

بیشینه‌سازی سود بهره‌برداری در سیستم‌های انرژی چندحاملی مبتنی بر ریسک

ارسلان نجفی^۱، دانشجوی دکتری، حمید فلقی^۲، دانشیار، مریم رضانی^۳، استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه بیرجند - بیرجند - ایران - arsalan.najafi@birjand.ac.ir

۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه بیرجند - بیرجند - ایران - falaghi@birjand.ac.ir

۳- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه بیرجند - بیرجند - ایران - mramezani@birjand.ac.ir

چکیده: استفاده از حامل‌های انرژی مختلف در کنار یکدیگر بحث قابل اهمیتی بوده که طی سال‌های اخیر از آن تحت عنوان هاب انرژی یاد می‌شود. مدیر هاب به‌عنوان یک واسطه، ضمن مدیریت انرژی در هاب، انرژی موردنیاز مصرف‌کنندگان را نیز تأمین کرده و به دنبال راه‌هایی برای افزایش سود خود است. از این‌رو در این مقاله، تصمیم‌گیری برای بیشینه‌سازی سود بهره‌برداری مدیر هاب در یک بازه زمانی میان‌مدت، در محیط تجدید ساختاریافته بررسی شده است. هاب تحت‌مطالعه دارای ورودی‌های الکتریکی و گاز و خروجی‌های الکتریکی و حرارتی است. یک واحد تولید همزمان برق و حرارت (CHP) و کوره حرارتی نیز در درون هاب قرار داشته که تحت مالکیت مدیر است. انرژی الکتریکی از طریق بازار حوضچه توان، قراردادهای پیش‌رو و واحد تولید همزمان تهیه می‌شود. این انرژی از بازار عمده‌فروشی با قیمت متغیر خریداری شده و با یک تعرفه ثابت به مشتریان فروخته می‌شود. بنابراین قیمت پیشنهادی مدیر باید به‌گونه‌ای باشد که ضمن حفظ مشتری، بیش‌ترین سود را نیز به همراه داشته باشد. انرژی حرارتی نیز از طریق CHP و کوره حرارتی با تعرفه ثابت ورودی گازی تولید می‌شود. متغیرهای تصمیم در این مسئله عبارت‌اند از: میزان خرید انرژی الکتریکی از منابع مختلف، میزان خرید گاز طبیعی و قیمت پیشنهادی برای فروش انرژی الکتریکی در یک دوره زمانی میان‌مدت. بار الکتریکی مشتریان نیز متغیر بوده که به‌نوبه خود بر پیچیدگی تصمیم‌گیری می‌افزاید. برای کاهش آثار ناشی از عدم قطعیت‌ها و تصمیم‌گیری با کم‌ترین ریسک، معیاری مناسب از ارزیابی ریسک انتخاب شده است. کارایی مدل پیشنهادی با انجام دو آزمایش بررسی می‌شود.

کلیدواژه: سود، هاب انرژی، سیستم‌های انرژی چند حاملی، ریسک، بازار انرژی الکتریکی.

Risk-Based maximization of operation benefit in multi-carrier energy systems

A. Najafi, PhD student¹, H. Falaghi, Associate Professor², M. Ramezani, Assistant Professor³

1- Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran, Email: arsalan.najafi@birjand.ac.ir

2- Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran, Email: falaghi@birjand.ac.ir

3- Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran, Email: ramezani@birjand.ac.ir

Abstract: Simultaneous utilization of multiple energy carriers is an increasingly important topic, related to the concept of Energy Hub. Hub managers seek the ways to increase their benefit by procuring consumers load and managing the energy as an intermediary. Hence, decision making to maximize the hub manager benefit attracted lots of attention which the topic of investigation in this paper. The proposed algorithm is designed for medium-term time horizon energy hub in the restructured power system. The energy hub studied includes electricity and gas as its inputs and electricity and heat energy as its outputs. There are a Combined Heat and Power (CHP) and furnace units in the hub which are owned by the manager. Electricity is procured using pool market framework and forward contracts and the CHP unit. This energy is procured in the pool with uncertain prices and sold to consumers with fixed tariffs. Therefore, proposed price to customers should maintain the consumers as well as maximize the benefit. Heat energy is also procured by the CHP and furnace units with fixed tariff on gas. Decision making variables are amount of purchased electrical energy from different resources, amount of purchased natural gas as well as the price offered to the consumers in a medium-term time horizon. Electrical load demands of the consumers have uncertainty which is complicates the decision making process. An efficient risk aversion index is selected in order to decrease the uncertainties effect. The effectiveness of the proposed model is investigated in two experiments.

Keywords: Benefit, energy hub, multi-carrier energy systems, risk, electrical energy market.

تاریخ ارسال مقاله: ۹۴/۷/۵

تاریخ اصلاح مقاله: ۹۴/۸/۲۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۴/۱/۱۰

نام نویسنده مسئول: حمید فلقی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - بیرجند - بلوار دانشگاه - پردیس شوکت‌آباد - دانشگاه بیرجند - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - گروه مهندسی قدرت

۱- مقدمه

هاب انرژی به‌عنوان یک مفهوم جدید برای به‌کارگیری سیستم‌های انرژی چندحاملی اخیراً موردتوجه پژوهشگران قرار گرفته است. هاب انرژی یک واحد دریافت‌کننده، فرستنده، مبدل و ذخیره‌کننده انرژی است. این اقدامات به‌وسیله تجهیزات متنوعی از قبیل CHP^۱، ذخیره‌کننده‌های حرارتی و الکتریکی، ترانسفورماتور، بویلر و ادوات الکترونیک قدرت انجام می‌شود. درواقع نکته کلیدی در هاب انرژی اتصال منابع انرژی‌های مختلف به یکدیگر است [۱، ۲]. درگذشته که در سیستم قدرت تنها انرژی الکتریکی اهمیت داشته، خرده‌فروشان به‌عنوان واسطه بین فروشندگان و مصرف‌کنندگان انرژی قرار داشتند [۳]. حال با ظهور سیستم‌های انرژی چندحاملی و حضور بازارهایی نظیر بازار گاز طبیعی، مدیران هاب این نقش را بر عهده خواهند داشت. بدیهی است در صورتی که مدیران هاب به‌عنوان واسطه باشند، یکی از اهداف، همانند خرده‌فروشان، افزایش سود ناشی از این مدیریت انرژی خواهد بود.

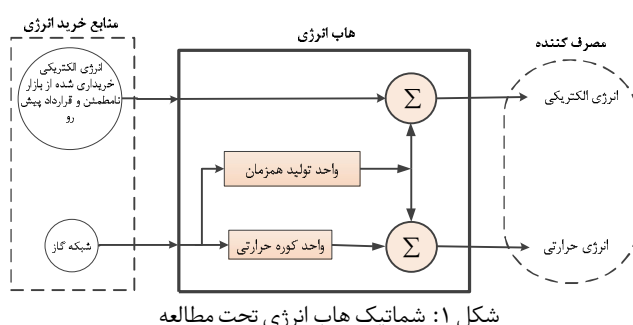
مدیریت انرژی از دیرباز یکی از اساسی‌ترین بخش‌های سیستم‌های قدرت بوده است. طی سال‌های اخیر، مدیریت انرژی در ریزشبکه‌ها موردتوجه بوده است. در [۴] یک الگوریتم مدیریت انرژی در ریزشبکه‌ها در حالت جزیره‌ای و با مدلی بر اساس برنامه‌ریزی آمیخته با اعداد صحیح ارائه شده است. در [۵، ۶] مدیریت انرژی ریزشبکه‌ها با استفاده از الگوریتم‌های تکاملی مورچگان و رقابت استعماری حل شده است. مرجع [۷] مدیریت انرژی را با در نظر گرفتن بازار روزانه و زمان حقیقی انجام داده است. تاکنون نیز در سیستم تجدید ساختاریافته، تصمیم‌گیری در راستای بیشینه‌سازی سود و یا تأمین انرژی مصرف‌کنندگان مدنظر بوده است [۸، ۹]. مقالات متعددی هم وجود دارند که برنامه‌ریزی منابع مختلف انرژی الکتریکی را در کنار یکدیگر بررسی کرده‌اند. مراجع [۱۰، ۱۱] منابع تولید انرژی الکتریکی تلمبه‌ذخیره‌ای را در کنار توربین‌های بادی تحلیل کرده است. ولی امروزه مقالات متعددی حضور حامل‌های انرژی مختلف را در کنار یکدیگر در محیط سنتی و یا تجدید ساختاریافته موردتوجه قرار داده‌اند [۱۲، ۱۳]. در سال‌های اخیر حضور این حامل‌ها در کنار یکدیگر به‌صورت متمرکزتری تحت عنوان هاب انرژی بررسی شده است. پژوهشگران طی سال‌های اخیر به جنبه‌های طراحی و بهره‌برداری از هاب انرژی پرداخته‌اند. در [۱۴] بحث برنامه‌ریزی طراحی هاب انرژی در یک فضای برخورداری از انرژی الکتریکی و گاز بررسی شده است. در این مقاله هدف بر این است که مشخص شود در هر هابی چه تجهیزاتی و با چه اندازه‌ای باید قرار بگیرند. تعدادی هاب انرژی در این حالت در نظر گرفته شده که بین آن‌ها شارش انرژی الکتریکی و گاز وجود داشته و در درون آن‌ها تجهیزات ذخیره‌کننده و مبدل قرار دارند. به‌صورت مشابه در [۱۵] برنامه‌ریزی توسعه هاب انرژی تحلیل شده است. در [۱۶] موضوع هاب انرژی با اهداف اقتصادی و قابلیت اطمینان مطرح شده است که در آن، هدف انتخاب صحیح تجهیزات تشکیل‌دهنده هاب

انرژی است. شاخص قابلیت اطمینان ماکزیمم احتمال فقدان بار و کفایت سیستم در حالت پیشامدهای یگانه موردتوجه قرار گرفته است. تعدادی از پژوهشگران نیز جنبه‌های مرتبط با بهره‌برداری از هاب انرژی را بررسی کرده‌اند. در [۱۷] هاب انرژی در سطح مصارف خانگی و در خانه‌های هوشمند موردتوجه نویسندگان قرار گرفته است. در این هاب، یک CHP در مقیاس کوچک و یک خودروی الکتریکی در نظر گرفته شده است. هدف از بهره‌برداری این مدل، کمینه‌کردن هزینه‌های پرداختی مشتری است. در چنین فضایی باید مشخص شود که چه میزان از هر حامل انرژی باید مصرف و یا تبدیل شود، به‌گونه‌ای که بار تقاضا برآورده شود. نویسندگان در [۱۸] به مدیریت انرژی هاب‌های هوشمند پرداخته‌اند. هوشمند بودن هاب در آن به معنی آگاهی مشترکین از قیمت‌های انرژی به‌منظور تنظیم میزان انرژی مصرفی خود است. در [۱۹] نیز هاب انرژی در مقیاس خانگی بررسی شده و در آن پاسخ‌گویی بار و مدیریت سمت تقاضا در نظر گرفته شده است. همچنین یک بهینه‌سازی چندهدفه برای مشارکت مصرف‌کنندگان در جهت کاهش گازهای گلخانه‌ای انجام شده است. یک روش بهره‌برداری دربرگیرنده تغییرات دینامیکی بار حرارتی در [۲۰] توسط نویسندگان پیشنهاد شده است. این تغییرات به‌وسیله شبیه‌سازی مونت‌کارلوی زنجیره مارکوف پیشنهاد شده است. ضمن اینکه ارتباط متقابل بین حامل‌های انرژی مختلف نیز در آن در نظر گرفته شده است. در [۲۱]، تأثیر ظرفیت ذخیره‌سازهای انرژی در مقیاس کوچک خانگی بررسی شده است که در آن یک استراتژی کنترلی برای ذخیره‌سازها و مبدل‌ها استفاده شده که در نهایت موجب به دست آمدن هزینه بهینه می‌شود. در مرجع [۲۲] یک بهینه‌سازی بر روی میزان شارش توان انجام شده است. این بهینه‌سازی در سیستم‌های قدرت بین‌ناحیه‌ای انجام شده است. برای نیل به این هدف از بهینه‌سازی چندهدفه آرمانی^۲ استفاده شده است. این مقاله دارای بهینه‌سازی انرژی است که در آن می‌توان بار را برآورده کرد و هزینه‌های انرژی را کمینه کرد. همچنین در این فضا اهداف بهره‌برداری بهینه و قابل‌اطمینان به تصویر کشیده شده‌اند. درواقع به مفهوم‌های درونی هاب پرداخته نشده است و بیشتر نویسندگان بر روی بهینه‌سازی آن تمرکز کرده‌اند. ورودی‌های هاب، انرژی الکتریکی و گاز طبیعی هستند و از خروجی نیز انرژی الکتریکی و حرارت استحصال می‌شود. در درون هاب نیز یک ترانسفورماتور الکتریکی، یک CHP و یک کوره حرارتی^۳ قرار دارند.

در [۲۳] فرمول‌بندی جدیدی برای مدل کردن هاب انرژی ارائه شده است. این فرمول‌بندی دربرگیرنده یک مسئله خطی آمیخته با اعداد صحیح^۴ است که تعادل بین حامل‌های انرژی را با تبدیل و ذخیره‌سازی بهینه با توجه به قیود مشخص برقرار می‌کند. این فرمول‌بندی قادر است تلفات ذخیره‌کننده‌ها را لحاظ کرده و محدودیت‌های بهره‌برداری را هم در بر بگیرد. این فرمول‌بندی بر روی یک هاب انرژی با حامل‌های ورودی انرژی الکتریکی گاز و پنل خورشیدی پیاده‌سازی شده است. نویسندگان مقاله [۲۴] یک مدل

قیمتی ثابت فرض نمود. از طرفی انرژی الکتریکی باقیمت متغیر از بازار انرژی الکتریکی خریداری می‌شود ولی به قیمتی ثابت به مصرف‌کنندگان فروخته می‌شود. به همین دلیل انتخاب قیمتی مناسب برای فروش انرژی الکتریکی باهدف بیشینه‌سازی سود و حفظ مشتریان از اهمیت به سزایی برخوردار است. میزان عکس‌العمل مصرف‌کنندگان به قیمت پیشنهادی انرژی الکتریکی از طریق منحنی قیمت-توان^۶ مدل‌سازی می‌شود. شکل ۱ موقعیت مدیر هاب در تهیه انرژی‌های مختلف و مصرف‌کنندگان را نشان می‌دهد. حال تصمیم‌گیری بدین‌صورت تعریف می‌شود که مدیر هاب از بازار انرژی الکتریکی و شبکه گاز در هر ساعتی به چه میزان انرژی خریداری نماید، تا با استفاده از حامل‌های خریداری‌شده و واحدهای گازی موجود به بیش‌ترین سود ممکن دست یابد. ضمن اینکه باید قیمت پیشنهادی نیز در متغیرهای تصمیم‌گیری لحاظ شود. مدیر هاب با چالش عدم قطعیت قیمت بازار و بار الکتریکی مصرف‌کنندگان مواجه است. بنابراین باید این عدم قطعیت‌ها به‌گونه‌ای در مسئله لحاظ شوند. مفهوم سناریو یکی از قابلیت‌های برنامه‌ریزی تصادفی بوده که با استفاده از آن می‌توان این عدم قطعیت‌ها را پوشش داد.

بنابراین ابتدا باید سناریوهایی از منابع عدم قطعیت موجود در مقاله (قیمت بازار و تقاضای الکتریکی) تولید شده و سپس مدل مسئله در قالب برنامه‌ریزی تصادفی بیان شود.



۳- تولید سناریو

دو منبع عدم قطعیت در این مقاله در نظر گرفته شده است که با استفاده از مفهوم سناریو، این عدم قطعیت‌ها در نظر گرفته می‌شوند. ماهیت قیمت بازار همواره به‌گونه‌ای است که دارای میانگین و پراکنش متغیر با زمان است. به همین دلیل ابتدا سناریوهای مربوط به قیمت بازار باید تولید شوند. برای تولید این سناریوها از سری زمانی ARIMA^۷ استفاده می‌شود. فرم کلی این سری زمانی به‌صورت زیر است [۲۶]:

$$\phi(B) \cdot \lambda_t = \theta(B) \cdot \varepsilon_t \quad (1)$$

در این رابطه ε_t تابع توزیع نرمال با میانگین صفر و λ_t نیز قیمت بازار در ساعت t ام هستند. $\phi(B)$ و $\theta(B)$ نیز عملگرهای پس‌رو^۸ هستند که هرکدام با یک سری ضرایب معنی‌دار مشخص می‌شوند. این ضرایب با استفاده از روش باکس^۹ و جنکینس^{۱۰} قابل حصول هستند [۲۷]. بعد

پخش‌بار برای هاب انرژی ارائه کرده‌اند. این پخش‌بار بر اساس مجموعه‌ای از معادلات غیرخطی است که درواقع اتصالات شبکه را بیان می‌کند. آن‌ها روش خود را در یک شبکه نمونه که مشتمل بر یک کوره گاز، CHP و مبدل حرارتی است، پیاده‌سازی و اجرا نموده‌اند. آن‌ها همچنین وجود ذخیره‌کننده را در شبکه بررسی کرده‌اند. [۲۵] چارچوبی را توسعه داده است که در آن از یک برنامه‌ریزی آمیخته با اعداد صحیح برای مکان‌یابی و کنترل سیستم انرژی خانگی استفاده شده است. اگرچه در این مقاله از هاب انرژی سخنی به میان نیامده است، ولی این مقاله را می‌توان مدل خاصی از هاب انرژی در نظر گرفت. در این مقاله نیز از حامل‌های انرژی الکتریکی، گاز و حرارت استفاده شده است.

در راستای تکمیل پژوهش‌های انجام‌شده در این زمینه، در این مقاله مدیریت انرژی در هاب به‌منظور بیشینه‌سازی سود مدیر هاب انجام می‌شود. درواقع نوآوری اصلی این مقاله، گسترش مفهوم خرده‌فروشی انرژی الکتریکی به هاب انرژی در محیط تجدید ساختاریافته و در نظر گرفتن سایر حامل‌های انرژی علاوه بر انرژی الکتریکی است. در چنین شرایطی که مدیر هاب مشابه خرده‌فروش انرژی بوده که با عدم قطعیت‌های ناشی از قیمت بازار و بار مصرف‌کنندگان مواجه است و باید ضمن مدیریت انرژی در میزان تولید و خرید انرژی‌ها، سود خود را نیز بیشینه کند. برای کنترل میزان ریسک تصمیم‌گیری از معیار مقدار شرطی در ریسک^۵ استفاده می‌شود. قابل‌ذکر است که از عدم قطعیت ناشی از بار حرارتی در این مقاله صرف‌نظر می‌شود.

در این مقاله ابتدا بیان مسئله و سپس نحوه تولید سناریوها بیان خواهد شد. بعدازاین مرحله، مدل‌سازی بازار انرژی الکتریکی و هاب انرژی بیان می‌شود. فرمول‌بندی مسئله در بخش پنجم و نتایج مطالعات عددی در بخش ششم ارائه می‌شوند و درنهایت نتیجه‌گیری بیان خواهد شد.

۲- بیان مسئله

همان‌گونه که ذکر شد، مدیر هاب انرژی به‌صورت واسطه نقشی مشابه خرده‌فروش انرژی الکتریکی دارد، با این تفاوت که در درون هاب تجهیزاتی وجود داشته که تحت مالکیت مدیر قرار دارد. هدف از این مسئله بیشینه‌سازی سود با استفاده از منابع الکتریکی و گازی موجود برای خرید انرژی و تجهیزات CHP و کوره حرارتی برای تبدیل انرژی است. انرژی‌های الکتریکی و حرارتی در خروجی هاب قرار داشته که با فروش این انرژی‌ها درآمد حاصل می‌شود. انرژی الکتریکی از بازار حوضچه توان و قرارداد پیش‌رو تأمین می‌شود. قیمت‌ها در بازار حوضچه دارای عدم قطعیت هستند. انرژی حرارتی نیز از طریق واحدهای گازی CHP و کوره حرارتی تأمین می‌شود. به دلیل نوسان کم‌قیمت در شبکه گاز، قیمت این حامل ثابت فرض می‌شود. از طرفی می‌توان با دقت قابل قبولی انرژی حرارتی را نیز، که به‌وسیله گاز تولید می‌شود، با تعرفه

۴- مدل‌سازی بازار انرژی الکتریکی و هاب انرژی

۴-۱- منحنی قیمت-توان

رابطه‌ی بین قیمت ارائه‌شده و تقاضای واقعی ارائه‌شده به مشتری (گروهی از مشتریان) توسط مدیر هاب مدل‌سازی می‌شود. منحنی قیمت-توان مقدار انرژی الکتریکی پیشنهادشده توسط مدیر را که یک گروه از مشتریان قصد خرید در قیمتی مشخص‌شده را دارند، تعیین می‌کند.

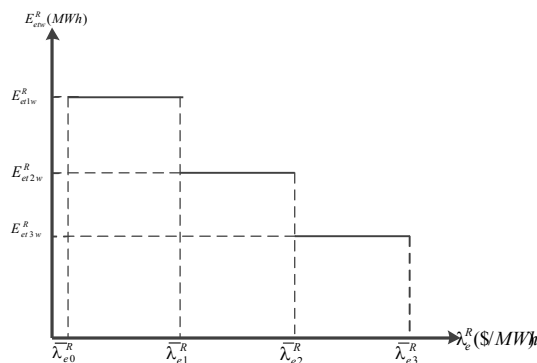
این منحنی قبل از تصمیم‌گیری در مورد مسئله تخمین زده می‌شود. تقاضای کلی گروه مشتری‌ها در فاصله t با E_{et}^D نشان داده می‌شود. همچنین تقاضای مشتری برای مدیر نامشخص بوده که به‌صورت فرآیندی تصادفی ترسیم می‌شود. میزان تقاضای الکتریکی پشتیبانی‌شده توسط مدیر (E_{et}^R) همواره حداکثر برابر کل تقاضای مشتریان است. درنهایت این منحنی که نشان‌دهنده رابطه بین قیمت پیشنهادی به هر مشتری (λ_e^R) و انرژی الکتریکی پشتیبانی‌شده است، به‌صورت شکل ۳ ارائه می‌شود. با افزایش قیمت پیشنهادی در این مدل، درصد تأمین انرژی توسط مدیر کاهش می‌یابد. به‌عبارتی دیگر، هر چه قیمت پیشنهادی ارائه‌شده توسط خرده‌فروش بالاتر باشد، مصرف‌کنندگان تمایل کم‌تری به خرید انرژی از خود نشان می‌دهند. بنابراین منحنی مربوط به این فرایند نزولی بوده تا این کاهش تمایل به‌خوبی مدل‌سازی شود. بنابراین مدیر باید قیمتی پیشنهاد بدهد که ضمن حفظ سود، بتواند مشتریان خود را نیز حفظ کند. برای حل مسئله با استفاده از روش‌های ریاضی، عموماً این منحنی با استفاده از تعدادی پله تقریب زده می‌شود.

بدیهی است درآمد حاصل از فروش انرژی الکتریکی باقیمت پیشنهادی رابطه مستقیم داشته و به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$R_{etw}^R = \lambda_e^R E_{etw}^R, \forall e, \forall t, \forall w \quad (4)$$

$$\lambda_e^R = \sum_{i=1}^{N_I} \lambda_{ei}^R, \forall e \quad (5)$$

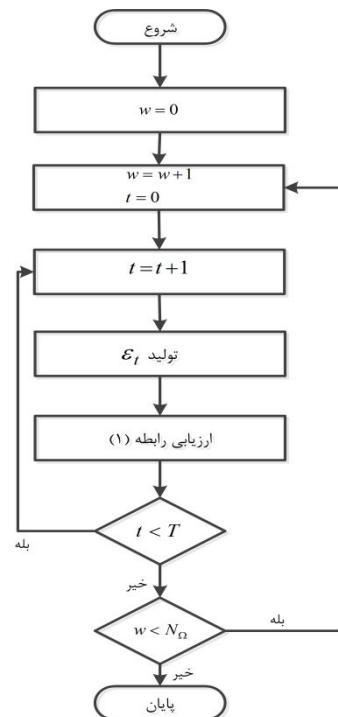
در این رابطه R_{etw}^R درآمد حاصل از فروش انرژی الکتریکی در ساعت t ، سناریو w و مشتری e است و N_I نیز تعداد کل پله‌های تقریبی منحنی قیمت-توان است.



شکل ۳: منحنی قیمت-توان

از مشخص شدن ضرایب، با تولید اعداد تصادفی با استفاده از تابع توزیع نرمال موجود در رابطه، می‌توان سناریوهای مختلف را تولید کرد. مراحل تولید سناریو در فلوچارت شکل ۲ آورده شده است. برای تولید سناریوها در این مقاله، از سری زمانی با ضرایب ذکرشده در مرجع [۸] استفاده می‌شود. رابطه نهایی این سری زمانی به‌صورت زیر است:

$$\begin{aligned} & (1 - 0.637 B_1 - 0.177 B_2 + 0.0347 B_3)(1 - 0.342 B_{24} \\ & + 0.075 B_{32} - 0.181 B_{48} - 0.144 B_{72} \\ & - 0.038 B_{97} - 0.009 B_{121} + 0.049 B_{143} - 0.014 B_{145}) \\ & (1 + 0.180 B_{168})(1 - B)(1 - B^{24}) \log(\lambda_t) = \\ & (1 + 0.929 B_1 + 0.036 B_2)(1 - 0.093 B_{24} + \\ & 0.576 B_{168} + 0.035 B_{336} + 0.053 B_{504}) \end{aligned} \quad (2)$$



شکل ۲: فلوچارت روش تولید سناریوهای قیمت

با توجه به همبستگی میان قیمت بازار و بار مصرف‌کنندگان، میزان بار در هر ساعت باید با توجه به قیمت بازار تولید شود. در همین راستا از رابطه‌ی ارائه‌شده در [۲۸] برای تولید سناریوهای بار استفاده می‌شود. این رابطه به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$E_{etw}^D = \bar{E}_{et}^D \left[1 + \gamma_e \left(\frac{\lambda_{tw}^P - \bar{\lambda}_t}{\bar{\lambda}_t} \right) \right] \quad (3)$$

در این رابطه E_{etw}^D میزان بار در سناریوی w مصرف‌کننده e ، میانگین سناریوی قیمت تولیدشده در زمان t ، λ_{tw}^P قیمت انرژی الکتریکی در حوضچه $\bar{E}_{et}^D$ میانگین بار در ساعت t و γ_e نیز عددی است که نشان‌دهنده ارتباط بین قیمت و بار است که در این مقاله برای مصرف‌کنندگان مختلف برابر ۰/۲، ۰/۳ و ۰/۴ در نظر گرفته می‌شود.

۴-۴- مدل‌سازی CHP و کوره حرارتی

در CHP، P_{tw}^{CHP} میزان توان الکتریکی تولید شده است که به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$P_{tw}^{CHP} = \gamma_e^{chp} P_{gtw}^{CHP} \quad (۸)$$

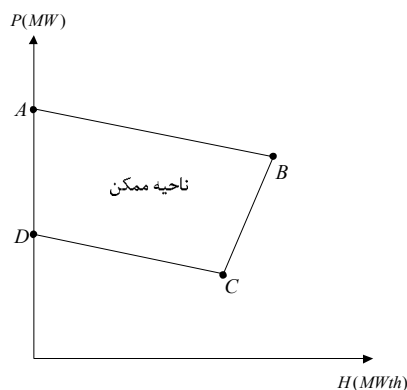
کوره حرارتی نیز گاز مصرف کرده و انرژی حرارتی تولید می‌کند. رابطه بین ورودی و خروجی کوره حرارتی به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$H_{tw}^F = \gamma^{furnace} P_{gtw}^{Furnac} \quad (۹)$$

در این روابط H_{tw}^F ، γ_e^{chp} و $\gamma^{furnace}$ به ترتیب توان تولیدی با کوره حرارتی، ضریب تبدیل گاز به توان الکتریکی توسط CHP و ضریب تبدیل گاز به حرارت توسط کوره حرارتی و P_{gtw}^{CHP} و $P_{gtw}^{furnace}$ نیز میزان گاز ورودی به CHP و کوره حرارتی در سناریوی w هستند. میزان توان حرارتی تولیدی با CHP (H_{tw}^{CHP}) به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$H_{tw}^{CHP} = \gamma_h^{chp} P_{gtw}^{CHP} \quad (۱۰)$$

در این رابطه γ_h^{chp} ضریب تبدیل گاز به حرارت در CHP است. توان الکتریکی و حرارتی خروجی CHP به صورت متقابل به یکدیگر وابسته هستند. به همین دلیل این وابستگی به صورت یک ناحیه بسته‌ی ممکن تعریف می‌شود. شکل ۵ این ناحیه محصور ممکن را به تصویر کشیده که در آن جواب‌های ممکن تولیدی CHP در ناحیه محصور ABCD قرار دارند [۳۰]. محور افقی نشان‌دهنده حرارت خروجی و محور عمودی نیز نشان‌دهنده خروجی الکتریکی CHP است و زوج مرتب $A(H_A, P_A)$ نشان‌دهنده مختصات نقطه A از ناحیه محصور است که عدد اول و دوم از این زوج به ترتیب خروجی حرارتی و الکتریکی را نشان می‌دهند.



شکل ۵: ناحیه محصور ممکن برای خروجی حرارتی و الکتریکی CHP

۵- فرمول‌بندی مسئله در چارچوب برنامه‌ریزی تصادفی

۵-۱- متغیرهای تصمیم‌گیری

مسئله بیشینه‌سازی سود مدیر هاب یک مسئله دومرحله‌ای تصادفی است. در مرحله اول متغیرهایی قرار دارند که بدون اطلاع از شرایط

۴-۲- مدل‌سازی بازار حوضچه توان

خرده‌فروش مقداری از انرژی تحویلی برای مشتریان را با خرید از حوضچه (بازار حوضچه^{۱۱}) انجام می‌دهد. اگر خرده‌فروش احساس کند فروش انرژی در حوضچه سودمند است، می‌تواند اقدام به انجام این کار نماید. به صورت مشابهی قیمت‌های بازار حوضچه نیز به صورت تصادفی مشخص می‌شوند. میزان انرژی خریداری‌شده در حوضچه طبق رابطه زیر مشخص می‌شود [۲۹]:

$$C_{tw}^P = \lambda_{tw}^P E_{tw}^P \quad (۶)$$

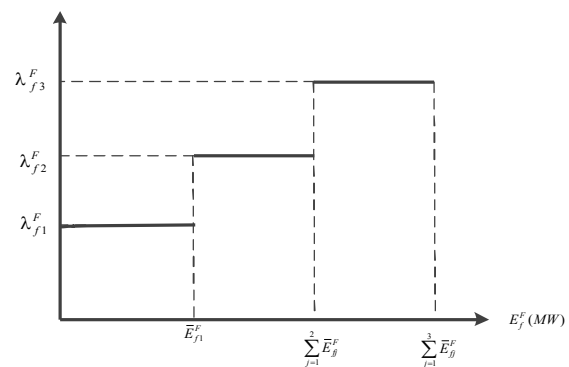
در این رابطه، C_{tw}^P مجموع هزینه تجارت حوضچه و E_{tw}^P میزان انرژی خریداری‌شده از حوضچه است.

۴-۳- قراردادهای پیش‌رو

به طور معمول واسطه‌هایی مانند خرده‌فروشان انرژی الکتریکی یا مدیران انرژی، به منظور تأمین بخشی از تقاضای مشتریان اقدام به خرید از طریق قرارداد پیش‌رو^{۱۲} می‌کند. این بازار اجازه می‌دهد تا انرژی را قبل از فروش با قیمت ثابت خریداری کند. دور از واقعیت نیست که فرض کرد این واسطه‌ها در قیمت قراردادهای تأثیرگذار است و قابلیت تغییر قیمت‌ها را دارد. در این مقاله از مدل استفاده‌شده در [۳] استفاده شده است. شکل ۴ منحنی قرارداد پیش‌رو را با سه بلوک نشان می‌دهد. قیمت قرارداد در محور عمودی و میزان انرژی خریداری‌شده از قرارداد در محور افقی نشان داده شده است. این منحنی دارای شکلی صعودی بوده که بیان‌کننده تقریبی از منحنی درجه دوم هزینه تولیدی واحدها است. بدیهی است با در نظر گرفتن منحنی، با افزایش میزان توان تولیدی واحدها میزان هزینه آن‌ها نیز افزایش می‌یابد. بنابراین قیمت‌های مدنظر طرف‌های قرارداد پیش‌رو (مالک واحدهای تولیدی) از این منحنی صعودی تبعیت می‌کند.

$$C_t^F = \sum_{f \in Ft} \sum_{j=1}^{N_f} \lambda_{fj}^F E_{fj}^F, \forall t \quad (۷)$$

در این رابطه E_{fj}^F هزینه خرید از هر بلوک قراردادهای پیش‌رو، λ_{fj}^F قیمت قرارداد در هر بلوک، C_t^F هزینه نهایی قرارداد و N_f نیز تعداد بلوک‌ها را نشان می‌دهد.



شکل ۴: منحنی خرید از قرارداد پیش‌رو

امید ریاضی $100\% \times (1 - \alpha)$ از سناریوها با کم‌ترین مقدار سود است. $CVaR$ به صورت زیر به رابطه قبل اضافه می‌شود:

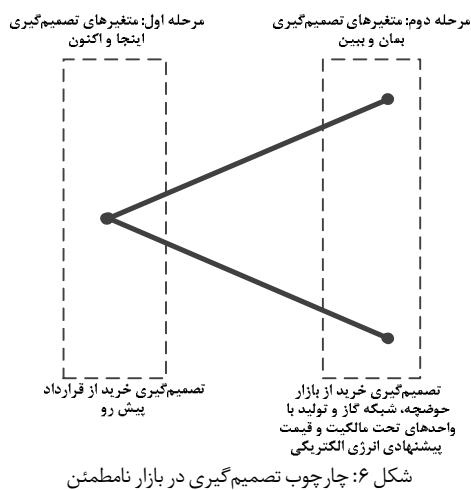
$$\text{Maximize}$$

$$\sum_{w=1}^{N_{\Omega}} \pi_w \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{e=1}^{N_E} \sum_{i=1}^{N_I} \lambda_{et}^R E_{etw}^R + \lambda_h^R (H_{tw}^F + H_{tw}^{CHP}) - \lambda_{nw}^P E_{nw}^P - \sum_{f \in Ft} \sum_{j=1}^{N_J} \lambda_{fj}^F E_{fj}^F - (P_{gtw}^{CHP} + P_{gtw}^{furnace}) \cdot \lambda_{gas} + \beta (\xi - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{w=1}^{N_{\Omega}} \pi_w \eta_w) \quad (14)$$

در این رابطه β عددی است که اهمیت میزان ریسک را نشان داده و موجب ایجاد تعادل امید ریاضی سود و ریسک می‌شود. ξ مقدار در ریسک^{۱۵} نامیده می‌شود. VaR بزرگ‌ترین مقدار سودی است که در آن احتمال میزان سودهایی که کمتر یا مساوی ξ است، کوچک‌تر یا مساوی $(1 - \alpha)$ است. همچنین η_s شرایطی را به وجود می‌آورد که سودهای کوچک‌تر از ξ مثبت باشند [۱۰].

در تابع هدف مذکور محدودیت زیر نیز باید در نظر گرفته شود:

$$-\sum_{t=1}^{N_T} \sum_{e=1}^{N_E} \sum_{i=1}^{N_I} \lambda_{et}^R E_{etw}^R + \lambda_h^R (H_{tw}^F + H_{tw}^{CHP}) - \lambda_{nw}^P E_{nw}^P - \sum_{f \in Ft} \sum_{j=1}^{N_J} \lambda_{fj}^F E_{fj}^F - (P_{gtw}^{CHP} + P_{gtw}^{furnace}) \cdot \lambda_{gas} + \xi - \eta_w \leq 0, \eta_w \geq 0 \quad (15)$$



شکل ۶: چارچوب تصمیم‌گیری در بازار نامطمئن

۳-۵- محدودیت‌های بازار انرژی الکتریکی

در مشارکت حوضچه توان محدودیتی وجود نداشته و می‌تواند دارای مقداری مثبت و یا منفی باشد. مقدار مثبت به معنی خرید انرژی الکتریکی و مقدار منفی به معنی فروش انرژی الکتریکی در حوضچه توان است. در مورد قرارداد پیش‌رو نیز این قرارداد بین مقادیر بالا و پایین خود با توجه به بلوک‌های قرارداد محصور می‌شود. این قیود به صورت زیر بیان می‌شوند:

$$0 \leq E_{fj}^F \leq \bar{E}_{fj}^F, \forall f, \forall j \quad (16)$$

$$E_{fj}^F = \sum_{j=1}^{N_J} E_{fj}^F, \forall f \quad (17)$$

در این رابطه $\bar{E}_{fj}^F$ حداکثر مقدار بلوک ز در قرارداد f است.

• محدودیت میزان بار پشتیبانی شده

آینده بازار در مورد آن‌ها تصمیم‌گیری می‌شود. به این متغیرها که در این مسئله دربرگیرنده متغیرهای قرارداد پیش‌رو هستند، متغیرهای اینجا و اکنون^{۱۳} گفته می‌شود. تصمیم‌گیری در مورد این متغیر در ابتدای دوره انجام می‌گیرد. در مرحله دوم متغیرهای حوضچه توان، قیمت پیشنهادی انرژی الکتریکی و تولیدات واحدهای گازی قرار دارند. این متغیرها به زمان تصمیم‌گیری نزدیک بوده که به آن متغیرهای بمان و ببین^{۱۴} گفته می‌شود. این مسئله برای یک بازه میان‌مدت ۴ هفته‌ای حل می‌شود. برای کاهش زمان محاسبات، هر ۲ ساعت یک واحد زمانی فرض می‌شود که این امر موجب نصف شدن ساعات برنامه‌ریزی می‌شود و در نتیجه تعداد ساعات به ۳۳۶ کاهش می‌یابد [۳]. متغیرهای تصمیم در این مسئله عبارت‌اند از:

- تشخیص میزان و مقدار خرید انرژی از قراردادهای پیش‌رو
- میزان خرید انرژی الکتریکی از حوضچه توان در تمامی زمان‌ها
- میزان گاز طبیعی خریداری شده برای واحدهای گازی
- میزان قیمت پیشنهادی انرژی الکتریکی به مصرف‌کنندگان

شکل ۶ چارچوب تصمیم‌گیری را نشان می‌دهد. در این شکل تعداد مرحله‌ها و نوع متغیرهای تصمیم‌گیری در هر مرحله مشخص شده است. هر سناریویی از گره مبدأ تا گره مرحله دوم است.

۵-۲- تابع هدف

مسئله بیشینه‌سازی سود مدیر هاب یک مسئله در قالب برنامه‌ریزی تصادفی بوده که خروجی‌های آن در قالب امید ریاضی بیان می‌شوند. امید ریاضی سود مسئله از تفاضل درآمد حاصل از فروش انرژی الکتریکی (Revenue) و حرارتی و هزینه ناشی از خرید حامل‌های انرژی الکتریکی و گاز (Cost) به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\text{Maximize (Revenue - Cost)} \quad (11)$$

$$\text{Revenue} = \sum_{w=1}^{N_{\Omega}} \pi_w \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{e=1}^{N_E} \sum_{i=1}^{N_I} \lambda_{et}^R E_{etw}^R + \lambda_h^R (H_{tw}^F + H_{tw}^{CHP}) \quad (12)$$

$$\text{Cost} = \sum_{w=1}^{N_{\Omega}} \pi_w \sum_{t=1}^{N_T} (\lambda_{nw}^P E_{nw}^P + \sum_{f \in Ft} \sum_{j=1}^{N_J} \lambda_{fj}^F E_{fj}^F + (P_{gtw}^{CHP} + P_{gtw}^{furnace}) \cdot \lambda_{gas}) \quad (13)$$

در این رابطه π_w احتمال وقوع سناریو، N_E تعداد مشتریان، N_T تعداد ساعات تصمیم‌گیری و N_{Ω} نیز تعداد کل سناریوها است. همچنین λ_{gas}^R و λ_h^R نیز به ترتیب قیمت فروش انرژی حرارتی و قیمت گاز طبیعی است.

در صورتی که ریسک در تصمیم‌گیری لحاظ شود، آنگاه عبارتی بیانگر مقدار شرطی در ریسک به رابطه اضافه خواهد شد. مدل مقدار شرطی در ریسک در سطح اطمینان α بیان می‌شود. $CVaR$ درواقع

۶- نتایج مطالعات عددی

به‌منظور انجام شبیه‌سازی، یک دوره زمانی ۴ هفته‌ای در هابی مطابق با شکل ۱ در نظر گرفته شده است. هر ۲ ساعت، یک واحد زمانی فرض شده و ۶۷۲ ساعت این دوره با تقریب مناسبی به ۳۳۶ ساعت تبدیل شده است. با این تقریب ضمن حفظ ساعات پیک، بار متوسط و کم در مشخصه بار شبانه‌روزی، تعداد ساعات شبیه‌سازی نیز نصف شده و در نهایت موجب کاهش زمان محاسبات می‌شود. با در نظر گرفتن شرایط ذکر شده، شبیه‌سازی‌ها در یک سیستم با اطلاعات واقعی قیمت بازار انرژی الکتریکی انجام شده است. اطلاعات مربوط به قیمت در این سیستم، اطلاعات مربوط به شهر نیویورک با استفاده از سری زمانی ARIMA ذکر شده در بخش ۳ طی ۱۰۰ سناریو ایجاد شده است و سه مصرف‌کننده وجود داشته که میزان مصرف آن‌ها با توجه به رابطه ۳ استخراج شده است [۳۱]. قابل ذکر است، به دلیل محدودیت در سیستم‌های محاسباتی تعداد سناریوها به عدد ۱۰۰ محدود شده است. اشکال ۷ تا ۱۰ به ترتیب تمام سناریوهای تولید شده برای قیمت بازار و بار الکتریکی مصرف‌کنندگان را نشان می‌دهد. قابل ذکر است بار الکتریکی مصرف‌کنندگان با در نظر گرفتن همبستگی بین قیمت و بار و با استفاده از رابطه (۳) برای هر سه مصرف‌کننده تولید شده است. دو سناریو ۹۳ و ۱۰۰ در شکل مربوط به قیمت بازار از بین مجموعه سناریوها انتخاب شده، تا تفاوت قیمت در سناریوها به‌صورت گرافیکی مشخص شود. قابل ذکر است که سناریوهای بیش‌تری را نیز می‌توان برای تحلیل انتخاب نمود. ولی به دلیل وجود اطلاعات زیاد در شکل‌ها، تعداد حداقل سناریوها (دو سناریو) برای مقایسه در ادامه انتخاب شده تا بتوان وضوح بیش‌تری را از نظر گرافیکی در اشکال ارائه نمود. بدیهی انتخاب تعداد سناریوی بیش‌تر از بین ۱۰۰ سناریوی موجود (علاوه بر سناریو ۹۳ و ۱۰۰) دارای تحلیل مشابهی با دو سناریوی یاد شده است. منحنی قیمت-توان پیشنهادی به این مصرف‌کنندگان مطابق شکل ۱۱ بوده که دارای ۶۵ پله است. همان‌گونه که ذکر شد، از عدم قطعیت بار حرارتی صرف‌نظر می‌شود و میزان مصرف آن‌ها مطابق شکل ۱۲ است که اطلاعات مربوط به آن از نرم‌افزار HOMER استخراج شده است [۳۲]. مشخصات مرتبط با هاب (قیمت‌ها و ضرایب انرژی) و مسئله (ضریب α و β) در جدول ۱ آورده شده است. ناحیه محصور $ABCD$ خروجی CHP نیز با نقاط $A(0,20)$ ، $B(25,15)$ ، $C(20,7)$ و $D(0,10)$ در نظر گرفته شده است.

فرمول‌بندی مسئله از نوع آمیخته با عدد صحیح (MIP) بوده و از حل‌کننده CPLEX در محیط نرم‌افزار GAMS برای حل آن استفاده شده است. مسئله دارای ۱۰۲۲۹۲ متغیر بوده که نشان از فضای وسیع مسئله و پیچیدگی حل آن است. با استفاده از حل‌کننده فوق و در یک کامپیوتر با پردازشگر Ci5 و 4GigByte RAM، این مسئله در ۸ دقیقه و ۴۲ ثانیه حل می‌شود.

برای خرید انرژی از قرارداد پیش‌رو، ۵ قرارداد کاندیدا وجود داشته که اطلاعات مربوط آن شامل حداکثر و حداقل انرژی پشتیبانی شده و

میزان انرژی الکتریکی فروخته‌شده برابر با مجموع خرید از حوضچه، قرارداد پیش‌رو و تولید واحد CHP در هر ساعت است. این مهم به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$\sum_{e=1}^{N_E} E_{etw}^R = E_{tw}^P + \sum_{f \in Ft} E_f^F + P_{tw}^{CHP}, \forall t, \forall w \quad (18)$$

بدیهی است که این میزان پشتیبانی شده حداکثر برابر با تقاضای الکتریکی خواهد بود:

$$\sum_{e=1}^{N_E} E_{etw}^R \leq E_{etw}^D, \forall t, \forall w \quad (19)$$

در این رابطه E_{etw}^D میزان تقاضای الکتریکی در هر سناریو برای هر مصرف‌کننده است.

به‌صورت مشابهی میزان فروش انرژی حرارتی (انرژی حرارتی تولید شده با CHP و کوره حرارتی) باید حداکثر به میزان بار تقاضای حرارتی باشد:

$$P_{gtw}^{CHP} + P_{gtw}^{furnace} \leq H_{tw}^D \quad (20)$$

در این رابطه H_{tw}^D بیانگر میزان تقاضای حرارتی در ساعت t است.

- محدودیت منحنی قیمت-توان

منحنی قیمت توان به‌صورت پله‌ای تقریب زده می‌شود. بدیهی است که قیمت پیشنهادی برای هر مشتری تنها باید در یکی از این پله‌ها باشد:

$$\bar{\lambda}_{ei-1}^R v_{ei} \leq \lambda_{ei}^R \leq \bar{\lambda}_{ei}^R v_{ei} \quad \forall e, \forall i \quad (21)$$

$$\sum_{i=1}^{N_I} v_{ei} = 1, \quad \forall e \quad (22)$$

در این رابطه v_{ei} یک متغیر باینری بوده که نشان‌دهنده انتخاب پله i برای مشتری e است.

- قیود ریسک

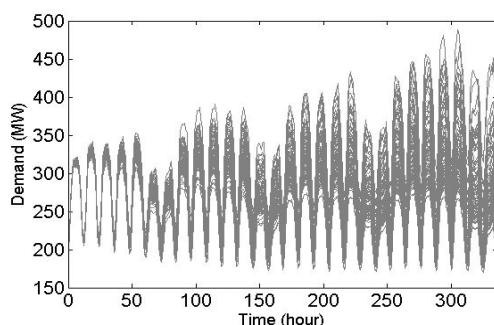
هنگامی که ریسک در تصمیم‌گیری لحاظ می‌شود قیود آن نیز مطابق رابطه (۱۵) باید در نظر گرفته شود.

- محدودیت‌های CHP و کوره حرارتی

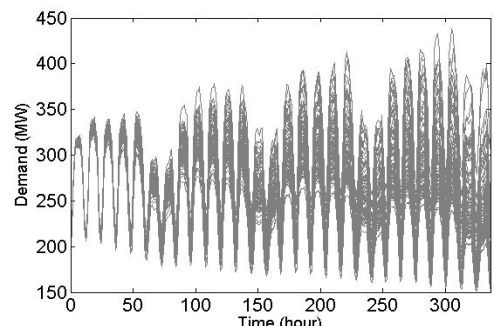
با توجه به مطالب بیان شده در مورد ارتباط متقابل بین خروجی‌های الکتریکی و حرارتی CHP در بند ۴-۴، ارتباط متقابل آن‌ها با یک ناحیه محصور مشخص شده که در قیود باید در نظر گرفته شود. همچنین محدودیت حداکثر توان تولیدی کوره حرارتی نیز به‌صورت زیر لحاظ می‌شود:

$$H_{tw}^F \leq H_t^{FMax} \quad (23)$$

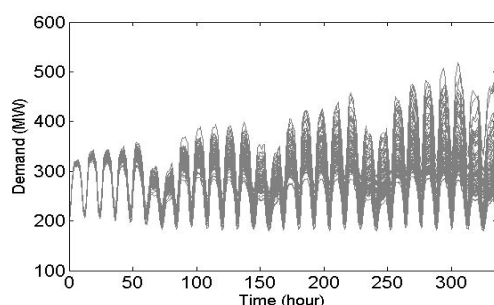
در این رابطه H_t^{FMax} حداکثر میزان تولید کوره حرارتی است.



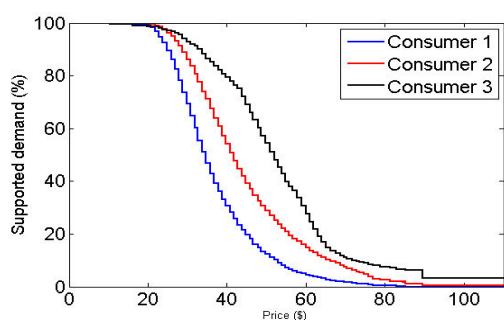
شکل ۸: سناریوهای تولیدشده از بار مصرف‌کننده ۱



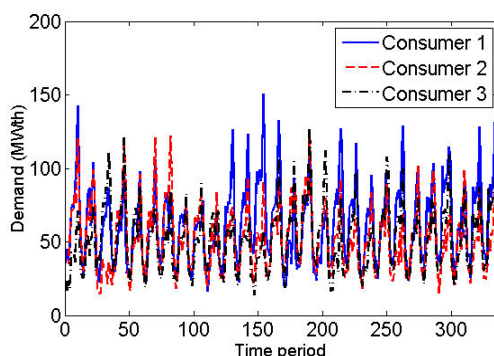
شکل ۹: سناریوهای تولیدشده از بار مصرف‌کننده ۲



شکل ۱۰: سناریوهای تولیدشده از بار مصرف‌کننده ۳



شکل ۱۱: منحنی قیمت-توان



شکل ۱۲: بار حرارتی مصرف‌کنندگان

دوره آن‌ها در جدول ۲ مشخص شده است. اطلاعات مربوط به قراردادهای از مرجع [۸] اخذ شده است، با این تفاوت که قیمت تعدادی از قراردادهای به‌منظور افزایش دامنه تغییرات و تنوع در قیمت‌ها تغییر کرده است.

شبیه‌سازی‌ها طی دو آزمایش انجام شده است. در آزمایش اول ضرایب α و β ثابت بوده و در آزمایش دوم تحلیلی بر روی ریسک انجام خواهد شد.

جدول ۱: مشخصات هاب انرژی و مسئله

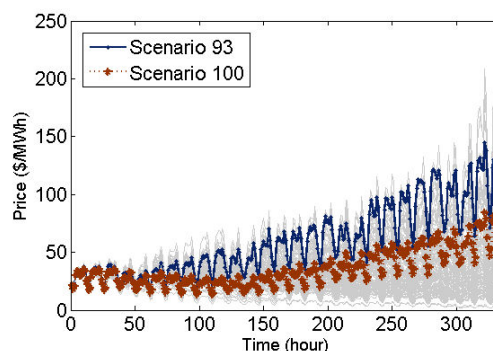
پارامتر	مقدار
β	۱
α	۰/۹۵
λ_{gas} (\$/MW)	۲۰
$\gamma_{furnace}$	۰/۷۵
γ_e^{chp}	۰/۳۵
γ_h^{chp}	۰/۴۵
λ_h^R (\$/MWh)	۳۷

جدول ۲: مشخصات قراردادهای پیش‌رو

شماره قرارداد	قیمت (\$/MWh)	حد بیشینه	حد کمینه	زمان اجرا
۱	۳۵/۲	۵۰	۵	کل دوره
۲	۲۹/۸	۴۵	۱۰	کل دوره
۳	۲۹	۴۰	۵	دو هفته اول
۴	۲۸/۸	۵۰	۱۰	دو هفته آخر
۵	۲۶	۳۸	۷	دو هفته آخر

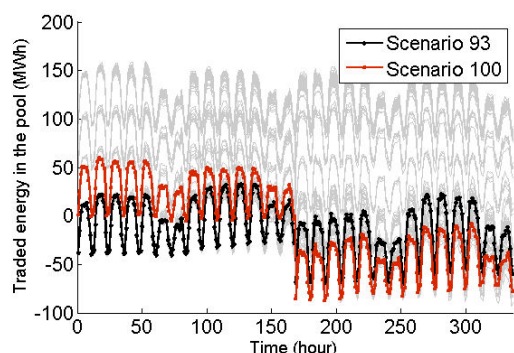
۶-۱- آزمایش اول

در این آزمایش مقادیر مربوط به α و β ثابت و به ترتیب ۰/۹۵ و ۱ در نظر گرفته شده‌اند. بار الکتریکی مصرف‌کنندگان و قیمت بازار دارای عدم قطعیت هستند. باوجود این شرایط، شبیه‌سازی‌ها انجام شده است. شکل ۱۳ انرژی خریداری‌شده و یا فروخته‌شده در بازار حوضچه توان را در تمامی سناریوها نشان می‌دهد. مقادیر منفی به معنی فروش انرژی الکتریکی و مقادیر مثبت به معنی خرید انرژی است.

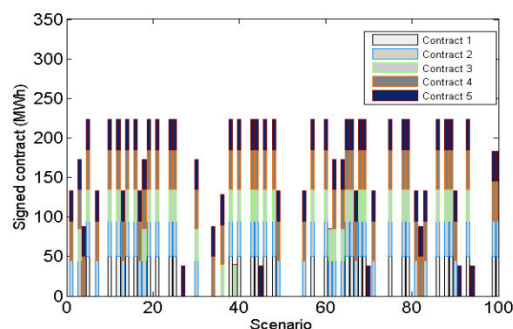


شکل ۱۳: سناریوهای تولیدشده قیمت بازار

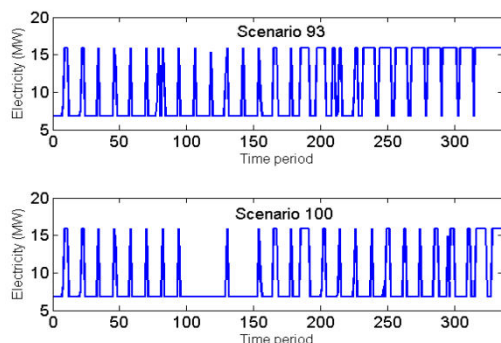
برای شاخص‌های امید ریاضی سود و ریسک به ترتیب اعداد ۲۹۴۰۳۲۶ و ۲۳۵۰۸۷۰ حاصل شده است.



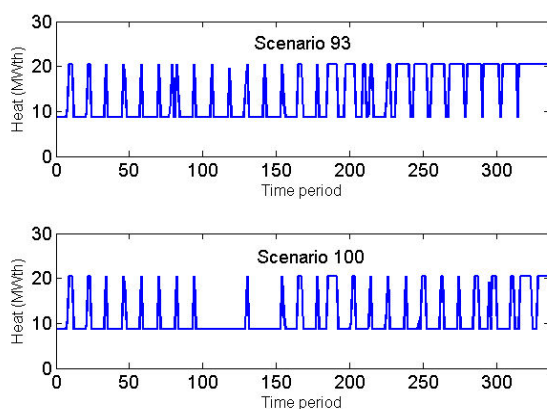
شکل ۱۳: انرژی خریداری شده از حوضچه توان در سناریوهای مختلف



شکل ۱۴: انرژی خریداری شده از قرارداد پیش‌رو



شکل ۱۵: انرژی الکتریکی تولید شده به وسیله CHP



شکل ۱۶: انرژی حرارتی تولید شده به وسیله CHP

نتیجه حاصل از دو سناریوی یادشده در شکل ۷، در این قسمت با رنگ‌های متفاوتی مشخص شده است. سناریوی ۹۳ نسبت به سناریوی ۱۰۰ دارای قیمت بالاتری است. به همین دلیل در تصمیم‌گیری برای سناریوی ۹۳، بیش‌تر به منظور فروش انرژی در حوضچه توان شرکت می‌شود. این مهم در شکل با وجود مقادیر منفی (علی‌الخصوص در نیمه اول دوره) برای میزان انرژی الکتریکی خریداری شده از حوضچه مشخص است. شکل ۱۴ وضعیت قراردادهای پیش‌رو را نشان می‌دهد. محور افقی شماره سناریو است و از محور عمودی نیز می‌توان دریافت که کدام قراردادها در کدام سناریوها منعقد شده‌اند. به عنوان مثال قرارداد شماره یک در ۳۰ سناریو از ۱۰۰ سناریوی موجود منعقد شده و قرارداد شماره پنج در ۵۵ سناریو. بدیهی به دلیل پایین‌تر بودن قیمت در قرارداد پنج به نسبت قرارداد یک، در سناریوهای بیش‌تری قرارداد پنج منعقد می‌شود.

در شکل ۱۵ انرژی الکتریکی تولید شده به وسیله CHP برای دو سناریوی مذکور ۹۳ و ۱۰۰ به عنوان نمونه مشخص شده که با دقت بیش‌تر می‌توان پی برد که در سناریوی ۹۳ انرژی بیش‌تری با CHP تولید شده است. دلیل این موضوع را می‌توان در قیمت بالاتر بازار برای سناریوی ۹۳ یافت. به عبارتی دیگر به علت قیمت بالای حوضچه، مدیر ترجیح می‌دهد که از گاز طبیعی انرژی الکتریکی تولید کرده و در بازار انرژی الکتریکی به فروش برساند. شکل‌های ۱۶ و ۱۷ وضعیت تولید انرژی حرارتی با CHP و کوره حرارتی برای تأمین بار حرارتی را نشان می‌دهد. وضعیت تولید حرارت در CHP به دلیل هم‌زمانی، مشابه تولید انرژی الکتریکی در این تجهیز است. در کوره حرارتی نیز تصمیم تولید انرژی حرارتی برای دو سناریوی نمونه ۹۳ و ۱۰۰ مشخص شده است. اختلاف بین این دو سناریو نیز در این شکل آورده شده که نشان از اختلافی تا سقف ۲۰ مگاوات حرارتی است. به دلیل ثابت بودن بار حرارتی، میزان تولید در این تجهیز در تمام دو سناریوی نمونه بسیار نزدیک به هم می‌باشند، اگرچه تصمیم‌گیری دو سناریو کاملاً یکسان نمی‌باشند. این مهم به این دلیل است که بار حرارتی علاوه بر کوره حرارتی با CHP نیز تأمین می‌شود. CHP نیز علاوه بر تأمین حرارت در تأمین انرژی الکتریکی نیز نقش دارد که به خاطر عدم قطعیت انرژی الکتریکی تولید CHP در سناریوهای مختلف متفاوت بوده و این تفاوت، در تولید کوره حرارتی نیز تأثیرگذار است.

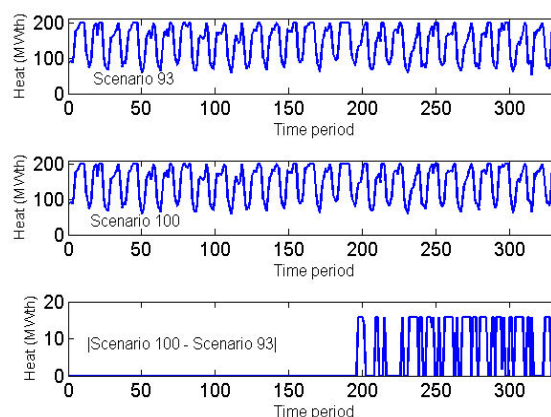
قیمت انرژی فروخته شده و درصد انرژی پشتیبانی شده توسط مدیر از مصرف‌کنندگان مختلف در جدول ۳ خلاصه شده است. قیمت‌های پیشنهادی برای مصرف‌کنندگان ۱ و ۳ یکسان است در حالی که میزان تأمین انرژی الکتریکی یکسان نیست. این تفاوت به تفاوت در منحنی قیمت-توان این مصرف‌کنندگان مربوط است. با همین تفسیر، در مقایسه قیمت پیشنهادی به مصرف‌کنندگان ۱ و ۲ می‌توان مشاهده نمود باینکه قیمت پیشنهادی به مصرف‌کننده ۱ کم‌تر است، ولی میزان انرژی الکتریکی پشتیبانی شده نیز کم‌تر است. همچنین نتایج نهایی مربوط به امید ریاضی سود و ریسک نیز در جدول ۴ فراهم شده است.

جدول ۳: قیمت پیشنهادی و درصد انرژی الکتریکی پشتیبانی شده

مصرف‌کننده ۱	مصرف‌کننده ۲	مصرف‌کننده ۳	قیمت فروش (\$)
۵۹/۹۷	۶۳/۰۶	۵۹/۹۷	
انرژی پشتیبانی شده (/.)	۴/۹	۱۲/۸	۳۰/۸

جدول ۴: مقادیر نهایی امید ریاضی شاخص‌ها

شاخص	امید ریاضی سود (\$)	امید ریاضی ریسک (\$)
مقدار	۲۹۴۰۳۲۶	۲۳۵۰۸۷۰

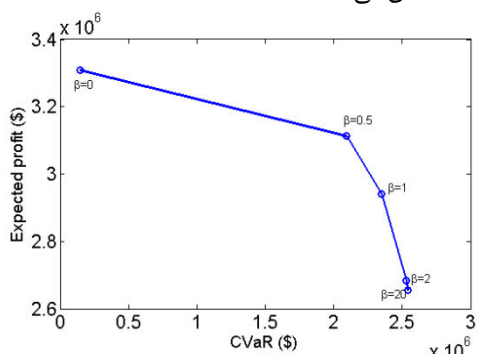


شکل ۱۷: انرژی حرارتی تولیدشده به وسیله کوره حرارتی

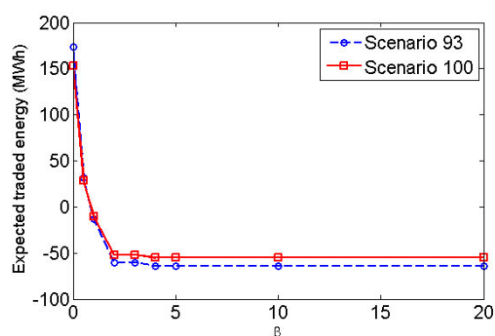
جدول ۵: تغییرات قیمت پیشنهادی به مصرف‌کنندگان با تغییر β

مصرف‌کننده	β							
	۰	۰/۵	۱	۲	۳	۴	۵	۱۰
۱	۴۴/۷۷	۵۲/۸۹	۵۹/۹۷	۶۴/۹۸	۶۴/۹۸	۶۹/۶۹	۶۹/۶۹	۶۹/۶۹
۲	۴۷/۸۹	۵۹/۹۷	۶۳/۰۶	۶۸/۷۶	۶۸/۷۶	۶۸/۷۶	۶۸/۷۶	۶۸/۷۶
۳	۵۱/۹۹	۵۷/۷۹	۵۹/۹۷	۶۳/۰۶	۶۳/۰۶	۶۳/۰۶	۶۳/۰۶	۶۳/۰۶

می‌کند) با یک خرده‌فروش انرژی الکتریکی (که فقط انرژی الکتریکی را مدیریت می‌کند) نشان می‌دهد.



شکل ۱۸: ارزیابی تغییرات امید ریاضی سود نسبت به CVaR



شکل ۱۹: میانگین انرژی تجارت‌شده در بازار حوضچه در دو سناریوی نمونه

۷- نتیجه‌گیری

این مقاله مسئله افزایش سود بهره‌برداری از سیستم‌های انرژی چندحاملی با استفاده از مفهوم هاب انرژی از دیدگاه مدیر هاب را

۶-۲- آزمایش دوم

در این آزمایش مقادیر β (میزان اهمیت ریسک برای مدیر) تغییر داده شده است. مقادیر β از ۰ تا ۲۰ با اعداد مختلفی تغییر داده شده و نتایج به دست آمده است. شکل ۱۸ تغییرات امید ریاضی سود بر اساس ریسک ($CVaR$) را در مقادیر مختلف β نشان می‌دهد. افزایش β موجب کاهش امید ریاضی سود می‌شود. شکل ۱۹ میانگین انرژی خریداری‌شده یا فروخته‌شده در بازار حوضچه در تمامی ساعات دوره، در دو سناریوی یادشده آزمایش پیشین را نشان می‌دهد. با افزایش β تمایل مدیر برای فروش انرژی در بازار حوضچه افزایش می‌یابد. این مهم از منفی شدن نمودار قابل استنباط است. به عبارتی دیگر مدیر به جای خرید از بازار نامطمئن، ترجیح می‌دهد به منظور مدیریت ریسک بهتر، با منابع انرژی بدون عدم قطعیت (گاز طبیعی و قرارداد پیش‌رو) انرژی الکتریکی تولید کرده و به فروش برساند. جدول ۵ از زاویه‌ای دیگر مسئله را بررسی کرده و تقابل مدیر با مصرف‌کنندگان را نشان می‌دهد. با افزایش β میزان قیمت پیشنهادی به مصرف‌کنندگان بالا رفته و به عبارتی دیگر درصد تأمین انرژی مصرف‌کنندگان کاهش می‌یابد. با کاهش درصد پشتیبانی، مدیر با استفاده از منابع ثابت خود، با قدرت بیشتری در بازار حوضچه شرکت می‌نماید. به بیانی دیگر مدیر هاب این قابلیت را دارد که با استفاده از حامل انرژی گاز طبیعی انرژی الکتریکی را تأمین نماید و با شرکت در بازار حوضچه ضمن بیشینه‌سازی سود خود از ثبات قیمت گاز نیز برای کاهش آثار ناشی از عدم قطعیت‌ها استفاده نماید. درواقع این مهم تفاوت بین یک مدیر هاب (که با حامل‌های انرژی مختلفی را مدیریت

درآمد حاصل از فروش انرژی الکتریکی	R_{erw}^R
قیمت پیشنهادی برای فروش انرژی الکتریکی	λ_e^R
میزان انرژی الکتریکی فروخته‌شده	E_{erw}^R
مقدار شرطی در ریسک	$CVaR$
مقدار در ریسک	ξ
پارامترها	
ضریب تبدیل گاز به توان حرارتی در کوره حرارتی	$\gamma^{furnace}$
ضریب تبدیل گاز به توان حرارتی در CHP	γ_h^{chp}
ضریب تبدیل گاز به توان الکتریکی در CHP	γ_e^{chp}
قیمت انرژی حرارتی	λ_h^R
ضرایب پیش‌رو در سری زمانی	$\phi(B)$
ضرایب میانگین متغیر در سری زمانی	$\theta(B)$
نویز سفید قیمت بازار	ε_t
قیمت بازار انرژی الکتریکی	λ_t
قیمت بازار حوضچه توان	λ_{tw}^P
قیمت انرژی قرارداد پیش‌رو در بلوک z	λ_{fz}^F
بار الکتریکی	E_{erw}^D
بار حرارتی	H_{tw}^D
میانگین بار در هر ساعت	$\bar{E}_{et}^D$
قیمت گاز	λ_{gas}
احتمال وقوع سناریو	π_w
ضریب نشان‌دهنده ارتباط بار و قیمت انرژی الکتریکی	γ_e
سطح اطمینان	α
ضریب اهمیت ریسک	β
حداکثر مقدار بلوک z در قرارداد f	$\bar{E}_{fz}^F$
حداکثر میزان تولید کوره حرارتی	H_t^{Fmax}
قیمت پیشنهادی انرژی الکتریکی در بلوک i	λ_{ei}^R
مجموعه‌ها	
تعداد قراردادهای پیش‌رو	Ft
تعداد سناریوها	N_Ω
دوره زمانی مطالعه	T
تعداد بلوک‌های منحنی قیمت-توان	N_I
تعداد مصرف‌کنندگان	NE

بررسی می‌کند. حامل‌های الکتریکی و گاز در ورودی هاب و حامل‌های حرارتی و الکتریکی در خروجی هاب قرار دارند. مدیر هاب انرژی الکتریکی را با استفاده از بازار عمده‌فروشی، قرارداد پیش‌رو و واحد CHP تأمین می‌نماید. انرژی حرارتی نیز به‌وسیله کوره حرارتی و CHP تأمین می‌شود. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که افزایش قیمت در بازار حوضچه باعث تمایل بیش‌تر مدیر، برای تولید با منابع بدون عدم قطعیت (قرارداد پیش‌رو و واحد CHP) و شرکت در بازار انرژی الکتریکی می‌شود. همچنین خروجی کوره حرارتی به دلیل ثابت بودن تقاضای حرارتی در تمامی سناریوها، مقداری نزدیک به هم است. در یک بیان کلی‌تر، با انتخاب قراردادهای پیش‌روی ارزان‌تر، تصمیم‌گیری برای فروش یا خرید انرژی الکتریکی در حوضچه با توجه به قیمت بازار و تعیین میزان بهینه برای تولید با واحدهای گازی CHP و کوره حرارتی می‌توان به سود بیشینه دست یافت. علاوه بر این، افزایش β باعث افزایش اهمیت ریسک و موجب کاهش امید ریاضی سود بهره‌برداری می‌شود. همچنین، افزایش β موجب افزایش قیمت پیشنهادی به مصرف‌کنندگان و کاهش میزان تأمین بار مصرف‌کنندگان می‌شود. از طرفی با کاهش تمایل تأمین بار مصرف‌کنندگان، تمایل برای شرکت در بازار حوضچه توان افزایش می‌یابد.

نمادها

شمارنده‌ها	
ω	شماره سناریو
f	شماره قرارداد پیش‌رو
t	شماره زمان
i	شماره بلوک منحنی قیمت-توان
j	شماره بلوک منحنی قرارداد پیش‌رو
متغیرها	
C_{tw}^P	هزینه یا درآمد حاصل از تجارت در حوضچه توان
E_{tw}^P	میزان انرژی خریداری‌شده و یا به فروش رسیده در حوضچه توان
E_{fz}^F	میزان انرژی خریداری‌شده از قرارداد پیش‌رو در بلوک z
E_f^F	مجموع انرژی خریداری‌شده از قرارداد پیش‌رو
C_t^F	هزینه خرید از قرارداد پیش‌رو
P_{tw}^{CHP}	میزان توان الکتریکی تولیدشده با CHP
H_{tw}^F	میزان توان حرارتی تولیدشده در کوره حرارتی
P_{gtw}^{CHP}	گاز واردشده به CHP
$P_{gtw}^{Furnace}$	میزان گاز ورودی به کوره حرارتی
H_{tw}^{CHP}	توان حرارتی تولیدشده با CHP
v_{ei}	متغیر باینری منحنی قیمت-توان

مراجع

- [12] M. Shahidehpour, F. Yong, and T. Wiedman, "Impact of natural gas infrastructure on electric power systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, pp. 1042-1056, 2005.
- [13] M. S. Morales, and J. W. M. Lima, "Natural gas network pricing and its influence on electricity and gas markets," *IEEE Power Tech Conference Proceedings*, Bologna, vol. 3, p. 6, 2003.
- [14] 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 & Distribution*, vol. 9, no. 8, pp. 695-707, 2015.
- [15] X. Zhang, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "Optimal expansion planning of energy hub with multiple energy infrastructures," *IEEE Transactions on Smart Grids*, vol. 6, no. 5, pp. 2302-2311, 2015.
- [16] A. Shahmohammadi, M. Moradi-Dalvand, H. Ghasemi, and M. S. Ghazizadeh, "Optimal design of multicarrier energy systems considering reliability constraints," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 878-886, 2015.
- [17] M. Rastegar, and M. Fotuhi-Firuzabad, "Load management in a residential energy hub with renewable distributed energy resources," *Energy and Buildings*, vol. 107, pp. 234-242, 2015.
- [18] A. Sheikhi, S. Bahrami, and A. M. Ranjbar, "An autonomous demand response program for electricity and natural gas networks in smart energy hubs," *Energy*, vol. 89, pp. 490-499, 2015.
- [19] F. Brahman, M. Honarmand, and S. Jadid, "Optimal electrical and thermal energy management of a residential energy hub, integrating demand response and energy storage system," *Energy and Buildings*, vol. 90, pp. 65-75, 2015.
- [20] M. H. Shariatkhah, M. R. Haghifam, M. Parsa-Moghaddam, and P. Siano, "Modeling the reliability of multi-carrier energy systems considering dynamic behavior of thermal loads," *Energy and Buildings*, vol. 103, pp. 375-383, 2015.
- [21] F. Adamek, M. Arnold, and G. Andersson, "On decisive storage parameters for minimizing energy supply costs in multicarrier energy systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 102-109, 2014.
- [22] M. La Scala, A. Vaccaro, and A. F. Zobaa, "A goal programming methodology for multi-objective optimization of distributed energy hubs operation," *Applied Thermal Engineering*, vol. 71, pp. 658-666, 2014.
- [23] R. Evins, K. Orehounig, V. Dorer, and J. Carmeliet, "New formulations of the 'energy hub' model to address operational constraints," *Energy*, vol. 73, pp. 387-398, 2014.
- [24] M. Geidl, and G. Andersson, "Optimal power flow of multiple energy carriers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 145-155, 2007.
- [25] A. Ashouri, S. S. Fux, M. J. Benz, and L. Guzzella, "Optimal design and operation of building services using mixed-integer linear programming techniques," *Energy*, vol. 59, pp. 365-376, 2013.
- [26] J. Contreras, R. Espinola, F. J. Nogales, and A. J. Conejo, "ARIMA models to predict next-day electricity prices," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 9, pp. 1014-1020, 2003.
- [27] G. E. Box, G. M. Jenkins, and G. C. Reinsel, *Time Series Analysis: Forecasting and Control*, John Wiley & Sons, New Jersey, USA, 2008.
- [1] M. Geidl, G. Koeppel, P. Favre-Perrod, B. Klockl, G. Andersson, and K. Frohlich, "Energy hubs for the future," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 1, pp. 24-30, 2007.
- [2] M. Geidl, G. Koeppel, P. Favre-Perrod, B. Klöckl, G. Andersson, and K. Fröhlich, "The Energy Hub—A powerful concept for future energy systems," *Proc. the Third Annual Carnegie Mellon conference on the Electricity Industry*, Pittsburgh, pp. 13-14, 2007.
- [3] A. J. Conejo, M. Carrion, and M. J. Morales, *Decision Making under Uncertainty in Electricity Markets*, Springer, 2010.
- [4] M. Marzband, A. Sumper, J. L. Domínguez-García, and R. Gumara-Ferret, "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.
- [5] M. Marzband, E. Yousefnejad, A. Sumper, and J. L. Domínguez-García, "Real time experimental implementation of optimum energy management system in standalone Microgrid by using multi-layer ant colony optimization," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 75, pp. 265-274, 2016.
- [6] M. Marzband, N. Parhizi, and J. Adabi, "Optimal energy management for stand-alone microgrids based on multi-period imperialist competition algorithm considering uncertainties: experimental validation," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, to be published.
- [7] M. Marzband, A. Sumper, A. Ruiz-Álvarez, J. L. Domínguez-García, and B. Tomoiagă, "Experimental evaluation of a real time energy management system for stand-alone microgrids in day-ahead markets," *Applied Energy*, vol. 106, pp. 365-376, 2013.
- [۸] ارسلان نجفی، حمید فلقی و مریم رضانی، «تصمیم‌گیری خرید انرژی الکتریکی برای مصرف‌کنندگان بزرگ در حضور توربین‌های بادی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۶ شماره ۳، صفحه ۳۴۵-۳۵۶، ۱۳۹۵.
- [9] S. Nojavan, M. Mehdinejad, K. Zare, and B. Mohammadi-Ivatloo, "Energy procurement management for electricity retailer using new hybrid approach based on combined BICA-BPSO," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 73, pp. 411-419, 2015.
- [۱۰] امیرحسین زارع نیستانک، رحمت‌اله هوشمند و معین پرستگاری، «بهره‌برداری بهینه از نیروگاه‌های بادی با استفاده از نیروگاه‌های تلمبه‌ای-ذخیره‌ای به منظور کاهش عدم قطعیت در عملکرد آنان در بازار برق»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۱ شماره ۲، صفحه ۵۱-۵۹، ۱۳۹۱.
- [۱۱] زهره فرقانی، رحمت‌اله هوشمند، امین خدابخشیان و معین پرستگاری، «بررسی عملکرد هماهنگ نیروگاه بادی و تلمبه‌ای-ذخیره‌ای در بازار روز-پیش و خدمات جانبی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۰، شماره ۲، صفحه ۶۳-۷۵، ۱۳۸۹.

- [28] M. Carrión, J. M. Arroyo, and A. J. Conejo, "A bi-level stochastic programming approach for retailer futures market trading," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1446-1456, 2009.
- [29] K. Zare, M. Parsa Moghaddam, and M. K. Sheikh-el-Eslami, "Risk-based electricity procurement for large consumers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 1826-1835, 2011.
- [30] M. Alipour, B. Mohammadi-Ivatloo, and K. Zare, "Stochastic risk-constrained short-term scheduling of industrial cogeneration systems in the presence of demand response programs," *Applied Energy*, vol. 136, pp. 393-404, 2014.
- [31] [Online], Available online at: <http://www.nyiso.com/>.
- [32] *Homer Energy* [Online], Available online at: <http://www.homerenergy.com/>.

زیرنویس‌ها

1. Combined Heat and Power
2. Goal programming
3. Furnace
4. Mixed integer programming
5. Conditional Value at Risk (CVaR)
6. Price-Quota curve
7. Auto Regressive Integrated Moving Average
8. Backshift operator
9. Box
10. Jenkins
11. Pool market
12. Forward contract
13. Here and now
14. Wait and see
15. Value at Risk (VaR)