

برنامه‌ریزی بهره‌برداری تصادفی مقید به ریسک در ریزشبکه‌ای با چند نقطه اتصال و در حضور بارهای پاسخ‌گو

محمد منصور لکورج^۱، دانشجوی کارشناسی ارشد؛ مجید شهابی^۲، استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل- بابل- ایران- m.mansour@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: امروزه ریزشبکه‌ها و بهره‌برداری بهینه آن‌ها از اهمیت خاصی برخوردار است. ریزشبکه یک سیستم انرژی است که برق مشترکین را با منابع تولید تجدیدپذیر و فسیلی تأمین می‌کند. در این مقاله ریزشبکه مورد مطالعه این قابلیت را دارد تا به محض جدایی از شبکه بالادست در اثر اغتشاش، بتواند در صورت نیاز از نقطه اتصال دیگری به ریزشبکه مجاورش متصل شود تا کمبود توان را با خرید برق از بهره‌بردار ریزشبکه مجاور جبران کند. علاوه بر این مدلی از بهره‌برداری منابع تولید توان پیشنهاد شده که مقید به ریسک بوده و مبتنی بر برنامه‌ریزی تصادفی می‌باشد. تابع هدف کمینه‌سازی هزینه موردانتظار بهره‌برداری است. همچنین سناریوهای خروج شبکه بالادست و متغیرهای تصادفی دیگری مانند بار مصرفی و تولید منابع بادی وجود دارند که رفتار آن‌ها توسط سناریوهای مختلف تولید شده و با استفاده از تکنیک‌های کاهش سناریو تعداد آن‌ها کاهش می‌یابد. با در نظر داشتن قیود ریسک، تأثیر سطوح مختلف ریسک‌پذیری بهره‌برداری بر هزینه و مشارکت منابع در حالت متصل به شبکه بالادست بررسی و مقایسه شده است. نتایج مطالعات عددی، اثر کاهش هزینه‌های بهره‌برداری توسط بارهای پاسخگو و ذخیره‌ساز در شرایط جدایی از شبکه بالادست و همچنین دسترس‌ناپذیری ظرفیت و یا ارتباط با ریزشبکه مجاور را نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: ریزشبکه، نقطه اتصال، جزیره‌ای، برنامه‌ریزی تصادفی و پاسخ‌گویی بار.

Stochastic Operation Scheduling of a Microgrid With Multi Connection Points Considering Risk Constraint in the presence of Responsive Loads

M. Mansour Lakouraj¹, MSc. Student; M. Shahabi², Assistant Professor

1- Department of Electrical and Computer Engineering, Babol Noshivani University of Technology, Babol, Iran, Email: m.mansour@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: Nowadays optimal operation of micro grids is important. A micro grid is an energy system that provides consumers with electricity through renewable-based or traditional resources. In this paper, it is supposed that the micro grid is capable of being immediately separated from the main grid due to disturbance and connected to the adjacent micro grid to meet the demand through buying electric power from the adjacent operator. In addition to this, stochastic operation scheduling of power resources is proposed the objective function of which is to minimize operating cost. Also, outage few scenarios including main grid outage and the uncertainties associated with wind generation and load are considered. Then, we use a scenario reduction technique to reduce the number of scenarios. Considering risk constraint, the effect of different levels of risk on the operating cost and resources commitment is analyzed and compared in grid-connected mode. The case studies results clearly state the effect of demand response and energy storage on operating cost reduction especially in occurrence of upstream outage and unavailability of adjacent micro grid capacity or due to connection status.

Keywords: Connection point, demand response, islanding, micro grid, stochastic scheduling.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۶/۰۳/۰۵

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۶/۰۵/۱۹ و ۱۳۹۶/۰۸/۰۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۱۲/۲۶

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

امروزه ریزشبهه یکی از بخش‌های تأثیرگذار شبکه قدرت است. ریزشبهه شامل مجموعه‌ای از منابع انرژی پراکنده است که می‌تواند انرژی موردنیاز بارهای موجود در خود را در حالت متصل به شبکه بالادست و حتی جدا از آن به اقتصادی‌ترین و قابل‌اطمینان‌ترین حالت ممکن فراهم کند. توسعه ریزشبهه‌ها باعث مدیریت هرچه بهتر در سمت بار و افزایش نفوذ منابع انرژی تجدیدپذیر در سطح توزیع می‌شود.

تحقیقات در زمینه ریزشبهه از نگاه‌های متفاوتی صورت گرفته است. ریزشبهه مزایای بسیاری را هم برای مشترکین و هم شرکت‌های توزیع فراهم کرده است. از جمله مهم‌ترین آن‌ها، تاب‌آوری، انعطاف‌پذیری و بازدهی انرژی در شبکه توزیع و البته بهبود وضعیت زیست‌محیطی برای ساکنین این مناطق است [۱-۳]. ریزشبهه حتی در حالت متصل به شبکه بالادست قادر به تبادل و فروش توان به آن به‌منظور عملکرد اقتصادی‌تر است. همچنین عملکرد جزیره‌ای ریزشبهه می‌تواند آن را در برابر خطا و اغتشاش در شبکه بالادست حفظ کند.

در شبکه‌های توزیع امروزی نقش بارهای پاسخگو بیش‌ازپیش اهمیت پیدا کرده است. پاسخ‌گویی بار برای بهبود تأثیر نفوذ هرچه بیشتر منابع انرژی تجدیدپذیر غیرقابل‌پیش‌بینی و متغیربازمان در شبکه قدرت و ایجاد تعادل میان بار و تولید به‌کار می‌رود. پاسخ‌گویی بارها باعث کاهش اوج مصرف، کم شدن نیاز به توسعه ظرفیت‌های تولیدی موجود در شبکه، کاهش هزینه بهره‌برداری و همچنین کاهش آلودگی می‌شود. مرجع [۴] از بهینه‌سازی مقاوم و برنامه‌ریزی تصادفی بهینه برای حداقل کردن هزینه انرژی خانه‌های مسکونی با بارهای انعطاف‌پذیر و پاسخگو استفاده کرده است. مرجع [۵] برنامه‌ریزی ریزشبهه را به‌همراه پاسخ‌گویی بار در نظر گرفته‌اند ولی تأثیر پاسخ‌گویی بار در شرایط عملکرد جزیره‌ای ریزشبهه بررسی نشده است. مرجع [۶] از برنامه پاسخ‌گویی بار از نوع زمان استفاده^۲ جهت کاهش هزینه‌های بهره‌برداری شبکه بالادست، پارکینگ هوشمند و منابع تولید محلی استفاده می‌کند. این برنامه با شیفت درصدی از بار از بازه پیک به غیرپیک و هموار کردن منحنی بار، باعث کاهش هزینه‌ها می‌شود.

مرجع [۷] یک برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای با در نظر گرفتن منابع خورشیدی، بادی، ذخیره‌ساز و پاسخ‌گویی بار تحت خروج‌های محتمل واحدهای تولیدی ارائه کرده است. عدم قطعیت‌های موجود در مسئله از طریق سناریو مدل‌شده و سناریوهای موردنظر توسط روش مونت‌کارلو تولید شده‌اند. قیود مربوط به مشارکت واحدها در مرحله اول و قیود مربوط به توزیع بهینه واحدها و پاسخ‌گویی بار در مرحله دوم لحاظ شده‌اند. تفاوت بین هزینه‌های مربوط به بهره‌برداری قطعی و تصادفی و همچنین اثر پاسخ‌گویی بار در بخش شبیه‌سازی مورد ارزیابی قرار گرفته است.

مرجع [۸] مدلی را برای برنامه‌ریزی بهینه ریزشبهه با توجه به قیود عملکرد جزیره‌ای چندوره‌ای^۳ ارائه می‌کند. هدف حداقل کردن

هزینه بهره‌برداری از ریزشبهه با در نظر داشتن هزینه تولید توان منابع پراکنده محلی و هزینه انرژی خریداری‌شده از بازار روز پیش‌رو است. برنامه‌ریزی بهینه ریزشبهه به دو مسئله بهره‌برداری اصلی و زیرمسئله بهره‌برداری جزیره‌ای تجزیه شده است. توانایی ریزشبهه برای عملکرد در حالت جزیره‌ای موردبررسی قرار گرفته است. تصمیمات برنامه‌ریزی عدد صحیح معین‌شده در مسئله اصلی، در زیرمسئله جهت ارزیابی تحقق‌پذیری عملکرد جزیره‌ای امتحان می‌شود. مرجع [۹] استراتژی مدیریت انرژی جدیدی برای ریزشبهه در حالت جزیره‌ای با استفاده از ذخیره‌ساز هیدروژنی و در حضور برنامه پاسخ‌گویی بار ارائه داده است. این استراتژی با هدف مدیریت بار و هموار ساختن آن برای کم‌کردن هزینه بهره‌برداری انجام شده است.

مراجع [۱۰] و [۱۱] به بررسی روش‌هایی در جهت مدیریت بهینه انرژی یک سیستم هیبرید متصل به شبکه بالادست و متشکل از منابع تولید توان متنوع، بارهای الکتریکی و حرارتی پرداخته‌اند. در مرجع [۱۰] از الگوریتم جستجوی گرانشی برای حل مسئله استفاده شده و همچنین مرجع [۱۱] بعد از مقایسه روش‌های مختلف ابتکاری، از روش الگوریتم جستجوی داخلی^۴ به‌عنوان روش کارآمدتری با ارائه جزئیات نتایج یاد کرده است. در این مراجع مسئله به‌صورت غیرخطی پیاده‌سازی شده است. در ضمن اهمیت تعیین سطح شارژ اولیه ذخیره‌ساز انرژی هیدروژنی در هزینه بهره‌برداری و قابلیت اطمینان سیستم در این مراجع به‌خوبی موردبررسی قرار گرفت.

مرجع [۱۲] دسته جدید از ریزشبهه‌ها با نام ریزشبهه مشروط^۵ را معرفی می‌کند که هم‌زمان از دو نقطه به شبکه بالادست و ریزشبهه مجاور متصل است که با توجه به قیمت برق در ساعات مختلف، بین ریزشبهه مجاور و شبکه بالادست انتخاب می‌کند که از کدام یک توانش را تأمین و یا به کدام بفروشد. در شرایط جدایی از شبکه بالادست هم به‌طور کامل متکی به ریزشبهه مجاور خواهد شد. این مرجع به کمک بهینه‌سازی مقاوم برنامه‌ریزی بهینه را انجام می‌دهد تا مزیت اقتصادی، زیست‌محیطی و قابلیت اطمینان ریزشبهه مشروط توجیه شود. مرجع [۱۳] روش برنامه‌ریزی تصادفی بهینه دومرحله‌ای را با در نظر گرفتن قیود امنیت برای ریزشبهه مورد مطالعه ارائه می‌دهد. تأثیرات شرایط آب‌وهوایی بر احتمال وقوع حالت جزیره‌ای در مسئله بهره‌برداری آن بررسی شده است. عدم قطعیت باد و قیمت برق نیز در آن در نظر گرفته شده و در نهایت تأثیرات مثبت این مطالعه بر ریزشبهه‌ای با ابعاد بزرگ نشان داده شده است.

در زمینه ریسک هم تحقیقاتی صورت گرفته است. برنامه‌ریزی توان و مسئله قیمت‌دهی بهره‌بردار ریزشبهه توسط برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای با در نظر داشتن عدم قطعیت‌های متعددی در شبکه انجام شده است. لذا با کنترل ریسک توسط ابزار شناخته‌شده ارزش مشروط در معرض خطر^۶، اثر عدم قطعیت‌های موجود در چارچوب برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای، دقیق‌تر بررسی می‌شود [۱۴، ۱۵]. ارزش مشروط در معرض خطر به‌طور گسترده در مسائل مدیریت انرژی

۳ - در نظر گرفتن قیود ریسک و بارهای پاسخگو در برنامه‌ریزی بهره‌برداری در ریزشبه متصل به شبکه اصلی و همچنین در شرایط عملکرد جزیره‌ای

۴ - در نظر گرفتن ریزشبه‌ای با سه نقطه اتصال که یکی از آن‌ها نقطه اصلی (محل اتصال به شبکه بالادست) و دو نقطه اتصال کمکی (نقاط اتصال به فیدهای مجاور یا همان ریزشبه‌های مجاور)

مدل پیشنهادی به صورت یک مسئله برنامه‌ریزی خطی آمیخته با عدد صحیح است که تابع هزینه نهایی آن، هزینه تأمین بار و بهره‌برداری از ریزشبه می‌باشد. این مسئله در محیط نرم‌افزار IBM CPLEX حل می‌شود.

در ادامه و در بخش ۲، مدل ریزشبه پیشنهادی با دو نقطه اتصال 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- ریزشبه مورد مطالعه و عوامل مرتبط با آن

۲-۱ نحوه عملکرد ریزشبه

شکل ۱ شماتیک ریزشبه را در حالت‌های مختلف بهره‌برداری نشان می‌دهد. در شکل ۱، ریزشبه ۱ به عنوان ریزشبه مورد مطالعه نشان داده شده است. ریزشبه شامل منابع تولید پراکنده بادی، دیزل ژنراتور و ذخیره‌ساز انرژی است. همچنین این ریزشبه دارای نقاط اتصال اصلی و کمکی است. نقطه اتصال اصلی، همان نقطه‌ای است که در مراجع مذکور از آن به عنوان محل اتصال ریزشبه به شبکه بالادست یاد شده است که در زمان بروز اغتشاش در شبکه بالادست، ریزشبه از آن نقطه جدا می‌شود. در این مقاله نقطه اتصال اصلی محل ارتباط ریزشبه ۱ با پست ۱ است. با توجه به حضور پست‌های متعددی در یک منطقه، فرض شده است که فیدهای خارج شده از پست‌های دیگر که بخشی از آن در مالکیت بهره‌بردار ریزشبه ۲ و ۳ است، به لحاظ جغرافیایی در نقطه‌ای به ریزشبه ۱ نزدیک می‌شوند. لذا برای کاهش قطع بار در مدتی که ریزشبه ۱ بنا به اغتشاشی که در فیدر سمت پست ۱ رخ داده، می‌تواند در صورت نیاز از نقاط دیگری که نقاط اتصال کمکی است، به کمک کلید اتوماتیکی بلافاصله به ریزشبه ۲ و ۳ متصل شود. این نیاز می‌تواند ناشی از وقوع اغتشاش در ساعات اوج مصرف بارهای ریزشبه و کم شدن وزش باد و در نتیجه خروجی توربین بادی باشد. چراکه کم شدن توربین‌های بادی که سطح نفوذ زیادی در ریزشبه ۱ دارند، باعث می‌شود تا درصد زیادی از منابع تولید کاهش یابد. لذا بهره‌بردار ریزشبه ۱ طی قرارداد از پیش تعیین شده‌ای با بهره‌بردار ریزشبه ۲ و ۳ در مواقع اغتشاش در سمت فیدر پست ۱ می‌تواند توان مورد نیازش را به قیمت مشخصی از ریزشبه ۲ و ۳ فراهم کند. شکل ۱ وضعیت ارتباط ریزشبه ۱، ۲ و ۳ و نحوه تبادل توان را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که ریزشبه ۲ و ۳

و در بازار برق برای نهادهای مختلفی چون خرده‌فروشان، تولیدکنندگان، شرکت‌های توزیع و مشتریان انرژی استفاده می‌شود [۱۹-۱۶]. همچنین مرجع [۲۰] امکان مشارکت گردآورنده^۷ یک نیروگاه هیبریدی متشکل از تولیدکنندگان توان بادی و بارهای پاسخگو را برای دستیابی به بهترین پیشنهاد قابل ارائه به بازار در جهت بیشینه ساختن سود به کمک برنامه‌ریزی سه مرحله‌ای مبتنی بر ریسک ارائه می‌دهد.

بر اساس تحقیقات انجام شده، تعدادی زیادی از مراجع همانند [۴، ۵، ۹، ۱۰، ۱۱، ۱۳، ۱۸] به بهره‌برداری بهینه و مدیریت انرژی سیستم‌های انرژی در مقیاس بزرگ و کوچک و در حالت متصل به شبکه بالادست پرداخته‌اند. همچنین در مراجع مرتبط با عملکرد بهینه ریزشبه اکثر ریزشبه‌ها دارای یک نقطه اتصال به شبکه اصلی هستند و در صورت جدا شدن از شبکه اصلی مجبور به عملکرد جزیره‌ای می‌شوند. در برنامه‌ریزی‌های دومرحله‌ای تصادفی قیود ریسک در نظر گرفته نشده است یا این‌که از قیود ریسک بیشتر در بیشینه‌سازی سود استفاده شده است. در اکثر مراجع مذکور برنامه پاسخ‌گویی بار در نظر گرفته شده ولی میزان نقش آن در کاهش هزینه‌های بهره‌برداری در برخی مراجعی که به بهره‌برداری بهینه ریزشبه پرداخته‌اند بررسی نشده است [۱، ۸، ۱۳]. در این مقاله استفاده از قیود ریسک برای حداقل هزینه بهره‌برداری ریزشبه، بررسی نقش بارهای پاسخگو و باتری در کاهش هزینه بهره‌برداری در زمان وقوع اغتشاش در شبکه بالادست و وجود دو نقطه اتصال اصلی و کمکی برای ریزشبه در نظر گرفته شده است.

هدف اصلی این مقاله ارائه مدلی جهت بهره‌برداری بهینه تصادفی از ریزشبه‌ای با اعمال سطوح مختلف ریسک‌پذیری بهره‌برداری با سطح نفوذ بالای تولید توان بادی جهت تأمین بارهای الکتریکی و همچنین استفاده کمتر از منابع تولید سنتی آلاینده در حالت اتصال به شبکه بالادست و جدا از آن است. در واقع با وجود افزایش سطح نفوذ منابع انرژی تجدیدپذیر در ریزشبه و همچنین به دنبال آن نیاز به تأمین توان الکتریکی بارها، ریزشبه باید قادر باشد تا در حین وقوع اغتشاش در شبکه بالادست و هم‌زمان با آن کمبود تولید منابع بادی محلی و همچنین ساعات اوج مصرف برق، از نقاط اتصال دیگری برای فراهم ساختن توان مورد نیاز بارهایش استفاده کند.

این مقاله فرضیات و نوآوری‌های ذیل را به مقالات مرورشده در بالا افزوده است که عبارت‌اند از:

- ۱ - ارائه مدل تصادفی برنامه‌ریزی بهره‌برداری برای روز پیش‌رو با هدف بهینه‌سازی هزینه جهت تأمین بار
- ۲ - توان تولیدی توربین‌های بادی، رفتار بار مصرفی و جدایی ریزشبه از شبکه بالادست از جمله عدم قطعیت‌های برنامه‌ریزی تصادفی

احتمال نرمال مدل مناسبی جهت تقریب احتمال میزان مصرف خواهد بود. این تابع به صورت رابطه (۲) تعریف می‌شود.

$$f_d(l) = \left(\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \right) \times \exp\left(-\frac{(l-\mu)^2}{2\sigma^2} \right) \quad (2)$$

که در آن μ و σ به ترتیب مقدار متوسط و انحراف داده‌های تاریخی بار الکتریکی در ریزشبهه است [۷].

۴-۲ برنامه پاسخ‌گویی بار

در مدل پیشنهادی برای برنامه‌ریزی تصادفی بهره‌برداری ریزشبهه، 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 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 و یا چاره‌ای جز قطع بار در مواقع کمبود ظرفیت‌های تولیدی موجود در ریزشبهه نباشد، 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 صنعتی و تجاری ظرفیت مشارکت در برنامه پاسخ‌گویی بار و قیمت مطلوبشان را به صورت پله‌ای به بهره‌بردار ریزشبهه اعلام می‌کنند. بهره‌بردار ریزشبهه موظف است زمان‌بندی بهینه جهت تأمین بار مشترکین در ریزشبهه را انجام دهد؛ بنابراین کلیه پیشنهادهای مشارکت منابع به این نهاد ارسال شده و پس از تحلیل فرمان‌های بهینه از طرف بهره‌بردار به منابع ارسال می‌شود.

۳- فرمول‌بندی مسئله برنامه‌ریزی تصادفی پیشنهادی

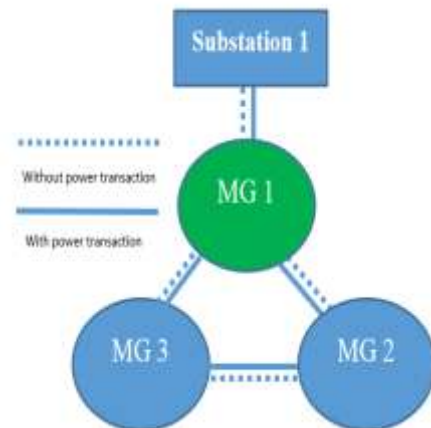
تابع هدف مسئله دومرحله‌ای تصادفی به صورت یک برنامه‌ریزی خطی آمیخته با عدد صحیح با هدف کاهش هزینه موردانتظار بهره‌برداری از ریزشبهه در ۲۴ ساعت روز پیش‌رو مدل می‌شود. در این مسئله تصمیمات مرحله اول مربوط به میزان خرید توان از بازار برق روز پیش‌رو و شامل مشارکت واحدهای تولید انرژی در ساعات برنامه‌ریزی است. در مرحله دوم هزینه‌های سیستم موردبررسی که در شرایط واقعی در هر سناریو رخ می‌دهد، مشتمل بر میزان توزیع توان منابع و بارهای پاسخگو و میزان قطعی بار غیر داوطلبانه در نظر گرفته می‌شود. در ادامه تابع هدف و قیود مدل پیشنهادی بیان می‌شوند.

۴-۳ تابع هدف

تابع هدف موردنظر به صورت رابطه (۳) پیشنهاد می‌شود.

$$CF = \sum_{t=1}^T \{ P_{e,net}^t \times \pi_e^t + \sum_{s=1}^S \rho_s \times S C_s^t \} \quad (3)$$

هم به پست‌های دیگری متصل بوده و بخشی از شبکه توزیع فعال هستند.



شکل ۱: شماتیک ریزشبهه‌ها و نحوه تعامل آن‌ها

۴-۲ منابع توربین بادی

با توجه به حضور منابع تولید بادی با سطح نفوذ قابل توجه در ریزشبهه، اهمیت پیش‌بینی رفتار باد بیشتر موردتوجه قرار می‌گیرد. بر اساس تحقیقات انجام‌شده برای محاسبه توان خروجی توربین بادی روش ARMA که یک روش خطی تصادفی برای تحلیل سری زمانی و پیش‌بینی است، استفاده می‌شود. بر اساس این روش میزان توان تولیدی توربین در روز آینده با استفاده از داده‌های تاریخی توان تولیدی توربین‌ها در سری زمانی پیش‌بینی می‌شود. فرم کلی سری زمانی مطابق با رابطه (۱) است [۲۲].

$$y_t = \sum_{j=1}^p \phi_j y_{t-j} + \varepsilon_t - \sum_{j=1}^q \theta_j \varepsilon_{t-j} \quad (1)$$

در این رابطه ϕ_j ضرایب چندجمله‌ای هم‌بستگی^۱ و p درجه چندجمله‌ای است، همچنین θ_j ضرایب چندجمله‌ای جابه‌جایی^۲ و q درجه این چندجمله‌ای است. ε_t نویز سفید یا خطای پیش‌بینی با میانگین صفر و انحراف معیار σ است. این پارامترها از طریق پردازش داده‌های تاریخی خروجی توربین بادی به دست می‌آیند. بر این اساس ضرایب توسط نرم‌افزار متلب به نحوی انتخاب می‌شوند که سری زمانی به دست‌آمده کمترین اختلاف ممکن (حداقل خطا) را نسبت به رفتار داده‌های تاریخی واقعی به‌منظور پیش‌بینی رفتار باد در روز پیش‌رو دارد.

۴-۲ بار ریزشبهه

الگوی مصرف بار مصرف‌کنندگان بر اساس شرایط زمانی، مکانی و آب‌وهوایی متغیر است؛ بنابراین ماهیت بارهای الکتریکی به صورت یک پدیده تصادفی تعریف می‌شود. بهره‌بردار ریزشبهه موظف است برای ۲۴ ساعت روز بعد بارهای ریزشبهه را پیش‌بینی کند. تابع چگالی

که در آن $P_{DG,m}^{\max}$ و $P_{DG,m}^{\min}$ به ترتیب حداقل و حداکثر توان تولیدی دیزل ژنراتور m و u_m^t متغیر باینری مشارکت این واحدها در ساعت t است. میزان محدودیت کاهش و افزایش توان این واحدها در دو بازه متوالی به ترتیب با روابط (۷) تضمین می‌شوند.

$$\begin{aligned} [P_{DG,m}^{t,s} - P_{DG,m}^{t-1,s}] &\leq UR_b \\ [P_{DG,m}^{t-1,s} - P_{DG,m}^{t,s}] &\leq DR_b \end{aligned} \quad (7)$$

که در آن UR_b و DR_b به ترتیب حداکثر میزان افزایش و حداکثر میزان کاهش تولید توان دیزل ژنراتور است.

قیود باتری

رابطه (۸) سطح شارژ باتری است و محدودیت نرخ شارژ و دشارژ در هر ساعت به صورت (۹) بیان می‌شود.

$$SOC_b^t = SOC_b^{t-1} + \eta_b^{ch} \times P_b^{t,ch} - \eta_b^{dis} \times P_b^{t,dis} \quad (8)$$

$$SOC_b^{min} \leq SOC_b^t \leq SOC_b^{max} \quad (9)$$

که در آن SOC_b^t سطح شارژ باتری b در ساعت t است. SOC_b^{min} و SOC_b^{max} به ترتیب حداقل و حداکثر شارژ ممکن باتری b است. η_b^{ch} و η_b^{dis} به ترتیب بازده شارژ و دشارژ باتری است. از طرفی در یک دوره معین، باتری نمی‌تواند هم‌زمان برای هر دو حالت شارژ و دشارژ برنامه‌ریزی شود؛ بنابراین قید (۱۰) مطرح می‌شود که در آن $u_b^{t,dis}$ و $u_b^{t,ch}$ به ترتیب متغیر باینری حالت شارژ و دشارژ باتری است.

$$u_b^{t,ch} + u_b^{t,dis} \leq 1 \quad (10)$$

محدودیت میزان توان شارژ و دشارژ باتری در هر ساعت به صورت (۱۱) ارائه شده است.

$$\begin{aligned} P_{b,min}^{ch} \times u_b^{t,ch} \leq P_b^{t,ch} \leq P_{b,max}^{ch} \times u_b^{t,ch} \\ P_{b,min}^{dis} \times u_b^{t,dis} \leq P_b^{t,dis} \leq P_{b,max}^{dis} \times u_b^{t,dis} \end{aligned} \quad (11)$$

$P_b^{t,dis}$ و $P_b^{t,ch}$ به ترتیب متغیر توان مصرفی و تولیدی باتری در ساعت t است. همچنین $P_{b,max}^{ch}$ و $P_{b,max}^{dis}$ به ترتیب حداکثر توان مصرفی و تولیدی باتری b است. حداقل زمان دشارژ و شارژ باتری هم به کمک رابطه (۱۲) تضمین می‌شود.

$$\begin{aligned} MD_b [u_b^{t,dis} - u_b^{t-1,dis}] \leq T_{b,t}^{dis} \\ MC_b [u_b^{t,ch} - u_b^{t-1,ch}] \leq T_{b,t}^{ch} \end{aligned} \quad (12)$$

که در آن MD_b و MC_b حداقل زمان دشارژ و شارژ باتری و همین‌طور $T_{b,t}^{ch}$ و $T_{b,t}^{dis}$ مدت زمان دشارژ و شارژ باتری است.

قیود پاسخ‌گویی بار

کاهش بار برنامه‌ریزی شده برای هر مشترک طبق قرارداد از پیش تعیین شده باید کوچک‌تر یا مساوی با حداکثر پیشنهاد در هر بازه به صورت (۱۳) باشد.

در عبارت اول این رابطه $P_{e,net}^t$ توان خریداری شده از شبکه بالادست در ساعت t برحسب MW است؛ π_e^t قیمت برق خریداری شده از بازار روز بعد برای ساعت t برحسب \$ است. عبارت دوم مجموع هزینه‌های سیستم در هر سناریو ضرب در احتمال مربوط به هر سناریو نمایش داده می‌شود که به صورت رابطه (۴) است.

$$\begin{aligned} SC_s^t = P_{f,s}^t \times \pi_f^t + \sum_{m=1}^M F(P_{DG,m,s}^t) \\ + \sum_{d=1}^D dr_{d,s}^t \times \pi_{d,s}^t + VoLL \times EENS_s^t \end{aligned} \quad (4)$$

که در این رابطه، در عبارت اول مقدار $P_{f,s}^t$ و π_f^t هزینه خرید توان در ساعت t از فیدر یا همان ریزشبه مجاور است. عبارت دوم هزینه بهره‌برداری از واحدهای قابل توزیع سنتی، و در ارت سوم $dr_{d,s}^t$ مقدار $\pi_{d,s}^t$ هزینه انرژی الکتریکی کاهش یافته توسط بارهای پاسخگو در ساعت t به ترتیب برحسب MW و \$ است؛ $VoLL$ در عبارت آخر هزینه قطع بار الکتریکی غیر داوطلبانه برحسب \$ و $EENS_s^t$ مقدار انرژی تأمین نشده مشترکین در شرایط بهره‌برداری واقعی سیستم در زمان t و سناریوی s است.

۴-۳ قیود

قید تعادل توان الکتریکی

در رابطه (۵) قید تساوی تولید با مصرف الکتریکی در شبکه در هر ساعت آورده شده است. سمت چپ تساوی مجموع توان الکتریکی تولیدشده، میزان بار تأمین نشده و بار کاهش یافته توسط مشترکین پاسخگو که برابر با بار الکتریکی ریزشبه در سناریوی s و در ساعت t است.

$$\begin{aligned} u_{n,s}^t \times P_{net}^t + \sum_{m=1}^M P_{DG,m,s}^t + P_{wt,s}^t \\ + \sum_{b=1}^B (P_b^{t,dis} - P_b^{t,ch}) \\ + \sum_{d=1}^D dr_{d,s}^t + EENS_s^t = P_{l,s}^t \end{aligned} \quad (5)$$

در رابطه فوق $P_{wt,s}^t$ ، $P_{DG,m,s}^t$ ، به ترتیب توان تولیدی واحدهای سنتی، مجموع توان تولیدی توربین‌های بادی در زمان t و سناریوی s و همین‌طور متغیرهای M ، B و D به ترتیب تعداد دیزل ژنراتور، باتری و مشترکین پاسخگوی بار می‌باشند. $u_{n,s}^t$ متغیر باینری وضعیت اتصال به شبکه بالادست است. مقدار ۱ نشان دهنده اتصال و مقدار صفر به معنی جدا شدن از شبکه بالادست است.

قید توان تولیدی دیزل ژنراتور

توان تولیدی دیزل ژنراتور m محدودیت مشخصی دارد که به صورت رابطه (۶) است.

$$P_{DG,m}^{min} \times u_m^t \leq P_{DG,m}^{t,s} \leq P_{DG,m}^{max} \times u_m^t \quad (6)$$

$$\frac{1}{(1-\alpha)} * \sum_{s=1}^S \rho_s^t \times \eta_{t,s} - \zeta_t \leq \beta \times \{P_{net}^t \times \pi_{net}^t + \sum_{s=1}^S \rho_s \times (P_{f,s}^t \times \pi_{f,s}^t + \sum_{m=1}^M F(P_{DG,m,s}^t) + \sum_{d=1}^D dr_{d,s}^t \times \pi_{d,s}^t + VoLL \times EENS_s^t)\} \quad (20)$$

که در آن $\eta_{t,s}$ و ζ_t متغیرهای کمکی‌اند و α سطح اطمینان نام دارد. سمت چپ نامساوی (۲۰) ارزش مشروط در معرض خطر (CVaR) یا به عبارت دیگر $100 \times (1-\alpha)$ درصد بدترین سناریوها در بازه زمانی t است. این بازه زمانی از ساعت ۱ الی ۲۴ را شامل می‌شود. سمت راست نامساوی هم متوسط هزینه بهره‌برداری بازه زمانی t که در β ضرب شده است. β ضریبی است که بین مقدار انتظاری هزینه و ریسک مصالحه ایجاد می‌کند. به عبارت دیگر مقدار CVaR در طول بازه زمانی ۲۴ ساعته همواره از β برابر هزینه بهره‌برداری در این افق برنامه‌ریزی کمتر است. این مسئله باعث مدیریت بیشتر بر کاهش هزینه سناریوهای بد می‌شود. البته میزان این مدیریت به پارامتر β به شدت بستگی دارد. مطابق قیود ریسک، محدوده مقادیر β از یک شروع شده و بیشترین مقدار آن بستگی به نوع مسئله و رفتار سناریوها دارد. می‌توان با بیشتر کردن مقدار β به نقطه‌ای رسید که بعد از آن افزودن به مقدار β اثری بر هزینه و جواب مسئله نداشته باشد. در حقیقت این مقدار، قید ریسک را بی‌اثر می‌کند و مسئله به لحاظ ریاضی ریسک خنثی خواهد شد. با این روش محدوده اثربخشی قید ریسک یا همان β معین می‌شود؛ بنابراین هرچه β به یک نزدیک باشد بهره‌بردار ریسک‌گریزتر (وابسته‌تر به قیود ریسک) و هرچه از یک بیشتر باشد ریسک‌پذیرتر بودن بهره‌بردار (ریسک خنثی بودن مسئله به لحاظ ریاضی) را نشان می‌دهد [۱۸].

قید ارزش مشروط در معرض خطر (CVaR)

از این قیود برای محاسبه ارزش مشروط در معرض خطر استفاده می‌شود و به صورت روابط (۲۱) و (۲۲) ارائه می‌شوند.

$$P_{net}^t \times \pi_{net}^t + P_{f,s}^t \times \pi_{f,s}^t + \sum_{m=1}^{M_i} F(P_{DG,m,s}^t) + \sum_{d=1}^D dr_{d,s}^t \times \pi_{d,s}^t + VoLL \times EENS_s^t + \zeta_t - \eta_{t,s} \leq 0 \quad (21)$$

$$0 \leq \eta_{t,s} \quad (22)$$

که در آن تابع هدف مسئله به‌ازای هر محدوده زمانی t و هر سناریو در این قید لحاظ شده تا هزینه بهره‌برداری را به‌ازای هر بازه زمانی و هر سناریو برای تمیزدادن بدترین سناریوها از باقی سناریوها مشخص کند. ζ_t مرزی برای تعیین بدترین سناریوها یا همان CVaR است. $\eta_{t,s}$

$$0 \leq dr_{d,s}^t \leq dr_d^{max} \times u_t(t) \quad (13)$$

که در آن $dr_{d,s}^t$ میزان کاهش بار توسط مشترک d در میزان تعریف‌شده‌ای در زمان t و سناریو s است. dr_d^{max} حداکثر مقدار قابل کاهش بار و $u_t(t)$ متغیر باینری مشارکت یا عدم مشارکت آن بار را نشان می‌دهد [۲۲].

قیود شبکه بالادست و ریزشکه‌های مجاور

میزان توان الکتریکی تبادل‌شده با شبکه بالادست و همچنین توان خریداری‌شده از فیدرهای مجاور ریزشکه دارای محدودیت است که به ترتیب طبق قیود (۱۴)، (۱۵) و (۱۶) این محدودیت اعمال می‌شود.

$$P_{e,net}^{min} \leq P_{e,net}^t \leq P_{e,net}^{max} \quad (14)$$

$$P_{f1,s}^{min} \times u_{f1,s}^t \leq P_{f1,s}^t \leq P_{f1,s}^{max} \times u_{f1,s}^t \quad (15)$$

$$P_{f2,s}^{min} \times u_{f2,s}^t \leq P_{f2,s}^t \leq P_{f2,s}^{max} \times u_{f2,s}^t \quad (16)$$

که در آن $P_{f1,s}^{min}$ و $P_{f1,s}^{max}$ و همچنین $P_{f2,s}^{min}$ و $P_{f2,s}^{max}$ حداقل و حداکثر توان خریداری‌شده از ریزشکه‌های مجاورند و متغیرهای باینری $u_{f1,s}^t$ و $u_{f2,s}^t$ امکان اتصال یا عدم‌اتصال به فیدرها یا درواقع ریزشکه‌های مجاور را نشان می‌دهند. قیود (۱۷)، (۱۸) و (۱۹) امکان اتصال ریزشکه مورد مطالعه را به شبکه بالادست (پست ۱) و یا در صورت دسترس‌ناپذیری آن امکان تبادل توان با ریزشکه‌های مجاور را نشان می‌دهد.

$$u_{n,s}^t + u_{f1,s}^t \leq 1 \quad (17)$$

$$u_{n,s}^t + u_{f2,s}^t \leq 1 \quad (18)$$

$$u_{f1,s}^t + u_{f2,s}^t \leq 2 \quad (19)$$

در حقیقت با توجه به این قیود، در صورت خروج شبکه بالادست بهره‌بردار ریزشکه تصمیم می‌گیرد تا با توجه به ساعت خروج شبکه بالادست و میزان تولید منابع محلی، از طریق نقاط اتصال کمکی متصل شود و تأمین توان کند یا این‌که ترجیح بدهد حالت عملکرد جزیره‌ای خود را داشته باشد.

قید ریسک

این قید در مسئله بهینه‌سازی برای مدیریت ریسکی که ناشی از رفتار تصادفی بار مصرفی، تولید توان بادی و همچنین سناریوی جدایی از شبکه بالادست است استفاده می‌شود. قید موردنظر در این مسئله به صورت رابطه (۲۰) آورده شده است.

هستند. سپس با روش کاهش سناریوی سریع پیشرو^{۱۰} که مبتنی بر کاهش فاصله احتمالاتی است [۱۵]، به کمک نرم‌افزار متلب می‌توان هرکدام را به ترتیب به ۴ و ۳ سناریو کاهش داد که حداقل فاصله احتمالاتی را با بقیه سناریوها دارند. با توجه به ماهیت مسئله بهره‌برداری و اهمیت کمتر بودن زمان حل آن، باید مصالحه‌ای بین مدت زمان حل و دقت آن به‌دست آید که با بررسی‌های انجام‌شده این تعداد سناریو انتخاب‌شده است.

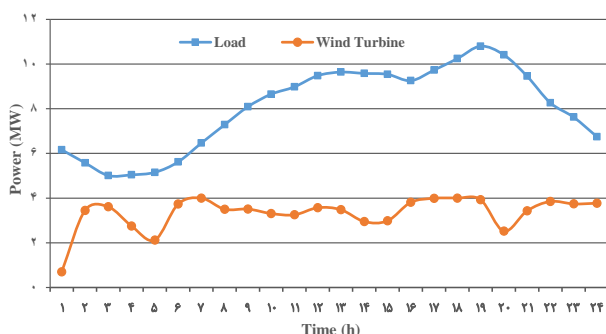
بر اساس درخت سناریو و ترکیب حالت‌ها که در مرجع [۱۵] به آن اشاره‌شده، در مجموع ۱۲ سناریو خواهیم داشت. رفتار بارهای پاسخ‌گوی مشترکین صنعتی و تجاری از مرجع [۲۲] استفاده‌شده و تنها بسته تجاری ظرفیتش محدودتر شده است. شکل‌های ۳ و ۴ رفتار این مشترکین را نشان می‌دهد. تأثیر برنامه پاسخ‌گویی بار در مطالعات عددی پیش‌رو مورد بررسی قرار می‌گیرد. همچنین قیمت خرید برق از بازار روز پیش‌رو PJM [۲۴] در شکل ۵ نشان داده شده است.

جدول ۱: مشخصات اجزای موجود در ریزشبه

Gen. Unit	Cost Coefficient (\$/MWh)	Min-Max Generation Capacity (MW)	Min Up-Down Time (hour)	Ramp Up-Down Limit (MW/h)
G1	۲۹	۰/۸-۳	۲	۲
G2	۳۷/۳	۰/۵-۲	۱	۱/۵
ESS	-	۰/۴-۲	۵	-
Wind	-	۰-۴	-	-

جدول ۲: پارامترهای سری زمانی ARMA

	ARMA Model	Auto Regressive	Moving Average
wind	ARMA(۲,۱)	$\phi_1 = -1/535$ $\phi_2 = 0/538$	$\theta_1 = 0/788$



شکل ۲: بار و توان توربین بادی پیش‌بینی‌شده در ۲۴ ساعت آینده

اختلاف بین ζ_t و هزینه بهره‌برداری ریزشبه در ساعت t و در $100 * (1-\alpha)$ درصد بدترین سناریوها بوده و برای بقیه سناریوها صفر است [۱۸]. استفاده‌کردن از قیود (۲۱، ۲۲) که به قید ارزش مشروط در معرض خطر معروف است، کمک می‌کند تا پارامترهای موردنیاز $(\zeta_t, \eta_{t,s})$ برای محاسبه مقدار بهینه شاخص CVaR تعیین شود. در نتیجه این قید به تعیین مقدار سمت چپ نامساوی (۲۰) هم کمک می‌کند.

قید ماتریس خروج شبکه بالادست

ریزشبه باید هر زمانی در برابر اغتشاشات واردشده به شبکه بالادست توانایی جدا شدن از آن را داشته و به‌محض برطرف‌شدن آن اغتشاش مجدداً به شبکه بالادست متصل شود. با توجه به این‌که بهره‌بردار از زمان وقوع و مدت اغتشاش باخبر نیست، باید منابع تولید موجود در ریزشبه را طوری برنامه‌ریزی کند که بتواند بارهای موجود را با حداقل قطع بار تأمین نماید.

یکی از روش‌های مناسب برای مدل‌کردن خروج شبکه بالادست مدل $T-\tau$ است. مدت زمان برنامه‌ریزی است که در این مقاله ۲۴ ساعت است و τ مدت زمان خروج شبکه بالادست یا همان در دسترس نبودن آن است [۸]. برای مثال اگر τ را ۱ در نظر گرفته شود، تمام ۲۴ سناریوی خروج یک‌ساعته شبکه بالادست با احتمال‌های یکسان توسط ماتریس (۲۳) در نظر گرفته می‌شود. هر سطر آن یک سناریو است و هر سناریو خروج شبکه بالادست را در ۱ ساعت مشخصی از روز بیان می‌کند. در مجموع طبق این قید ۲۴ سطر (سناریو) و ۲۴ ستون (زمان) وجود دارد.

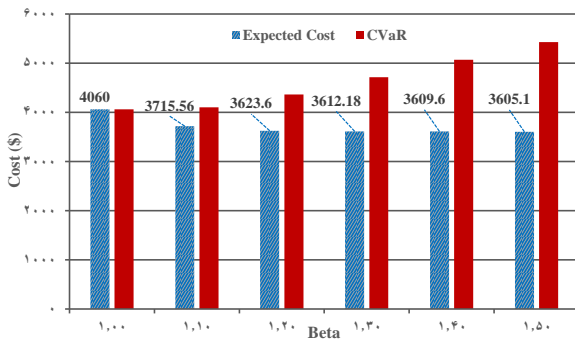
$$u_{n,s}^t = \begin{bmatrix} [0 & 1 & 1 & \dots & 1], \\ [1 & 0 & 1 & \dots & 1], \\ [1 & 1 & 0 & \dots & 1], \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ [1 & 1 & 1 & \dots & 0] \end{bmatrix} \quad (23)$$

۴ پیاده‌سازی مدل پیشنهادی و مطالعات موردی

در این بخش برنامه‌ریزی تصادفی ریزشبه‌ای در شرایط متصل و جدا از شبکه بالادست انجام می‌شود. ریزشبه شامل دو واحد دیزل ژنراتور، یک باتری و چند توربین بادی است که در مالکیت بهره‌بردار است. مشخصات این منابع در جدول ۱ ارائه‌شده است. شکل ۲ رفتار مجموع بارهای ریزشبه و مجموع توان تولیدی توربین‌های بادی را نشان می‌دهد. داده‌های تاریخی توربین بادی ۳۰ مگاواتی برای بازه‌های ۱۰ دقیقه‌ای از آزمایشگاه ملی انرژی‌های تجدیدپذیر گرفته شده [۲۳] و با توجه به ظرفیت ۴ مگاواتی توربین‌های بادی و بازه‌های یک‌ساعته مطالعه ریزشبه ظرفیت و بازه زمانی آن نرمالیزه می‌شود. به کمک روش‌های ذکرشده در بخش ۲-۲ و ۲-۳ می‌توان ۱۰۰۰ سناریو با احتمال یکسان برای توان خروجی توربین بادی با انحراف معیار ۴۰ درصد و ۱۰۰۰ سناریو برای بار ریزشبه با انحراف معیار ۲۰ درصد و میانگین صفر تولید کرد که هر یک دارای احتمال یکسان یک‌هزارم

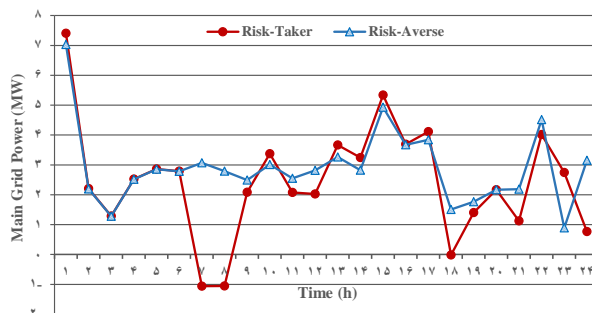
مشارکت واحدهای تولیدی و ذخیره‌ساز است. با توجه به در نظر گرفتن قیود ریسک و ارزش مشروط در معرض خطر، بهره‌برداری می‌تواند در سطوح مختلف ریسک‌پذیری انجام شود. در شکل ۶ تحلیل حساسیت β از مقدار ۱ تا ۱/۵ یا به عبارت دیگر از حالت ریسک‌گریز تا ریسک‌پذیر برای هزینه موردانتظار بهره‌برداری برحسب ارزش مشروط در معرض خطر در کل ۲۴ ساعت انجام شده است. برای $\beta=1$ مقدار هزینه بهره‌برداری موردانتظار و ارزش مشروط در معرض خطر یکسان و برابر ۴۰۶۰ دلار است. با افزایش سطح ریسک‌پذیری هزینه موردانتظار بهره‌برداری کمتر و برابر با ۳۶۰۵/۱ دلار و مقدار ارزش در معرض خطر مشروط افزایش می‌یابد و به ۵۴۲۵/۵ دلار می‌رسد.

درواقع در حالت ریسک خنثی کنترل لازم بر سناریوهای بد کاهش می‌یابد که نتیجه آن افزایش CVaR است و در حالت ریسک‌گریز با برنامه‌ریزی متکی به سناریوهای بد سعی بر کاهش هزینه بهره‌برداری در سناریوهای بد شده، لذا CVaR کمترین مقدار خود را دارد. به‌زای مقادیر β بیشتر از ۱/۵ هزینه بهره‌برداری ثابت می‌ماند و این یعنی هزینه ۳۶۰۵/۱ دلار هزینه بهره‌برداری ریسک خنثی (بیشترین ریسک‌پذیری در بهره‌برداری) است.

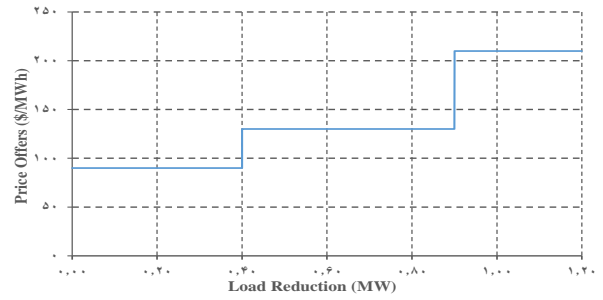


شکل ۶: هزینه بهره‌برداری و CVaR برحسب پارامتر ریسک (β)

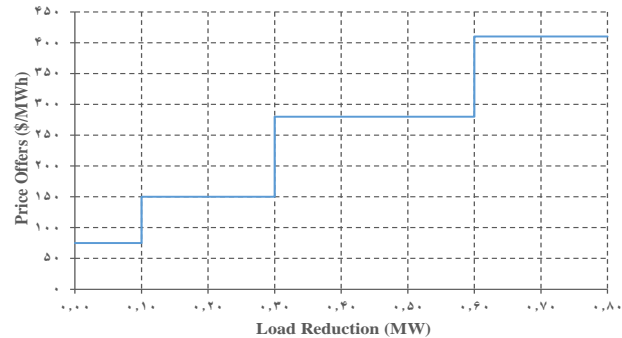
شکل ۷ مقایسه میزان خرید توان از بازار روز بعد در حالت ریسک‌گریز ($\beta=1$) و ریسک‌پذیر ($\beta=1/5$) است و این واقعیت را نشان می‌دهد که توان خریداری شده ریزشکبه برای حالت ریسک‌گریز در بازار روز بعد در مقایسه با حالت ریسک‌پذیر در مجموع و به‌ویژه در ساعات ۱۸ الی ۲۱ که اوج مصرف برق شبکه است بیشتر خواهد بود.



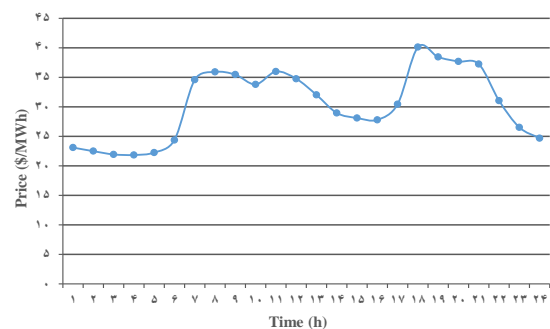
شکل ۷: توان مبادله‌شده با شبکه بالادست در بازار روز پیش‌رو



شکل ۳: بسته پیشنهادی کاهش بار تجاری



شکل ۴: بسته پیشنهادی کاهش بار صنعتی



شکل ۵: قیمت برق در ۲۴ ساعت روز بعد

۴ نتایج موارد مطالعاتی

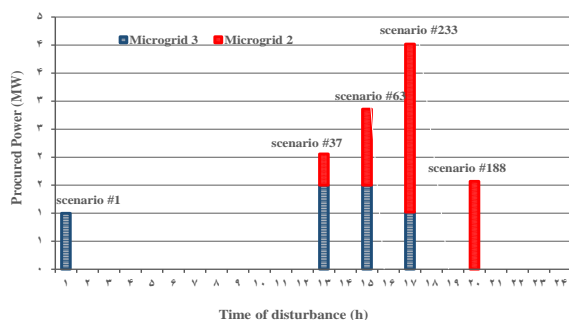
مدل پیشنهادی بر اساس برنامه‌ریزی خطی آمیخته با عدد صحیح است که در نرم‌افزار IBM CPLEX [۲۵] پیاده‌سازی شده و با استفاده از کامپیوتری با پردازشگر ۳/۴ گیگاهرتز و ۱۲ گیگابایت حافظه RAM حل شده است. نتایج شبیه‌سازی برنامه‌ریزی بهره‌برداری تصادفی بهینه ریزشکبه در حالات ذیل با در نظر گرفتن تأثیرات ذخیره‌ساز انرژی و برنامه پاسخ‌گویی بار بررسی می‌شوند:

مورد اول: برنامه‌ریزی تصادفی بهینه ریزشکبه متصل به شبکه بالادست (پست ۱)

مورد دوم: برنامه‌ریزی تصادفی بهینه در زمان جدایی از شبکه بالادست و تبادل توان با ریزشکبه‌های مجاور

مورد سوم: تحلیل حساسیت مدت‌زمان جدایی از شبکه بالادست بدون دسترسی به ریزشکبه‌های مجاور (عملکرد جزیره‌ای)

مورد اول: در این حالت برنامه‌ریزی تصادفی در حالت متصل به شبکه بالادست در روز بعد انجام می‌شود. این برنامه‌ریزی شامل



شکل ۸: سهم توان تأمین‌شده توسط ریزشبه‌های مجاور

حال فرض شده که ریزشبه ۳ به‌علت محدودیت ظرفیت در دسترس نیست و ریزشبه ۱ تنها یک انتخاب دارد و آن هم تبادل توان با ریزشبه ۲ است. با کاهش انتخاب بهره‌بردار ریزشبه ۱ به‌منظور خرید برق از ارزان‌ترین پیشنهاد ریزشبه‌های مجاور، انتظار می‌رود که هزینه بهره‌برداری افزایش یابد. لذا در این شرایط هزینه بهره‌برداری ۳۸۹۴ دلار و ارزش مشروط در معرض خطر ۵۰۹۳/۹ دلار است. در این حالت نیز مانند حالت دسترسی هر دو ریزشبه مجاور، هیچ‌گونه قطع بار غیرداوطلبانه و مشارکت بارهای پاسخ‌گو صورت نمی‌گیرد.

برای مقایسه شرایط عادی بهره‌برداری با این وضعیت خاطرنشان می‌شود که هزینه بهره‌برداری ریزشبه ۱ سمت پست ۱ با پارامترهای ریزشبه ۱/۳ و $\alpha=0/92$ و در حالت متصل به آن پست ۳۶۱۲/۱ دلار است. این اختلاف هزینه ۲۸۱/۹ دلاری نتیجه خرید توان در بعضی سناریوها از ریزشبه مجاور و مشارکت بیشتر دیزل ژنراتور ۲ در برنامه‌ریزی ریزشبه است. بیشترین توان خریداری‌شده از ریزشبه مجاور در سناریوی ۶۸ و در ساعت ۲۰ رخ می‌دهد.

شکل ۹ وضعیت مجموع توان‌های تولیدی دیزل ژنراتور ۱ و ۲، توربین بادی، بازار روز پیش‌رو، ذخیره‌ساز و رفتار بار در سناریوی ۶۸ را در شرایطی که تنها ریزشبه ۲ در دسترس است نشان می‌دهد. در این سناریو جدایی ریزشبه از سمت پست ۱ در ساعت ۲۰ اتفاق می‌افتد و بهره‌بردار ریزشبه تصمیم به خرید برق از ریزشبه مجاور در این ساعت می‌کند.

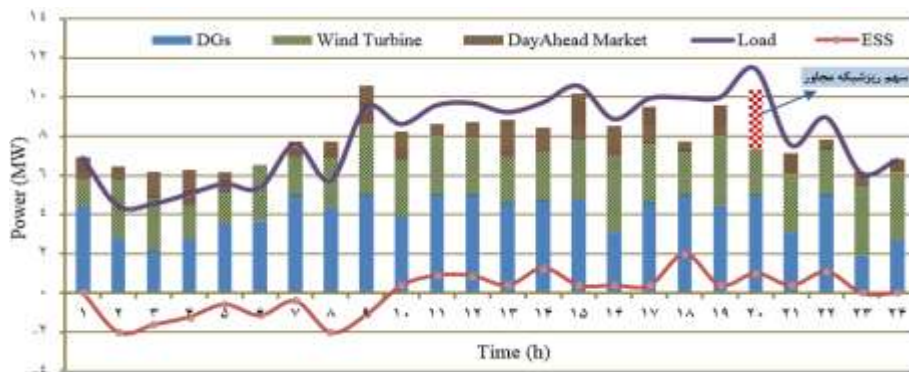
مطابق با شکل ۹ در ساعت ۲۰ مقدار ۳ مگاوات توان خریداری‌شده نشان داده شده است. باید این واقعیت را در نظر گرفت که شاید گاهی اوقات ظرفیت در دسترس ریزشبه مجاور در زمان تعمیرات و نگهداری واحدهای تولید آن و یا زمان افزایش چشمگیر مصرف مشترکین کمتر از ۳ مگاوات باشد. برای جبران وضعیت کم شدن ظرفیت ریزشبه مجاور و جبران قطعی بار غیرداوطلبانه احتمالی، تأثیر حضور بارهای پاسخ‌گو موردبررسی قرار گرفته است.

همچنین در جدول ۳ مشارکت دیزل ژنراتور ۱ و ۲ را در ساعات مختلف درازای حالت ریسک‌گریز و ریسک‌پذیر بهره‌برداری نشان می‌دهد. در این جدول مشارکت واحدها در حالت ریسک‌پذیر نسبت به حالت ریسک‌گریز بیشتر است و حاکی از این واقعیت است که در حالت ریسک‌پذیر ریزشبه بیشتر به منابع تولید خودش متکی است و میل کمتری به مشارکت در بازار روز بعد دارد. البته دیزل ژنراتور ۱ به‌عنوان منبع پایه و ارزان‌تر در هردو حالت ریسک‌پذیر و ریسک‌گریز، در اکثر ساعات مشارکت می‌کند.

در نتیجه در حالت ریسک‌گریز بهره‌بردار بیشتر به خرید توان از بازار روز بعد تمایل داشته و مشارکت منابع تولیدش به‌جز ساعات اوج مصرف در ساعات دیگر کمتر است. این در حالی است که در حالت ریسک‌پذیر کمتر میل به خرید توان از بازار روز پیش‌رو دارد و بیشتر به مشارکت منابع محلی خودش متکی است. زمان حل برنامه در مورد اول و به‌ازای سطوح مختلف ریسک‌پذیری بین ۴/۱ الی ۵/۲ ثانیه است. **مورد دوم:** در این مورد علاوه بر سناریوهای باد و بار، ۲۴ سناریوی خروج شبکه بالادست هم در مسئله لحاظ می‌شود. برنامه‌ریزی با پارامترهای ریزشبه $\alpha=0/92$ و $\beta=1/3$ انجام می‌شود. در این مورد به‌محض جدا شدن ریزشبه ۱ از فیدر پست ۱ در اثر اغتشاش ناشی از خطا و یا خرابی جزئی تجهیزات به مدت ۱ ساعت، ریزشبه ۱ می‌تواند در صورت نیاز به توان الکتریکی، بلافاصله از نقاط اتصال کمکی به فیدرهای مجاور وصل شود. فیدرهای مجاور که همان ریزشبه ۲ و ۳ هستند، می‌توانند به کمک ظرفیت‌های استفاده‌نشده موجود در خود و یا همانند واسطه‌ای بین ریزشبه ۱ و پست‌های دیگر شبکه توزیع تا ۳ مگاوات از طریق ریزشبه ۲ و تا ۱/۵ مگاوات هم از طریق ریزشبه ۳ کمبود توان ریزشبه ۱ را جبران کنند. لذا بهره‌بردار ریزشبه ۱ طبق قراردادی با بهره‌بردار ریزشبه ۲ موظف است مبلغ ثابت ۶۰ دلار بر مگاوات‌ساعت به بهره‌بردار ریزشبه ۲ و مبلغ ۴۵، ۵۵ و ۷۰ دلار بر مگاوات‌ساعت را به ترتیب از ساعت ۱ الی ۷ صبح، ۸ الی ۱۶ عصر و ۱۷ الی ۲۴ شب به بهره‌بردار ریزشبه ۳ در زمان خرید برق از آن پرداخت نماید. در شرایط امکان تبادل توان با هر دو ریزشبه مجاور، هزینه بهره‌برداری و ارزش مشروط در معرض خطر به ترتیب ۳۶۹۳/۱ و ۴۸۱۵/۱ دلار شده است. شکل ۸ سهم توان‌های تأمین‌شده ریزشبه ۱ را توسط ریزشبه‌های مجاور در چند سناریو به‌عنوان نمونه و با نمایش ساعت بروز اغتشاش هر سناریو نشان می‌دهد.

جدول ۳: مشارکت واحدهای ۱ و ۲ در ۲۴ ساعت پیش‌رو برای حالت‌های ریسک‌گریز و ریسک‌پذیر-مورد اول

Gen. Unit	β	ساعات یک شبانه‌روز																							
		۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
G1	$\beta=1$	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۰
	$\beta=1.5$	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۰
G2	$\beta=1$	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۰
	$\beta=1.5$	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۰	۰	۰	۱	۰	۱	۰	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۰



شکل ۹: توان منابع تولید محلی و بار در سناریوی ۶۸

قرار می‌گیرد. مدت‌زمان جدایی از شبکه بالادست بر اساس مدل ۱، ۲، ۴ و ۷ ساعت در نظر گرفته شده تا شدت وقوع اغتشاش از خطاهای جزئی و خرابی تجهیزات تا حوادث مخرب و فراگیر بررسی شود. در این شرایط قطع بار غیرداوطلبانه در ریزشکبه رخ داده است. اگر ریزشکبه ۱ بخواهد در برابر این ناتوانی در اتصال به ریزشکبه‌های مجاور و اثرات ناشی از جزیره‌ای ماندن مقاوم باشد باید منابع تولید محلی را تقویت کرد.

با توجه به این‌که بارها دارای ارزش بار ازدست‌رفته هستند و سطح نفوذ منابع تولید انرژی بادی ریزشکبه زیاد است، برای حداقل‌سازی این قطع بارهای غیرداوطلبانه یکی از راه‌ها نصب ذخیره‌ساز انرژی دیگری با ظرفیت کمتر و سرعت شارژ و دشارژ سریع‌تر است. ذخیره‌ساز انرژی ۲ با حداقل سرعت شارژ و دشارژ ۲ ساعت، ظرفیت ۵ مگاوات‌ساعت و همچنین حداقل و حداکثر توان نامی ۰/۲ و ۱ مگاوات به ریزشکبه اضافه می‌شود تا تأثیر حضور منابع انعطاف‌پذیر بیشتری در کنار بارهای پاسخ‌گو بر بهبود وضعیت بهره‌برداری ریزشکبه ارزیابی شود.

جدول ۵ تأثیر حضور ذخیره‌ساز اضافه‌شده را به‌عنوان یک منبع مؤثر در مقایسه با حالت بدون حضور ذخیره‌ساز جدید نشان می‌دهد.

جدول ۴ تأثیر بارهای پاسخ‌گو و عدم حضور آن در هزینه بهره‌برداری، ارزش مشروط در معرض خطر و هزینه قطع بار را نشان می‌دهد. ارزش بار ازدست‌رفته ۳۰۰۰ دلار بر مگاوات‌ساعت در نظر گرفته شده است. حضور بارهای پاسخ‌گو در مواقع کمبود ظرفیت ریزشکبه مجاور می‌تواند قطع بار اجباری را به صفر رسانده و هزینه بهره‌برداری را کم کند. حداقل مدت‌زمان رسیدن به پاسخ در مورد دوم برابر با ۲۱۲/۳ ثانیه و حداکثر زمان ۹۱۱/۲ ثانیه ثبت شده است.

مورد سوم: در این حالت سخت‌گیرانه ریزشکبه پس از جدا شدن از شبکه بالادست، نمی‌تواند به ریزشکبه‌های مجاورش متصل شود. یک علت آن می‌تواند ناشی از عدم عملکرد کلید اتوماتیک سمت ریزشکبه مجاور برای لحظه اتصال باشد. علت دیگر نبود توان قابل‌استفاده در ریزشکبه‌های مجاور که ریزشکبه ۱ بتواند از آن بهره‌برداری کند. علت دوم نتیجه دامنه اغتشاش گسترده در شبکه بالادست بوده که ریزشکبه‌های مجاور هم ترجیح دهند به‌صورت جزیره‌ای عمل کنند و نتوانند به ریزشکبه ۱ توانی بدهند. هرچند احتمال وقوع این حادثه کم است ولی بررسی آن ضروری به نظر می‌رسد. در نتیجه ارتباط بین سه ریزشکبه کاملاً جدا می‌شود و درواقع ریزشکبه ۱ به‌طور کامل در حالت جزیره‌ای

این ذخیره‌ساز سریع، نقش مؤثر آن در کنار ذخیره‌ساز انرژی اولیه برای تأمین توان مشترکین مشهود است. همان‌طور که ذکر شد منبع انعطاف‌پذیر دیگر بارهای پاسخ‌گو هستند که تأثیرشان بر منحنی‌های بار سناریوها بررسی می‌شود. با توجه به تعداد زیاد سناریوهای ممکن برای بار ریزش‌بکه، مقدار امید ریاضی منحنی‌های بار در سناریوهای مختلف را در شکل ۱۱ به همراه تأثیر برنامه پاسخ‌گویی بار بر این منحنی در مورد حالت $T - 7$ نشان داده شده است.

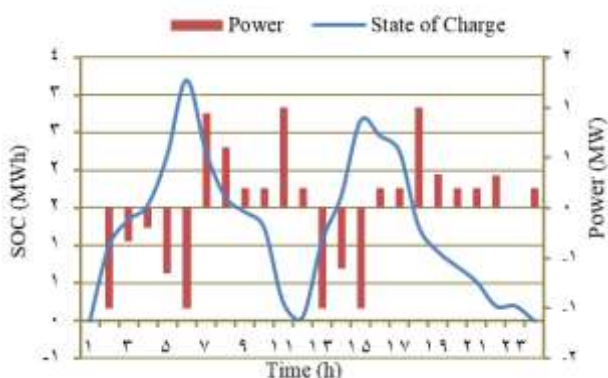
جدا از تأثیرات مثبت اقتصادی حضور ذخیره‌ساز به خاطر هزینه به‌کارگیری ناچیز و تأمین توان ریزش‌بکه در ساعات اوج مصرف که نتیجه آن کاهش هزینه بهره‌برداری است، نداشتن آلودگی زیست‌محیطی ذخیره‌سازها کاهش آلاینده‌گی را در مناطق شهری به‌دنبال خواهند داشت. شکل ۱۰ وضعیت سطح شارژ و توان ذخیره‌ساز انرژی جدید را در وضعیت $T - 7$ و در سناریوی اول نشان می‌دهد. مطابق با شکل ۹ در ساعات اولیه روز که قیمت برق ارزان‌تر و توربین‌ها تولید توان اضافی دارند ذخیره‌ساز انرژی جدید شروع به شارژ شدن می‌کند و از ساعات اولیه صبح با رشد تقاضای مشترکین، ذخیره‌ساز شروع به تخلیه شدن می‌کند تا توان مشترکین را تأمین نماید. مجدداً از ساعت ۱۳ تا ۱۵ شارژ می‌شود تا بتواند در ساعات اوج مصرف پشتیبان بارهای شبکه باشد. با افزایش تعداد سیکل‌های شارژ و دشارژ

مشارکت بارهای پاسخ‌گو	ظرفیت در دسترس	هزینه بهره‌برداری (دلار)	ارزش مشروط در معرض خطر (دلار)	هزینه قطع بار اجباری (دلار)	هزینه تشویقی مشارکت بارهای پاسخ‌گو (دلار)
عدم حضور بارهای پاسخ‌گو	۱ مگاوات	۸۲۷۴/۲	۱۰۷۶۶	۴۳۹۹/۵	-
حضور بارهای پاسخ‌گو	۱ مگاوات	۳۹۹۳/۸	۵۲۰۰/۷	۰	۱۳۰/۶

جدول ۴: مشارکت واحدهای ۱ و ۲ در ۲۴ ساعت پیش‌رو برای حالت‌های ریسک‌گریز و ریسک‌پذیر-مورد دوم

مدت زمان جدا شدن از شبکه بالادست		هزینه بهره‌برداری (دلار)	ارزش مشروط در معرض خطر (دلار)	هزینه قطع بار اجباری (دلار)	هزینه تشویقی مشارکت بارهای پاسخ‌گو (دلار)
$T - 1$	بدون ذخیره‌ساز جدید	۴۶۱۷	۶۰۰۹/۵	۱۹۰/۸	۷۶۱/۳
	با ذخیره‌ساز جدید	۳۸۷۶/۴	۵۰۶۶/۶	۰	۱۴۰/۷
$T - 4$	بدون ذخیره‌ساز جدید	۵۳۹۰/۶	۷۰۱۶/۱	۹۸۰/۹	۶۷۵/۷
	با ذخیره‌ساز جدید	۳۹۲۱/۵	۵۱۳۲/۱	۰	۱۷۲/۱
$T - 7$	بدون ذخیره‌ساز جدید	۵۹۲۰/۳	۷۷۲۰/۴	۱۲۴۴	۱۰۰۲/۸
	با ذخیره‌ساز جدید	۴۰۵۸/۶	۵۳۱۸	۰	۳۱۲/۶

جدول ۵: مقایسه هزینه‌ها در حضور و عدم حضور ذخیره‌ساز جدید در شرایط عملکرد جزیره‌ای با حضور بارهای پاسخ‌گو-مورد سوم

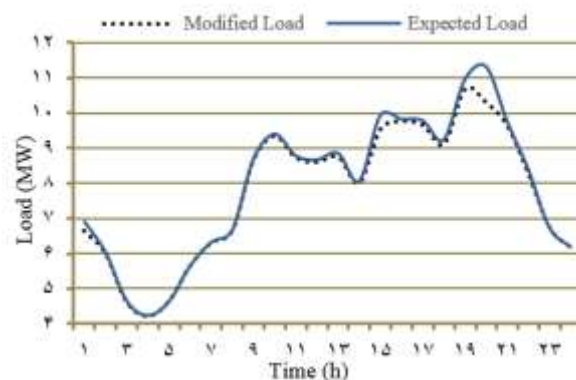


شکل ۱۰: سطح شارژ باتری جدید در سناریوی ۱ با T-7

مطابق با این شکل کاهش بار در ساعات اوج مصرف و همچنین اولین ساعات بامداد که توربین‌های بادی تولید کمتری دارند مشهود است. حداقل و حداکثر زمان حل مسئله با گپ (gap) صفر درصد در مورد سوم و به‌ازای همه حالات بررسی‌شده بین ۱/۴۱۷ الی ۱۴۵۱/۶ ثانیه شده است.

مراجع

- [1] . Khodaei, "Resiliency-oriented microgrid optimal scheduling," IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1584–1591, 2014.
- [2] A. Majzoobi, and A. Khodaei, "Application of Microgrids in Supporting Distribution Grid Flexibility," IEEE Trans. on Power Systems, vol. 61, pp. 335–345, 2016
- [3] F. Wu, X. Li, F. Feng and H. B. Gooi, "Modified Cascaded Multilevel Grid-Connected Inverter to Enhance European Efficiency," IEEE Trans. Ind. Informatics, vol. 11, no. 6, pp.1358-1365, 2015
- [4] Z. Chen, L. Wu, and Y. Fu, "Real-time price-based demand response management for residential appliances via stochastic optimization and robust optimization," IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 3, no. 4, pp. 1822–1831, 2012.
- [5] M. Mazidi, A. Zakariazadeh, and S. Jadid, "Integrated Scheduling of Renewable Generation and Demand Response Programs in a Microgrid," Energy Conversion and Management, vol. 86, pp. 1118-1127, 2014.
- [6] جمیل جنتی و داریوش نظریور، «مدیریت انرژی پارکینگ هوشمند خودروهای برقی در یک ریزشبکه با نظر گرفتن اثرات برنامه پاسخگویی بار»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، دوره ۴۷، شماره ۲، صفحه ۴۶۷-۴۵۵، ۱۳۹۶.
- [7] S. Talari, M. Yazdaninejad, and M. R. Haghifam "Stochastic-based scheduling of the microgrid operation including wind turbines, photovoltaic cells, energy storages and responsive loads," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 9, no. 12, pp. 1498–1509, 2015.
- [8] A. Khodaei, "Microgrid optimal scheduling with multi-period islanding constraints," IEEE Trans. on Power Systems, vol. 29, no. 3, pp. 1383-1392, 2014.
- [9] علی مهدی‌زاده و نوید تقی‌زادگان کلانتری، «برنامه‌ریزی تصادفی ریزشبکه جزیره‌ای در حضور سیستم ذخیره‌ساز هیدروژنی و برنامه پاسخگویی بار»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، دوره ۴۷، شماره ۲، صفحه ۷۲۵-۷۱۱، ۱۳۹۶.
- [10] M. Rouholamini and M. Mohammadian, "Energy management of a grid-tied residential-scale hybrid renewable generation system incorporating fuel cell and electrolyzer," Energy and Buildings, vol. 102, pp. 406-416, 2015.
- [11] M. Rouholamini and M. Mohammadian, "Energy management of a grid-tied residential-scale hybrid renewable generation system incorporating fuel cell and electrolyzer," Renewable Energy, vol. 96, pp. 354-365, 2016.
- [12] A. Khodaei, "Provisional micogrids," IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 6, no. 3, pp. 1107-1115, 2015.
- [13] A. Gholami, T. Shekari, F. Aminifar, and M. Shahidepour, "Microgrid scheduling with uncertainty: The Quest for Resilience," IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 7, no. 6, pp. 2849 - 2858, 2016.
- [14] R. T. Rockafellar and S. Uryasev, "Conditional value-at-risk for general loss distributions," Journal of Banking and Finance, vol. 26, no. 7, pp. 1443–1471, 2002.
- [15] A. J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales, Decision making under uncertainty in electricity markets vol. 1: Springer, 2010.
- [16] M. Carrion, A. J. Conejo, and J. M. Arroyo, "Forward contracting and selling price determination for a retailer,"



شکل ۱۱: وضعیت بار با اعمال پاسخ‌گویی بار در T-7

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله مدل تصادفی بهره‌برداری از ریزشبکه با ۱ نقطه اتصال اصلی و ۲ نقطه اتصال کمکی در ۲۴ ساعت پیش‌رو ارائه شد. مدل پیشنهادی مدلی مبتنی بر برنامه‌ریزی خطی آمیخته با عدد صحیح بود که با استفاده از نرم‌افزار IBM CPLEX حل شده است. در این مدل قیود ریسک و ابزار شناخته‌شده ارزش در معرض خطر مشروط برای کنترل عدم قطعیت‌های موجود در مسئله در نظر گرفته شده است. مدل خروج ریزشبکه از شبکه بالادست بر اساس شاخص $T - \tau$ در کنار عدم قطعیت بار و باد لحاظ شده است. این ریزشبکه در ۳ مورد مطالعاتی بررسی شد که طی آن در مورد اول ریزشبکه متصل به شبکه بالادست بوده و تأثیر میزان ریسک‌پذیری بهره‌بردار در توان خریداری شده در بازار روز پیش‌رو و میزان مشارکت واحدهای سنتی ارزیابی شد. نشان داده شد که با افزایش ریسک‌گریزی هزینه بهره‌برداری کاهش می‌یابد ولی متوسط هزینه‌های سناریوی بد یا به عبارت دیگر ارزش مشروط در معرض خطر افزایش می‌یابد. در مورد دوم جدایی ریزشبکه از شبکه بالادست و اتصال آن به ریزشبکه‌های مجاور ارزیابی شد. در این حالت تحلیل حساسیت بر روی دسترسی و ظرفیت موجود در ریزشبکه‌های مجاور انجام شده و نشان داده شد که در شرایط کمبود ظرفیت ریزشبکه‌های مجاور، حضور و مشارکت بارهای پاسخ‌گو سبب عدم قطعیت بار اجباری شده و هزینه بهره‌برداری در مقایسه با در نظر نگرفتن بارهای پاسخگو تا حد زیادی کم شود. در مورد سخت‌گیرانه سوم دسترسی‌ناپذیری ریزشبکه‌های مجاور نظر گرفته شد و ریزشبکه به صورت کاملاً جزیره‌ای و بدون ارتباط با هر دو ریزشبکه مجاور عمل کرده است. با توجه به این که دسترسی‌ناپذیری ریزشبکه‌های مجاور ممکن است در حوادث سخت رخ دهد، مدت زمان خروج ریزشبکه علاوه بر ۱ ساعت، برای ۴ و ۷ ساعت خروج نیز بررسی شده که در این شرایط پیشنهاد حضور ذخیره‌ساز جدید با سرعت شارژ و دشارژ بالا در کنار بارهای پاسخگو ارزیابی گردید. نتایج، قابل اطمینان بودن و اقتصادی بودن هزینه بهره‌برداری ریزشبکه پیشنهادی را در شرایط مختلف نشان می‌دهد.

- IEEE Trans. on Power Systems., vol. 22, no. 4, pp. 2105–2114, 2007.
- [17] A. J. Conejo, R. Garcia-Bertrand, M. Carrion, A. Caballero, and A. de Andres, “Optimal involvement in futures markets of a power producer,” IEEE Trans. on Power Systems, vol. 23, no. 2, pp. 703–711, 2012.
- [18] A. Safdarian, M. Fotuhi-Firuzabad and M. Lehtonen, “A Stochastic Framework for Short-Term Operation of Distribution Company,” IEEE Trans. on Power Systems, vol. 28, no. 4, pp. 4712-4721, 2013.
- [19] M. Carrion, A. B. Philpott, A. J. Conejo, and J. M. Arroyo, “A stochastic programming approach to electric energy procurement for large consumers,” IEEE Trans. on Power Systems., vol. 22, no. 2, pp. 744–754, 2007.
- [20] J. Aghaei, M. Barani, M. Shafi-khah, A. A. Sanchez de la Nieta and J. Catalao, “Risk-constrained offering strategy for aggregated hybrid power plant including wind power producer and demand response provider,” IEEE Trans. on Sustainable Energy, vol. 7, no. 2, pp. 513–525, 2016.
- [21] Y. Zhang, N. Gatsis, and G. Ginnakis. “Robust Energy Management for Microgrids with High Penetration Renewables,” IEEE Trans. on Sustainable Energy, vol. 4, no. 4, pp. 944-953, 2013.
- [22] H. Geramifar, M. Shahabi, and T. Barforoshi, “Coordination of energy storage systems and DR resources for optimal scheduling of microgrids under uncertainties,” IET Renewable Power Generation, vol. 11, no. 2, pp. 378-388, 2017.
- [23] National Renewable Energy Laboratory: *Western Wind Resources Dataset*, http://wind.nrel.gov/web_nrel.
- [24] *PJM* website, <http://pjm.com/markets-and-operations.aspx>
- [25] IBM Corporation, *IBM ILOG CPLEX*, version 12.0, User's Manual, Aug, 2013, <ftp://public.dhe.ibm.com>.

زیر نویس‌ها:

¹ Resiliency

² Time of Use

³ Multi Period

⁴ Interior search algorithm

⁵ Provisional Microgrid

⁶ Conditional Value at Risk

⁷ Aggregator

⁸ Auto Regressive Parameters

⁹ Moving Average Parameters

¹⁰ Fast Forward