودیت (۴۰) است.

$$P_{g,net}^{min} \leq P_{g,net}^t \leq P_{g,net}^{max} \quad (40)$$

که در آن $P_{g,net}^{min}$ و $P_{g,net}^{max}$ نیز به‌ترتیب حداقل و حداکثر توان گاز طبیعی قابل دریافت از شبکه بالادست برحسب kW است. همچنین شبکه گاز طبیعی نیز مقید به قیود امنیتی توان گاز عبوری و فشار گاز در هر شین به‌صورت (۴۱) است.

$$\begin{aligned} |P_{g,ij}^t| &\leq P_{g,ij}^{max} \\ P_{r_i}^{min} &\leq P_{r_i}^t \leq P_{r_i}^{max} \end{aligned} \quad (41)$$

که در آن $P_{g,ij}^{max}$ حداکثر kW مجاز گاز عبوری از خط لوله و $P_{r_i}^{min}$ و $P_{r_i}^{max}$ نیز به‌ترتیب حداقل و حداکثر فشار مجاز برای شین‌ها برحسب کیلو پاسکال است.

۴- پیاده‌سازی مدل پیشنهادی و مطالعه موردی

روش پیشنهادی برنامه‌ریزی بهره‌برداری با ریزشبهه شش شینه شکل ۱ در شبکه توزیع فشار ضعیف مورد بررسی قرار گرفت [۲۴]. در این ریزشبهه بارهای الکتریکی و حرارتی از طریق هاب‌های انرژی تغذیه می‌شوند. خطوط پررنگ مربوط به شبکه الکتریکی و خطوط نقطه‌چین مربوط به شبکه گاز طبیعی است. هاب‌های شبکه نیز از طریق پنج خط انتقال انرژی الکتریکی و چهار خط انتقال گاز طبیعی تغذیه می‌شوند. خطوط سبز معرف بار الکتریکی و خطوط قرمز معرف بار حرارتی هستند. از طرفی منابع تولید بادی و خورشیدی نیز جهت تأمین بخشی از بار به‌ترتیب به شین شماره ۵ و ۳ متصل شده‌اند. دیزل ژنراتور نیز به شین ۲ متصل شده است. اضافه توان الکتریکی برنامه‌ریزی شده در ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی متصل شده به شین ۳،

که در آن $P_{DG,m}^{max}$ و $P_{DG,m}^{min}$ به‌ترتیب حداقل و حداکثر توان تولیدی دیزل ژنراتور m است.

قیود باتری

در (۳۲) سطح شارژ باتری و محدودیت این سطح ارائه شده است.

$$\begin{aligned} SOC_b^t &= SOC_b^{t-1} + \eta_b^{ch} \times P_b^{t,ch} - \eta_b^{dis} \times P_b^{t,dis} \\ SOC_b^{min} &\leq SOC_b^t \leq SOC_b^{max} \end{aligned} \quad (32)$$

که در آن SOC_b^t سطح شارژ باتری b در ساعت t است. SOC_b^{min} و SOC_b^{max} به‌ترتیب حداقل و حداکثر شارژ ممکن باتری b است. η_b^{ch} و η_b^{dis} به‌ترتیب بازده شارژ و دشارژ باتری و $P_b^{t,ch}$ و $P_b^{t,dis}$ به‌ترتیب متغیر توان مصرفی و تولیدی باتری در ساعت t است.

از طرفی در یک دوره معین باتری نمی‌تواند هم‌زمان برای هر دو حالت شارژ و دشارژ برنامه‌ریزی شود. بنابراین قید (۳۳) مطرح می‌شود که در آن $u_b^{t,dis}$ و $u_b^{t,ch}$ به‌ترتیب متغیر باینری حالت شارژ و دشارژ باتری است.

$$u_b^{t,ch} + u_b^{t,dis} \leq 1 \quad (33)$$

همچنین محدودیت نرخ شارژ و دشارژ نیز در هر ساعت می‌بایست به‌صورت (۳۴) رعایت شود.

$$\begin{aligned} P_b^{t,ch} &\leq P_{b,max}^{ch} \times u_b^{t,ch} \\ P_b^{t,dis} &\leq P_{b,max}^{dis} \times u_b^{t,dis} \end{aligned} \quad (34)$$

که در آن $P_{b,max}^{dis}$ و $P_{b,max}^{ch}$ به‌ترتیب حداکثر توان شارژ و دشارژ باتری b است.

قیود رزرو

حداقل میزان رزرو در نظرگرفته‌شده برای بار الکتریکی و حرارتی در این ریزشبهه به‌ترتیب برابر خطای تولید بادی و خورشیدی و بار به‌صورت (۳۵) و (۳۶) است. فرض بر این است رزرو حرارتی برای هر مصرف‌کننده توسط بویلر و بارهای پاسخ‌گوی همان شین تأمین شود.

$$\sum_{m=1}^M R_{DG,m}^t + \sum_{d=1}^D EDR_{d,r}^t \geq \quad (35)$$

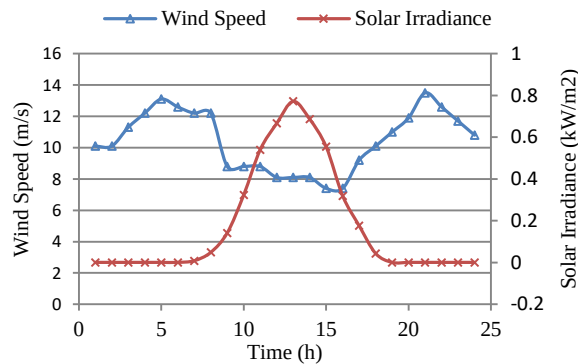
$$e_{wt} \times \sum_{wt=1}^{WT} P_{wt}^t + e_{pv} \times \sum_{pv=1}^{PV} P_{pv}^t + e_e \times \sum_{i=1}^I EL_i^t \quad (36)$$

که در آن e_{pv} و e_{wt} به‌ترتیب خطای پیش‌بینی تولید بادی و خورشیدی و e_e و e_h به‌ترتیب خطای پیش‌بینی بار حرارتی و الکتریکی است

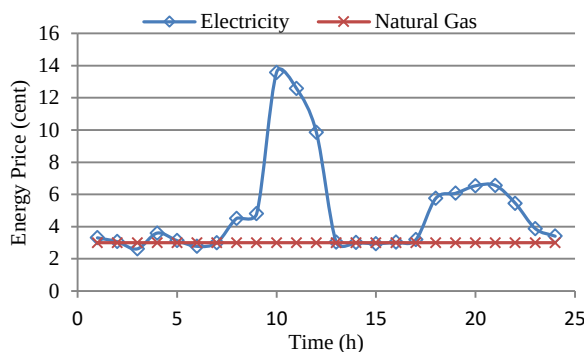
قیود پاسخ‌گویی بار

کاهش بار برنامه‌ریزی شده و رزرو آن برای هر مشترک باید کوچک‌تر یا مساوی با حداکثر پیشنهاد در هر دوره باید به‌صورت (۳۷) باشد.

$$\begin{aligned} 0 &\leq EDR_d^t + EDR_{d,r}^t \leq EDR_{max}^t \\ 0 &\leq TDR_d^t + TDR_{d,r}^t \leq TDR_{max}^t \end{aligned} \quad (37)$$



شکل ۵: تابش خورشید و وزش باد پیش‌بینی‌شده در ۲۴ ساعت آینده



شکل ۶: قیمت برق و گاز طبیعی در ۲۴ ساعت روز بعد

جدول ۱: سهم بار الکتریکی و حرارتی مشترکین از بار کل

Bus No.	۱	۲	۳	۴	۵	۶
Heat Load	-	-	۰/۴۷	۰/۵۲	۰/۱۴	۰/۱۴
Active Load	-	۰/۱۱	۰/۴۵	۰/۲۲	۰/۱۱	۰/۱۱
Reactive Load	-	۰/۰۳	۰/۱۵	۰/۰۷	۰/۰۳	۰/۰۳

جدول ۲: حداکثر بار و قیمت پیشنهادی جهت کاهش توسط بارهای پاسخ‌گو

T(h)	Electrical Load Reduction (kW)	Electrical Load Reduction Price (cent/kW)	Thermal Load Reduction (kW)	Thermal Load Reduction Price (cent/kW)
۱	۱۳	۳	۱۰۴	۵
۲	۱۲	۳	۹۷	۵
۳	۱۶	۳	۹۴	۵
۴	۱۷	۴	۸۷	۵
۵	۲۲	۳	۸۴	۵
۶	۴۱	۳	۸۱	۵
۷	۶۱	۳	۸۴	۵
۸	۷۴	۵	۸۵	۵
۹	۷۷	۵	۸۴	۴
۱۰	۸۱	۱۴	۷۵	۴
۱۱	۷۷	۱۳	۶۱	۴
۱۲	۷۹	۱۰	۶۵	۴
۱۳	۷۱	۳	۷۴	۴
۱۴	۷۳	۳	۷۵	۴

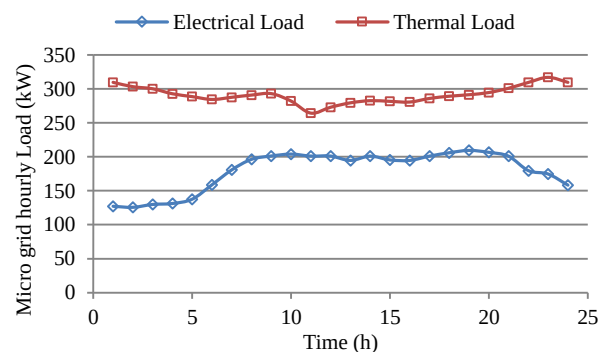
ذخیره شده تا نوسانات توان تولیدی منابع تجدیدپذیر را جبران نماید. بارهای حرارتی نیز از طریق CHP و بویلر درون هاب‌ها تأمین می‌شود. ذخیره‌ساز حرارتی درون هاب جهت جبران خطای پیش‌بینی بار حرارتی همان شین به شارژ و دشارژ انرژی حرارتی می‌پردازد. بارهای پاسخ‌گوی الکتریکی و حرارتی نیز در این شبکه پیشنهاد خود را ارائه داده‌اند.

در این ریزشبكة بارها به دو دسته خانگی و صنعتی طبقه‌بندی شده‌اند. منحنی بار کل الکتریکی و حرارتی روزانه این ریزشبكة در شکل ۴ نشان داده شده است.

پیش‌بینی تابش خورشید و سرعت وزش باد و قیمت ساعتی برق خریداری‌شده از شبکه برای ۲۴ ساعت روز بعد در شکل ۵ و شکل ۶ آمده است. قیمت گاز طبیعی خریداری‌شده برابر ۳ سنت برای هر کیلووات ساعت است. سهم بار هریک از مشترکین از بار کل در جدول ۱ نشان داده شده است. قیمت و حداکثر ظرفیت پیشنهادی کل مصرف‌کنندگان جهت کاهش بار الکتریکی و حرارتی در

جدول ۲ نشان داده شده است. لازم به ذکر است میزان کاهش هر یک از مصرف‌کنندگان بر اساس نرخ بار هریک تقسیم می‌شود. همچنین تأمین رزرو توسط مشترکین پاسخ‌گوی بار برابر ۲۰ درصد قیمت پیشنهادی جهت کاهش بار آن‌ها است. همچنین قیمت رزرو الکتریکی جهت تأمین توسط دیژل ژنراتور برابر ۴۰ درصد هزینه افزایشی تأمین انرژی است. قیمت تأمین رزرو حرارتی توسط بویلر برابر ۱/۲ سنت در هر کیلووات ساعت در نظر گرفته شده است. میزان خطای باد و تابش خورشید برابر ۲۰ درصد و خطای بار الکتریکی و حرارتی ۵ درصد در نظر گرفته شده است. مشخصات خطوط انتقال برق و گاز طبیعی در جدول ۳ برحسب پریونیت ارائه شده است. مشخصات شبکه الکتریکی با مقاومت و راکتانس خطوط و شبکه گاز طبیعی با حاصل‌ضرب GHV و Kij نشان داده شده است.

مقادیر اجزاء استفاده‌شده در هاب انرژی مورد مطالعه در جدول ۴ آمده است. فرض شده در تمامی هاب‌های شبکه از اجزاء یکسان استفاده شده باشد. سایر مقادیر اجزاء ریزشبكة نیز در جدول ۵ آمده است.



شکل ۴: بار الکتریکی و حرارتی پیش‌بینی‌شده در ۲۴ ساعت آینده

۴-۱- نتایج موارد مطالعاتی

مدل پیشنهادی، مدل برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با عدد صحیح است که با حل‌کننده CONOPT در نرم‌افزار GAMS پیاده‌سازی شده است [۲۵] و با استفاده از کامپیوتر با پردازشگر ۳/۴ گیگاهرتز و ۴ گیگابایت RAM حل شده و نتایج بهره‌برداری بهینه از ریزشبه مورد بررسی قرار گرفت. نتایج شبیه‌سازی برنامه‌ریزی بهره‌برداری ریزشبه در حالات ذیل با در نظر گرفتن الزامات خطوط انتقال برق و گاز، پاسخ‌گویی بار و ذخیره‌ساز حرارتی بررسی می‌شوند:

مورد اول: با در نظر گرفتن ذخیره‌ساز حرارتی

مورد دوم: با در نظر گرفتن مشارکت بارهای پاسخ‌گو

مورد سوم: با در نظر گرفتن بارهای پاسخ‌گو و ذخیره‌ساز حرارتی

T(h)	Electrical Load Reduction (kW)	Electrical Load Reduction Price (cent/kW)	Thermal Load Reduction (kW)	Thermal Load Reduction Price (cent/kW)
۱۵	۷۲	۳	۷۷	۴
۱۶	۷۳	۳	۷۱	۴
۱۷	۷۶	۳	۸۱	۴
۱۸	۸۳	۶	۸۲	۴
۱۹	۸۴	۶	۸۷	۵
۲۰	۸۳	۷	۹۱	۵
۲۱	۷۸	۷	۹۱	۵
۲۲	۵۸	۵	۱۰۰	۵
۲۳	۵۵	۴	۱۱۰	۵
۲۴	۴۱	۳	۱۰۰	۵

جدول ۳: مشخصات خطوط انتقال برق و گاز طبیعی

Electrical Network			Gas Network	
Line	R_{ij}	X_{ij}	Line	$GHV \times K_{ij}$
۱-۲	۰/۰۱۳۳۵	۰/۰۴۲۱۱	-	-
۲-۳	۰/۰۱۹۳۸	۰/۰۵۹۱۷	۲-۳	۸
۳-۴	۰/۰۳۱۲	۰/۱۶	۳-۴	۱۳
۲-۵	۰/۰۲۲۸	۰/۱۲	۲-۵	۹
۵-۶	۰/۰۲۲۸	۰/۱۲	۵-۶	۹

جدول ۶ هزینه‌های بهره‌برداری را برای حالات مختلف نشان می‌دهد. کم‌ترین هزینه بهره‌برداری مربوط به مورد سوم با در نظر گرفتن بارهای پاسخ‌گو و ذخیره‌ساز حرارتی است. البته اختلاف هزینه بین مورد دوم و سوم ناچیز است چراکه به واسطه تلفات ذخیره‌ساز هزینه بهره‌برداری بالا می‌رود. درواقع در قیاس با بارهای پاسخ‌گو، ذخیره‌ساز حرارتی نقش خاصی را ایفا نمی‌کند.

جدول ۷ مقادیر خروجی بحرانی پخش بار شبکه الکتریکی و گاز طبیعی را به همراه خط و شین بحرانی نشان می‌دهد. خط انتقال انرژی الکتریکی ۱ به ۲ و خط انتقال گاز ۲ به ۳ به علت شعاعی بودن شبکه بیش‌ترین انتقال توان را دارند. این شرایط در تمامی موارد در ابتدای روز (t1 تا t6) که بار کم و قیمت انرژی پایین است جهت ذخیره‌سازی انرژی به وجود آمده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، شین ۴ در شبکه برق و گاز به علت اینکه در انتهای خطوط واقع شده و بار نسبتاً زیادی را می‌طلبد، دچار افت ولتاژ و افت فشار گاز نسبت به سایر شین‌ها شده است. فرض شده که شبکه گاز طبیعی بدون تلفات باشد اما نتایج حاکی از آن است که تلفات الکتریکی در مورد اول بیش‌ترین بوده است. علت این موضوع انتقال بیش‌تر توان در خطوط به جای کاهش توان توسط بارهای پاسخ‌گو است که منتج به تلفات در خطوط الکتریکی می‌شود. شکل ۷ برنامه‌ریزی تولید در ریزشبه برای بارهای الکتریکی در ۲۴ ساعت برای مورد سوم را نشان می‌دهد. این شکل درواقع تعادل توان الکتریکی در تمام ساعات در کل شبکه نشان می‌دهد. لازم به توضیح است بار و بار اصلاحی شبکه توسط بارهای پاسخ‌گو برای کل شبکه و تولیدهای پراکنده مجموع تولیدهای شین‌های مختلف است. همان‌طور که مشاهده می‌شود با توجه به قیمت بارهای پاسخ‌گو در ساعات ۱۳ تا ۱۷ که ۳ سنت است منحنی بار اصلاح شده است و اضافه تولید در این ساعات در باتری ذخیره شده تا در ساعات ۲۰ و ۲۱ که قیمت برق و قیمت پیشنهادی بارهای پاسخ‌گو بالاست به شبکه تزریق شود. با توجه به تأمین رزرو شبکه توسط بارهای پاسخ‌گو، نیازی به حضور دیزل ژنراتور در تمام ساعات نیست و تنها در ساعات ۱۰ و ۱۱ که قیمت برق بالاست دیزل ژنراتور

همچنین ماکزیمم توان الکتریکی و گاز طبیعی عبوری از خطوط برابر ۱ پریونیت و بازه مجاز ولتاژ شین‌ها ۰/۹ و ۱/۱، فشار گاز ورودی به هاب‌ها ۰/۸ و ۱/۲ پریونیت است. حداکثر برق و گاز قابل خریداری از ریزشبه برابر ۱ پریونیت است. مقادیر پایه توان گاز طبیعی ۴۵۰ کیلووات، توان الکتریکی ۱۰۰ کیلوولت‌آمپر، ولتاژ شین‌ها ۴۰۰ ولت و فشار گاز برابر ۴۰۰ کیلوپاسکال است.

جدول ۴: مشخصات اجزاء موجود در هاب انرژی

CHP		Heat Storage		Boiler	
$\eta_{CHP,e}$	۰/۴۲	η_h^{ch}	۰/۹	K_{Bo}	۱۵
$p_{CHP,e}^{min}$	۴	η_h^{dis}	۱	η_{Bo}	۰/۸۵
$p_{CHP,e}^{max}$	۳۳	ES_h^{min}	۰	p_{Bo}^{min}	۰
$\eta_{CHP,h}$	۰/۴۷	ES_h^{max}	۳۳	p_{Bo}^{max}	۱۱۰
$p_{CHP,h}^{min}$	۵	$p_{h,max}^{ch}$	۶	Transformer	
$p_{CHP,h}^{max}$	۵۵	$p_{h,max}^{dis}$	۱۶	η_T	۱
K_n	۱۵				

جدول ۵: مشخصات اجزاء ریزشبه

Battery		Diesel Generator		Wind Turbine	
η_b^{ch}	۰/۹	K_m	۱۵	$P_{wt,r}$	۲۴
η_b^{dis}	۰/۹	a_m	۵۰	v_{cin}	۳
SOC_b^{min}	۰	b_m	۵/۳	v_{cout}	۵۰
SOC_b^{max}	۵۴	c_m	۰/۱	v_r	۱۲
$p_{b,max}^{ch}$	۳۶	$p_{DG,m}^{min}$	۳	Photovoltaic	
$p_{b,max}^{dis}$	۳۶	$p_{DG,m}^{max}$	۳۰	η_{pv}	۰/۱۸۶
				S_{pv}	۶۴

تأمین انرژی به سیستم کمک می‌کنند علت این موضوع مصرف عمده گاز طبیعی جهت تولید برق در CHP در این ساعات است. بنابراین سیستم با کمبود گاز جهت بار حرارتی در این ساعات مواجه می‌شود. بنابراین جهت تأمین بار حرارتی، ذخیره‌ساز و بارهای پاسخ‌گو وارد عمل می‌شوند. نکته حائز اهمیت وابستگی متقابل بهینه‌سازی هم‌زمان بار الکتریکی و حرارتی با گاز طبیعی است.

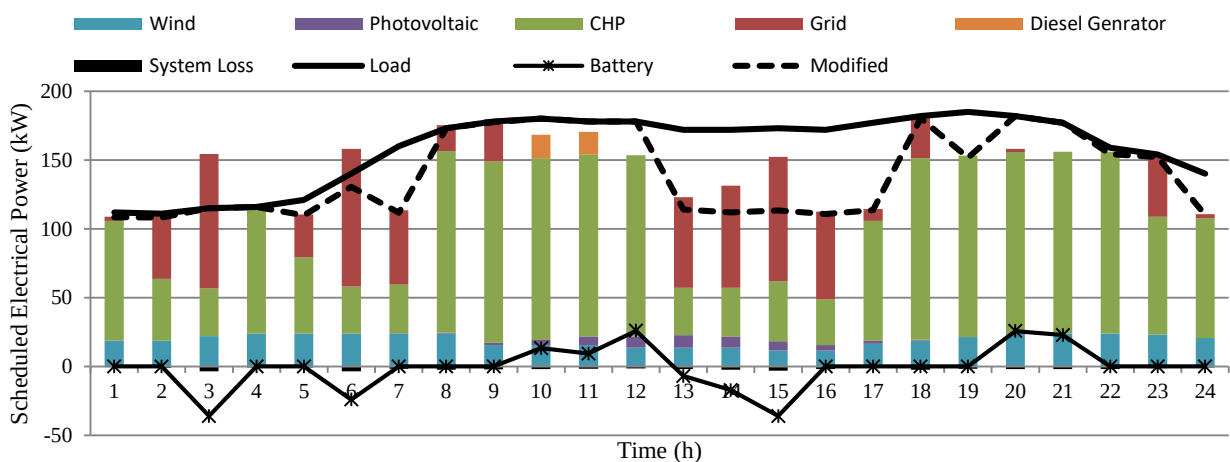
روشن می‌شود. تولید CHP نیز در تمام ساعات و با توجه به قیمت پایین گاز طبیعی قابل توجه خواهد بود. تلفات شبکه الکتریکی نیز به‌صورت توان منفی نشان داده شده است. شکل ۸ برنامه‌ریزی تولید در ریزشبه برای بارهای حرارتی در ۲۴ ساعت برای مورد ۳ را نشان می‌دهد. در این شکل نیز منظور از بار و تولید و ذخیره نشان داده شده مجموع بار، بار پاسخ‌گو، تولید و ذخیره در تمام شین‌های ریزشبه است. همان‌طور که مشاهده می‌شود ساعاتی که قیمت انرژی الکتریکی بالا است (مانند t20 تا t22) بارهای پاسخ‌گو و ذخیره‌ساز حرارتی جهت

جدول ۶: نتایج بهره‌برداری در حالات مختلف

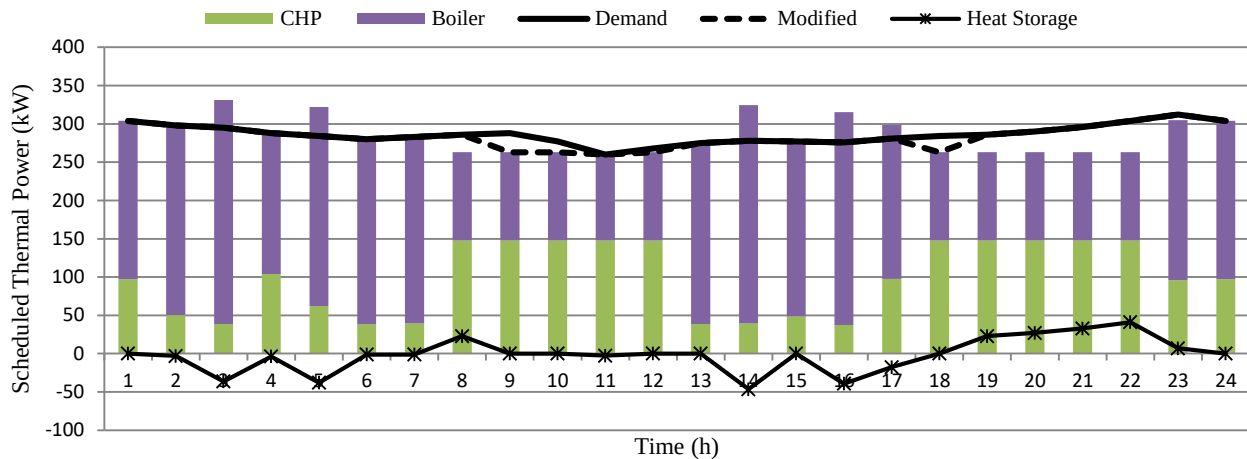
Case No.	Energy Cost(\$)	Reserve Cost(\$)		DR Cost(\$)		Total Cost(\$)
		Electrical	Thermal	Electrical	Thermal	
۱	۳۶۶/۷	۳/۱	۲/۷	-	-	۳۷۳/۳
۲	۳۳۱/۷۷	۲/۶۴	۲/۸	۱۴/۸۴	۸/۷۷	۳۶۰/۸۲
۳	۳۳۷/۱	۲/۶۴	۲/۸	۱۴/۶۵	۲/۵۹	۳۵۹/۷۸

جدول ۷: مقادیر بحرانی خروجی پخش بار الکتریکی و گاز طبیعی

Case No.	Max. Gas Line Flow (kW)	Max. Active Power Flow (kW)	Min. Voltage (pu)	Min. Gas Pressure (pu)	System Loss per day (kW)
	Bus, Time	Bus, Time	Bus, Time	Bus, Time	
۱	۳۴۱/۸۸ i23, t1	۱۰۰ i12 t3,6	۰/۹ i4, t14,15	۰/۸۹۸ i4, t1	۴۷/۲۸
۲	۳۳۴/۵۳ i23, t1	۱۰۰ i12 t3,6	۰/۹ i4, t15	۰/۹۰۳ i4, t23	۴۱/۶۵
۳	۳۲۷/۷۶ i23, t1	۱۰۰ i12 t6	۰/۹ i4, t15	۰/۹۰۷ i4, t1,24.	۴۱/۹۵

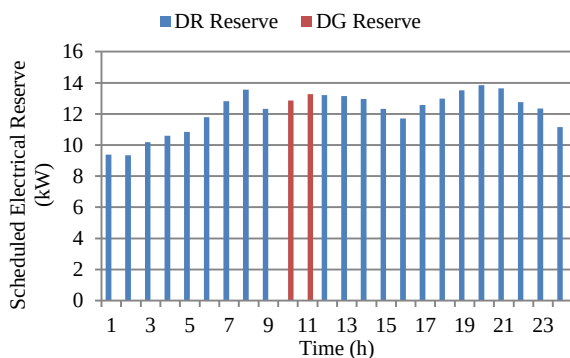


شکل ۷: برنامه‌ریزی منابع انرژی الکتریکی در ۲۴ ساعت برای مورد ۳



شکل ۸: برنامه‌ریزی منابع انرژی حرارتی در ۲۴ ساعت برای مورد ۳

در سایر ساعات بارهای پاسخ‌گو وظیفه تأمین رزرو الکتریکی را دارند. شکل ۱۰ برنامه‌ریزی رزرو حرارتی شبکه برای ۲۴ ساعت پیش‌رو در مورد ۳ و در شین ۴ نشان می‌دهد. با توجه به اینکه حرارت تولیدی مستقلاً برای همان شین مصرف می‌شود، رزرو هر شین نیز به‌صورت مستقل برنامه‌ریزی می‌شود. همان‌طور که مشاهده می‌شود در ساعات میانی روز با توجه به قیمت پیشنهادی کمتر، رزرو توسط بارهای پاسخ‌گو تأمین شده و در سایر ساعات توسط بویلر تأمین می‌گردد. شکل ۱۱ تغییرات ولتاژ شین‌ها را در طی ۲۴ ساعت در مورد سوم نشان می‌دهد. در هر ساعت کم‌ترین ولتاژ مربوط به شین ۴ و در این شین کم‌ترین ولتاژ در ساعت ۱۵ رخ داده است. علت این موضوع بار نسبتاً زیاد و اینکه این شین در انتهای خط واقع شده است. شکل ۱۲ تغییرات فشار شین‌های گاز ورودی به هاب را در طی ۲۴ ساعت در مورد سوم نشان می‌دهد. با توجه به بار حرارتی زیاد در دو شین ۳ و ۴ باعث شارش بیشتر گاز به سمت این دو شین و افت فشار گاز شده است. وابستگی متقابل شبکه برق و گاز طبیعی جهت بهینه‌سازی بهره‌برداری از ریزشبهه در این بررسی نشان داده شد. همچنین مشاهده شد امنیت شبکه گازرسانی از لحاظ فشار و دبی گاز به‌اندازه شبکه برق از دید بهره‌بردار می‌بایست مورد توجه قرار داشته باشد.



شکل ۹: برنامه‌ریزی رزرو الکتریکی در ۲۴ ساعت برای مورد ۳

جدول ۸ میزان برق و گاز طبیعی خریداری‌شده از شبکه را نشان می‌دهد. کم‌ترین میزان برق خریداری‌شده از شبکه در مورد سوم و بیش‌ترین میزان خرید انرژی در مورد اول رخ داده است. این نتایج اهمیت حضور بارهای پاسخ‌گو و ذخیره‌ساز حرارتی در سیستم را نشان می‌دهد.

جدول ۹ پخش بار الکتریکی و گاز طبیعی درون خطوط شبکه در مورد ۳ و در ساعت ۱۵ به‌عنوان نمونه نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود خط واصل شین‌های ۲ به ۳ به علت تقاضای بیش‌تر پربارتر هستند. خطوط انتهایی با ظرفیت کم مواجه هستند.

جدول ۸: انرژی خریداری‌شده در حالات ۱ تا ۳

Case No.	Purchased Gas kW/ day	Purchased Electrical Energy kW/ day
۱	۱۰۵۲۴/۲	۹۶۵/۵
۲	۱۰۰۴۴/۳	۸۲۱/۱
۳	۱۰۳۰۰	۷۶۴/۶

جدول ۹: پخش بار الکتریکی و حرارتی در مورد ۳ و ساعت ۱۵

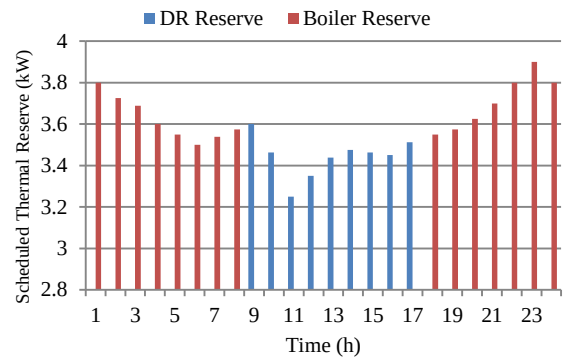
Line	Electrical Power Flow (pu)	Natural Gas Flow (pu)
۱-۲	۰/۹۰۴	-
۲-۳	۰/۶۳۸	۰/۶۰۲
۳-۴	۰/۰۵۷	۰/۲۲۰
۲-۵	۰/۰۶۰	۰/۲۲۲
۵-۶	۰/۰۶۶	۰/۱۱۱

شکل ۹ برنامه‌ریزی رزرو الکتریکی شبکه برای ۲۴ ساعت پیش‌رو در مورد ۳ نشان می‌دهد. با توجه به قیمت بالای بارهای پاسخ‌گو در ساعت ۱۰ و ۱۱، در این ساعات دیزل‌ژنراتور وظیفه تأمین رزرو را دارد.

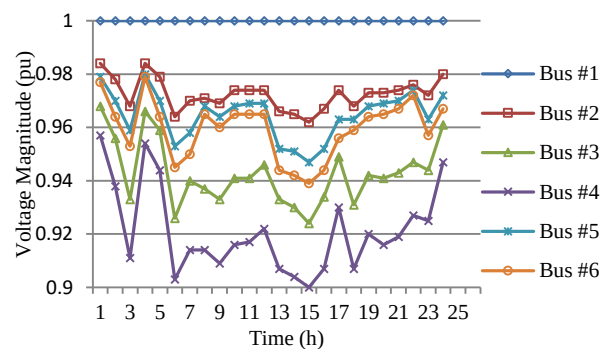
طبیعی با توجه به وابستگی متقابل گاز طبیعی و قیمت برق در این مقاله نیز مشخص گردید.

مراجع

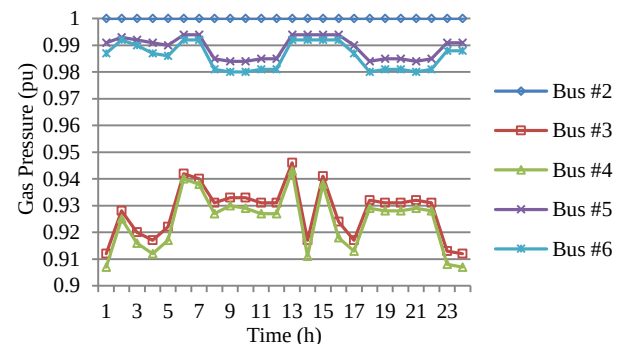
- [1] M. Marzband, et al. "A real-time evaluation of energy management systems for smart hybrid home Microgrids," *Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 624-633, 2017.
- [2] M. Marzband, et al. "Experimental validation of a real time energy management system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and MINLP," *Energy Conversion and Management*, vol. 76, pp. 314-322, 2013.
- [3] معصومه جوادى، موسى مرزبند و مازیار میرحسینی، «مدیریت بهینه انرژی در سیستم‌های چند ریزشبهه‌ای در بازار خرده‌فروشی انرژی بر پایه الگوریتم سلسله مراتبی تعاملی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۶، شماره ۳، صفحه ۱۰۷-۱۲۰، ۱۳۹۵.
- [4] M. Geidl, G. Koeppl, P. Favre-Perrod, B. Klockl, G. Andersson and K. Frohlich, "The energy hub – a powerful concept for future energy systems," *The third annual Carnegie Mellon conference on the electricity industry Conference*, March 2007.
- [5] G. Andersson, K. Frohlich and T. Krause, "Vision of Future Energy Networks (VoFEN)," *Federal Office of Energy SFOE Research program grids*, ABB Switzerland AG Corporate Research, Siemens AG Power Transmission and Distribution, AREVA T&D Technology Centre. December 2009.
- [6] M. Geidl and G. Andersson, "Optimal Coupling of Energy Infrastructures," *IEEE Power Tech Conference*, pp. 1398-1403, Lausanne, 2007.
- [7] E. Fabrizio, V. Corrado and M. Filippi, "A model to design and optimize multi-energy systems in buildings at the design concept stage," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 644-655, 2010.
- [8] A. Sharif, A. Almansoori, M. Fowler, A. Elkamel and K. Alrafea, "Design of an energy hub based on natural gas and renewable energy sources," *International Journal of Energy Research*, vol. 38, pp. 363-373, 2014.
- [9] M. Salimi, H. Ghasemi, M. Adelpour and S. Vaez-Zadeh, "Optimal planning of energy hubs in interconnected energy systems: a case study for natural gas and electricity," *IET Generation, Transmission and Distribution Proceedings*, vol. 9, no. 8, pp. 695-707, 2015.
- [10] M. S. Nazar and M. R. Haghifam, "Multiobjective electric distribution system expansion planning using hybrid energy hub concept," *Electric Power System Research*, vol. 79, pp. 899-911, 2009.
- [11] X. Zhang and M. Shahidepour, "Optimal Expansion Planning of Energy Hub With Multiple Energy Infrastructures," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2302-2311, 2015.
- [12] S. Pazouki, M. R. Haghifam, and A. Moser, "Uncertainty modeling in optimal operation of energy hub in presence of wind, storage and demand response," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 61, pp. 335-345, 2014.
- [13] M. Rastegar, M. Fotuhi-Firuzabad and M. Lehtonen, "Home Load Management in A Residential Energy Hub," *Electric Power System Research*, vol. 119, pp. 322-328, 2015.
- [14] A. Parisio, C. Del Vecchio, and A. Vaccaro, "A robust optimization approach to energy hub management,"



شکل ۱۰: برنامه‌ریزی رزرو حرارتی در ۲۴ ساعت برای مورد ۲



شکل ۱۱: ولتاژ شین‌های ۱ تا ۶ در مورد سوم



شکل ۱۲: فشار گاز شین‌های ۲ تا ۶ در مورد سوم

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله مدل برنامه‌ریزی بهره‌برداری بهینه از ریزشبهه با زیرساخت چندحاملی انرژی برای ۲۴ ساعت روز بعد با در نظر گرفتن الزامات شبکه انرژی ارائه شد. مدل پیشنهادی مدلی غیرخطی آمیخته با عدد صحیح بود که با استفاده از حل‌کننده CPLEX و CONOPT به‌ترتیب برای بخش خطی و غیرخطی مسئله در نرم‌افزار GAMS مورد مطالعه قرار گرفته و تابع هدف آن بهینه شد. نتایج نشان داد مشارکت بارهای پاسخ‌گو باعث کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و رزرو در شبکه شده است. مشارکت بارهای پاسخ‌گو باعث کاهش تلفات شبکه، بهبود پروفیل ولتاژ و فشار گاز شبکه و کاهش بارگذاری خطوط انتقال شبکه شده است. استفاده از ذخیره‌ساز حرارتی اثر زیادی بر روی پارامترهای شبکه و تلفات در مقایسه با مشارکت بارهای پاسخ‌گو ندارد. لزوم بهینه‌سازی هم‌زمان منابع الکتریکی و حرارتی و در نتیجه مصرف گاز

- With Time-Varying Load Models,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 3048-3057, 2014.
- [20] J. Wang, N.E. Redondo and F.D. Galiana, “Demand-side reserve offers in joint energy/reserve electricity markets,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, pp. 1300-1306, 2003.
- [21] A. Safdarian, M. Fotuhi-Firuzabad and M. Lehtonen, “Integration of Price-Based Demand Response in DisCos’ Short-Term Decision Model,” *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2235-2245, 2014.
- [22] E. S. Menon, *Gas Pipeline Hydraulics*, Taylor & Francis publishing, 2005.
- [23] M. Geidl and G. Andersson. “Optimal power flow of multiple energy carriers,” *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 145-155, 2007.
- [24] A. K. Basu, S. Chowdhury and S. P. Chowdhury, “Impact of Strategic Deployment of CHP-Based DERs on Microgrid Reliability,” *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1697-1705, 2010.
- [25] CONOPT manual – GAMS. Online on: www.gams.com/dd/docs/solvers/CONOPT.pdf.
- International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 42, no. 1, pp. 98–104, 2012
- [۱۵] ارسلان نجفی، حمید فلقی و مریم رضائی، «بیشینه‌سازی سود بهره‌برداری در سیستم‌های انرژی چندحاملی مبتنی بر ریسک»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۶، شماره ۴، صفحه ۳۱۷–۳۲۹، ۱۳۹۵.
- [16] A. Shabanpour-Haghighi and A. Seifi. “Effects of district heating networks on optimal energy flow of multi-carrier systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 379-387, 2016.
- [17] A. Shabanpour-Haghighi and A. Seifi. “Simultaneous integrated optimal energy flow of electricity, gas, and heat,” *Energy Conversion and Management*, vol. 101, pp. 579-591, 2015.
- [18] J. Zeng, J. F. Liu, J. Wu and H. W. Ngan, “A multi-agent solution to energy management in hybrid renewable energy generation system,” *Renewable Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 1352-1362, 2011.
- [19] D. Q. Hung, N. Mithulananthan and K. Y. Lee, “Determining PV Penetration for Distribution Systems

زیرنویس‌ها

¹ Combined Heat and Power

² Coupling Matrix

³ Micro grid Operator

⁴ Gross Heating Value