

## بهره‌برداری مقید به امنیت ریزشبکه‌های شعاعی با تکیه بر مدل‌سازی آسیب‌پذیری و انعطاف‌پذیری مصرف‌کنندگان

سید محسن هاشمی<sup>۱</sup>، دانشجوی دکتری برق؛ وحید وحیدی‌نسب<sup>۲</sup>، استادیار؛ محمدصادق قاضی‌زاده<sup>۳</sup>، دانشیار؛ جمشید آقایی<sup>۴</sup>، استاد

- ۱- دانشکده مهندسی برق- پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور-دانشگاه شهید بهشتی- تهران- ایران- Moh\_hashemi@sbu.ac.ir  
 ۲- دانشکده مهندسی برق- پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور-دانشگاه شهید بهشتی- تهران- ایران- v\_vahidinasab@sbu.ac.ir  
 ۳- دانشکده مهندسی برق- پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور-دانشگاه شهید بهشتی- تهران- ایران- m\_ghazizadeh@sbu.ac.ir  
 ۴- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شیراز- شیراز- ایران- aghaei@sutech.ac.ir

**چکیده:** این مقاله مدلی برای بهره‌برداری کوتاه‌مدت مقید به امنیت در یک ریزشبکه شعاعی ارائه می‌دهد. مدل مرسوم امنیت در شبکه‌های انتقال، قابل اعمال به شبکه‌های شعاعی نیست. جایی که خروج خط منجر به جزیره‌ای شدن بخشی از ریزشبکه شده و قطع بار امری طبیعی است. در این مقاله، مفهوم امنیت در ساختارهای شعاعی با استفاده از شاخص‌های زمانی آسیب بار مدل‌سازی شده و تاثیر کنترل بار بر رسی می‌گردد. مدل پیشنهادی، محدودیت‌های بهره‌برداری حالت پیشامد را در فرایند برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت وارد می‌کند. قیودی همچون تعادل بار و تولید جزیره، حدود مجاز انحراف فرکانس، انرژی موردنیاز برای تداوم تامین بار جزیره بر اساس شاخص‌های آسیب بار و مدت زمانی که نقاط بار قادرند انحرافات فرکانس پس از رخداد پیشامد را تحمل کنند. برنامه‌ریزی ساعت به ساعت منابع، بارها و تبادل توان با شبکه اصلی به نحوی صورت می‌گیرد که کمترین آسیب‌پذیری نسبت به پیشامدها ایجاد شده و در این سطح از آسیب‌پذیری بیشترین سود اقتصادی نیز حاصل گردد. اعمال مدل پیشنهادی بر شبکه ۱۲۳ باسه IEEE و مقایسه نتایج آن با راهبردهای مختلف بهره‌برداری نشان از برتری روش پیشنهادی دارد. به نحوی که آسیب بار در این روش حداقل ۳۸٪ نسبت به راهبردهای دیگر کاهش می‌یابد. تحلیل هزینه و فایده، روش پیشنهادی را از دیدگاه‌های مختلف ارزیابی می‌نماید.

**واژه‌های کلیدی:** ریزشبکه شعاعی، بهره‌برداری ایمن، آسیب‌پذیری بار، انعطاف‌پذیری بار.

## Security Constrained Operation of Radial Micro Grids Based on the Loads' Vulnerabilities and Flexibilities

S. M. Hashemi, PhD student<sup>1</sup>; V. Vahidinasab, Assistant professor<sup>2</sup>; M. S. Ghazizadeh, Associate professor<sup>3</sup>; J. Aghaei, professor<sup>4</sup>

- 1- Faculty of Electrical Engineering, Abbaspour School of Engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran, Moh\_hashemi@sbu.ac.ir  
 2- Faculty of Electrical Engineering, Abbaspour School of Engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran, v\_vahidinasab@sbu.ac.ir  
 3- Faculty of Electrical Engineering, Abbaspour School of Engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran, m\_ghazizadeh@sbu.ac.ir  
 4- Faculty of Electrical and electronics Engineerin, Shiraz University of Technology, Shiraz, Iran, aghaei@sutech.ac.ir

**Abstract:** This paper proposes a mathematical model for the short-term security constrained operation problem in a radial Microgrid. The conventional security modeling in the transmission system is not appropriate for radial networks, where, a line outage creates an island and usually leads to the load shedding. This paper proposes a security model for the radial Microgrid using the consumers' damage indices. In addition, it analyses the load control effects. It includes these contingency state constraints in the short-term scheduling: power balance in the island, allowed frequency deviation range, island's capability to continue the service and load sensitivity to the duration of the abnormal condition. Hourly scheduling of the resources, loads and power exchange with the main grid is performed with the aim of minimizing the load damage in the contingency states and maximizing the profit at this selected security level. The proposed model is applied to IEEE 123-bus test system. It reduces the load damage index at least 38% in comparison to the other operational strategies. The cost-benefit assessment is performed to analyze the proposed method in different viewpoints.

**Keywords:** Radial microgrids, secure operation, load vulnerability, load flexibility.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۷/۰۹/۰۵

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۸/۰۲/۲۳ و ۱۳۹۸/۰۶/۲۲

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۸/۰۷/۲۸

نام نویسنده مسئول: وحید وحیدی‌نسب

نشانی نویسنده‌ی مسئول: تهران، دانشگاه شهید بهشتی، پردیس فنی مهندسی شهید عباسپور، دانشکده مهندسی برق

## ۱- مقدمه

ریزشبکه‌ها [۳-۱] در سال‌های اخیر از جنبه‌های گوناگون مدل‌سازی و عملیاتی به‌طور گسترده‌ای مورد توجه قرار گرفته‌اند. اگرچه تعاریف متنوعی از ریزشبکه‌ها ارائه شده است، در این مقاله ریزشبکه‌های دارای ساختار شعاعی مورد نظر هستند. ریزشبکه‌ها به دلیل امکانات مختلف کنترل و پایش، ویژگی‌های منحصر به فردی دارند که هیچگاه در ساختار شبکه‌های قدرت معمول مشاهده نمی‌شود. از این رو می‌توان نگاه متفاوتی به فرایند بهره‌برداری کوتاه‌مدت و میان‌مدت ریزشبکه‌ها داشت. آنها در مقایسه با شبکه‌های قدرت معمول، تعداد بارهای بسیار کمتری را تغذیه نموده و از این رو امکان تمرکز بر نقاط بار جهت اعمال فرایندهای کنترل و پایش در آنها بسیار بیشتر است. این ویژگی می‌تواند تحولی اساسی در نوع نگرش به مسئله برنامه‌ریزی روزانه یا ساعتی ریزشبکه را در برداشته و نقش حساسیت‌ها و انعطاف‌پذیری‌های نقاط بار را بیش از پیش مورد توجه قرار دهد. از جمله مهم‌ترین چالش‌ها در این زمینه نحوه مدل‌سازی مفهوم امنیت در چنین ساختاری است. ساختاری که در آن نمی‌توان از تعاریف موجود و مرسوم امنیت بهره برد. یکی از موثرترین راهکارها در این زمینه می‌تواند توجه به ویژگی‌های مصرف‌کنندگان در فرایندهای بهره‌برداری باشد که این مقاله تاکید بالایی بر این حوزه دارد.

تحقیقات و مطالعات گسترده‌ای حول محور بهره‌برداری ایمن سیستم‌های قدرت صورت گرفته است. بر این اساس، یک برنامه بهره‌برداری ایمن است اگر در برابر رخداد تک اتفاقات مقاوم بوده و در چنین شرایطی قیود ولتاژ و فلوی خطوط در محدوده‌های مجاز بهره‌برداری بوده و نیازی به قطع بار نباشد [۴]. در این تعریف، لزوم برقراری قیود مذکور در شرایط حالت ماندگار مطرح است. در [۵]، به بررسی مسئله امنیت شبکه‌های توزیع از منظر مصرف‌کنندگان پرداخته شده است و بهره‌برداری پایدار سیستم در پی تغییرات ناگهانی در شرایط سیستم به‌عنوان بهره‌برداری ایمن معرفی شده است. در این مطالعه، با لحاظ داشتن پایداری ولتاژ و فرکانس، عملکرد موفق منابع تولید پراکنده در شرایط کار جزیره‌ای به‌عنوان معیاری از بهره‌برداری ایمن معرفی شده است. از جمله نقاط قابل تامل در این مقاله، بررسی مسئله امنیت در افق زمانی سالانه است و این در حالی است که امنیت ذاتاً مربوط به فرایند بهره‌برداری کوتاه‌مدت می‌باشد. همچنین، در این مقاله توجهی به نقش تعیین‌کننده نقاط بار چه از دیدگاه میزان حساسیت و چه از لحاظ انعطاف‌پذیری نشده است. در [۶] یک مدل بهینه‌سازی جهت برنامه‌ریزی سیستم قدرت ارائه شده است که در آن با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های گوناگون همچون پیش‌بینی بار و تولید واحدهای تجدیدپذیر یک مدل تصمیم‌گیری دو مرحله‌ای ارائه شده و مواردی همچون امکان جابجایی بار نیز به‌عنوان یکی از متغیرهای تصمیم لحاظ شده است. اگرچه جنبه‌های گوناگون مورد توجه قرار گرفته است اما مدل پیشنهادی برای یک ریزشبکه شعاعی و یا شبکه توزیع نامناسب است چراکه خروج

خطوط در ساختار شعاعی تبعات به‌مراتب سخت‌تری دارد که مدل ارائه شده قادر به پاسخگویی آن نیست. در [۷] نقش مصرف‌کنندگان نهایی در تولید توان راکتیو و بهبود ولتاژ در یک شبکه توزیع هوشمند مورد بررسی قرار گرفته است. نسل جدید بارهای الکتریکی و همچنین تجهیزات اصلاح‌کننده ضریب قدرت موجود در این بارها چنین انعطافی را در بهره‌برداری ایجاد می‌کند. در این مقاله نقاط کاندیدای تولید توان راکتیو در شبکه توزیع تعیین شده و با استفاده از الگوریتم ژنتیک تزیق بهینه توان راکتیو در باس‌های مختلف شبکه به‌نحوی تعیین می‌گردد که ولتاژ باسهای شبکه کمترین انحراف را نسبت به مقادیر نامی داشته باشند. با این حال در این مقاله توجهی به پیشامدهای شبکه نشده است. در [۸] ریزشبکه‌های خانگی مورد توجه قرار گرفته‌اند. ریزشبکه‌های خانگی می‌توانند به‌منظور افزایش قدرت رقابت در بازار و اطمینان از اینکه از پتانسیل حضور تمامی منابع موجود در مجموعه‌ی این ریزشبکه‌ها استفاده کامل به عمل آمده است، با یکدیگر همکاری داشته باشند. در این مقاله از پتانسیل برنامه مدیریت بار در راستای اصلاح منحنی بار بهره برده شده و همچنین متناسب با تغییرات قیمت برق از امکان انتقال زمان مصرف بین ساعات مختلف دوره بهره‌برداری استفاده شده است. از جمله دستاوردهای روش پیشنهادی این مقاله کاهش چشمگیر قیمت برق در بازار و بهبود ضریب بار بوده است. البته در این مقاله به مسایلی همچون قیود امنیت و تاثیر پیشامدهای ناگهانی توجهی نشده است. در [۹] به معضل کنترل فرکانس در ریزشبکه پرداخته شده و یک روش قطع بار جهت حفظ فرکانس در محدوده مجاز ارائه شده است. در این روش از تغییرات فرکانس و ولتاژ فیدبک گرفته شده و از یک کنترل‌کننده PID بهره برده می‌شود. این ماژول می‌تواند در کنترل حدود انحراف فرکانس در هنگام پیشامدها نقش موثری داشته باشد. در [۱۰] مسئله بهره‌برداری ریزشبکه با در نظر گرفتن جوانب مختلف و بر اساس بهینه‌سازی چندهدفه که در بردارنده هزینه بهره‌برداری، هزینه انتشار آلاینده‌ها، تلفات شبکه و شاخص امنیت ولتاژ می‌باشد، طرح شده است. در [۱۱] با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو و محاسبه شاخص EENS<sup>۱</sup> امنیت نقاط بار مورد بررسی قرار گرفته است. در این مقاله، جهت ارتقای سطح امنیت نقاط بار، از جمعیت خودروهایی هیبریدی<sup>۲</sup> در

در [۱۲] جهت ارائه مدل تسویه بازار برای ریزشبکه از شاخص مقدار بار تامین‌نشده<sup>۳</sup> جهت ارزیابی سطح امنیت نقاط بار استفاده شده است. این شاخص با استفاده از میزان قطع بار و همچنین ضریب آسیب‌پذیری نقاط بار تعیین می‌شود. مرجع [۱۳] یک ساختار برنامه‌ریزی پویای مقید به قیود امنیت را برای بهره‌برداری از یک کشتی برقی، به‌عنوان یک ریزشبکه، ارائه داده است. پایداری گذرای ریزشبکه در برابر خروج تجهیزات به‌عنوان معیار امنیت مورد نظر قرار گرفته است. در [۱۴] جهت مدل‌سازی انحرافات فرکانس در یک ریزشبکه‌ی جدای از شبکه از شاخص مرز پایداری<sup>۴</sup>، که بر اساس ظرفیت نصب‌شده منابع تولید پراکنده، سطح بار مصرفی و سطح تولید واحدهای تجدیدپذیر تعیین می

پیشامدهای ناگهانی، مسئله عدم آسیب دیدن بار مورد توجه قرار می‌گیرد؛ چراکه قطع بار هنگام پیشامد خروج خط در یک ساختار شعاعی طبیعی است. علاوه بر امکان کنترل منابع تولید و ذخیره انرژی، استفاده از امکان کنترل بار نقش به‌سزایی در ارتقای سطح امنیت ریزشبه دارد که در این مقاله مورد تحلیل قرار گرفته است.

مهم‌ترین نوآوری‌های این مقاله عبارت‌اند از:

- ارائه مدل آسیب‌پذیری برای مصرف‌کنندگان بر اساس مجموعه‌ای از شاخص‌های زمانی و متناسب با مدل‌سازی‌های مرسوم مسایل برنامه‌ریزی بهینه ریزشبه.
- توجه همزمان به آسیب‌پذیری و انعطاف‌پذیری مصرف‌کنندگان در برنامه‌ریزی ریزشبه
- مدل‌سازی مفهوم امنیت در شبکه‌های شعاعی با بهره‌گیری از شاخص‌های آسیب بار.

## ۲- مدل حساسیت مصرف‌کنندگان

طبیعتاً از دیدگاه مصرف‌کنندگان شبکه، قطع برق و یا افت کیفیت آن امری نامطلوب می‌باشد. با این حال در این مقاله، وارد آمدن آسیب به مصرف‌کنندگان در دو سطح مطرح می‌شود: آسیب جزئی و آسیب جدی. جهت ایجاد تمایز بین این دو نوع آسیب از شاخص‌های زمانی *Toff* و *Ton* استفاده خواهد شد. هنگامی که اغتشاشی در سیستم رخ می‌دهد، هر نقطه بار قادر است حداکثر به مدت *Toff* دقیقه در برابر اثرات این اغتشاش تاب آورده و از سوی دیگر نیازمند است که پس از عبور از شرایط غیرعادی حداقل به مدت *Ton* دقیقه در شرایط بهره‌برداری عادی تامین گردد. در واقع، در صورت نقض هر یک از دو شرط مذکور مصرف‌کننده دچار آسیب جدی می‌شود. این مدل آسیب‌پذیری را می‌توان در مصرف‌کنندگان متعددی مشاهده کرد. برای مثال، چنانچه خط تولید یک کارخانه در نظر گرفته شود، قطع ناگهانی برق تا مدت زمان مشخصی بدون تحمیل هزینه‌های بالایی قابل تحمل است (*Toff* دقیقه). اما در صورت قطع بار طولانی مدت، امکان وقوع هزینه‌های بالا در اثر خراب‌شدن مواد اولیه و یا آسیب دیدن تجهیزات مربوط به خط تولید بسیار بالاست و به‌عنوان آسیب جدی تلقی می‌شود. مسلماً در این شرایط لازم است قطعی برق حداقل تا زمانی که تمامی مواد اولیه موجود بر روی خط تولید استفاده شوند (*Ton* دقیقه)، رفع شود.

علاوه بر شاخص‌های زمانی مذکور، در این مقاله حساسیت مصرف‌کنندگان به برخی شاخص‌های کیفیت همچون فرکانس تغذیه مورد توجه قرار می‌گیرد. در واقع، بارهای مختلف حد آسیب‌پذیری متفاوتی نسبت به انحراف ماندگار فرکانس دارند. برای مثال، افت یا افزایش فرکانس تغذیه می‌تواند منجر به تغییر سرعت موتورهای القایی در سطح ریزشبه گردد. مسلماً در مصارف دقیق و حساس، این انحراف می‌تواند آسیب‌های جدی در بر داشته باشد و این در حالی‌ست که

شود، استفاده شده است. در [۱۵]، حضور منابع بادی و خورشیدی در شبکه‌های شعاعی مورد توجه قرار گرفته است. در این مرجع شاخص‌هایی جهت تعیین اثر حضور منابع مذکور بر متغیرهای بهره‌برداری سیستم و همچنین میزان تلفات انرژی ارائه شده است. مرجع [۱۶]، بر اساس شبیه‌سازی دقیقه به دقیقه و لحاظ داشتن سرعت عمل منابع موجود در ریزشبه، به مطالعه امنیت ریزشبه در فرایند کار جزیره‌ای و بر اساس شاخص‌هایی همچون EENS پرداخته است. در [۱۷]، با استفاده از روش پخش بار جریان متناوب<sup>۵</sup> اصلاح شده که در آن انحراف ولتاژ و فرکانس نیز لحاظ شده است، امنیت ولتاژ ریزشبه بر اساس کنترل شیب افتی اینورترها مطالعه شده است. در [۱۸]، برنامه‌ریزی بهره‌برداری از ریزشبه در یک ساختار دو مرحله‌ای انجام شده است. در مرحله اول که دو ساعت پیش از لحظه بهره‌برداری انجام می‌شود، قیود امنیت مربوط به فلولی خطوط و ولتاژ باس‌ها صرف‌نظر می‌شود. در مقابل، مرحله دوم که نزدیک لحظه بهره‌برداری انجام می‌شود، قیود امنیت را در بر دارد. در [۱۹]، رفتار احتمالاتی منابع مختلف موجود در ریزشبه مدل‌سازی شده است. در این مقاله، برقراری تمامی قیود بهره‌برداری در تمامی سناریوها به‌عنوان امنیت سیستم تلقی شده است. در این مطالعه، از خروج اضطراری خطوط شبکه صرف‌نظر شده است. در [۲۰]، جهت حصول اطمینان از اینکه ریزشبه‌ی حاوی انواع منابع تجدیدپذیر قادر است در شرایط جزیره‌ای به‌طور موفق و با کمترین قطع بار فعالیت کند، از روش بهینه‌سازی مقاوم<sup>۶</sup> استفاده شده است.

بر اساس توضیحات ارائه شده خلاهای مختلفی در مطالعات پیشین وجود دارد که به‌طور خلاصه بیان می‌گردند:

- عدم توجه به قیود امنیت سیستم در اغلب مسایل بهره‌برداری شبکه توزیع یا ریزشبه
- در مقالاتی که امنیت سیستم به‌عنوان قید بهره‌برداری ریزشبه شعاعی مورد توجه قرار گرفته است، عموماً خروج خط نادیده انگاشته شده است.
- به‌طور کلی تعریف مناسبی از امنیت سیستم در شبکه‌های شعاعی ارائه نشده است و از سوی دیگر امکان استفاده از تعاریف موجود وجود ندارد. زیرا به‌هیچ‌عنوان منطبق بر ساختار یک شبکه شعاعی نیست.
- محدود بودن تعداد منابع و بارهای ریزشبه و هوشمند نبودن آن از جمله مهم‌ترین مزایای ریزشبه است که در راستای اصلاح نگرش به مدل‌سازی مسئله امنیت چندان مورد استفاده واقع نشده است. در واقع، بر اساس همین مزیت است که می‌توان در خصوص ویژگی‌ها و جزئیات رفتاری مصرف‌کنندگان به‌طور دقیق عمل کرد.

این مقاله مسئله برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت ریزشبه را با در نظر گرفتن امکان کنترل بار و توجه به آسیب‌پذیری مصرف‌کنندگان در مقابل پیشامدهای خروج ناگهانی خطوط مورد تحلیل و بررسی قرار می‌دهد. در این مقاله به جای توجه اکید بر عدم قطع بار در برابر

## جدول ۱: اندیس‌ها، مجموعه‌ها، پارامترها و متغیرهای مدل ریاضی

اندیس‌ها و مجموعه‌ها	
اندیس‌های ژنراتور/ذخیره‌ساز/خازن	$g / st / c$
اندیس‌های جزیره/خط/باس	$isl / l / n$
اندیس‌های ساعت/گام‌های زمانی مربوط به Ton بارها	$h / k$
مجموعه باس‌های موجود در جزیره	$\Omega_{isl}$
مجموعه ژنراتورهای متصل به یک باس	$\Omega_{gn}$
مجموعه ذخیره‌سازهای متصل به یک باس	$\Omega_{stn}$
مجموعه خازن‌های متصل به یک باس	$\Omega_{cn}$
مجموعه خطوطی با نقطه شروع $n$	$\Omega_{lsn}$
مجموعه خطوطی با نقطه انتهای $n$	$\Omega_{len}$
مجموعه ذخیره‌سازهای موجود در یک جزیره	$\Omega_{stisl}$
مجموعه ژنراتورهای موجود در یک جزیره	$\Omega_{gisl}$
پارامترها	
مقداری به‌اندازه کافی بزرگ (حداقل ۱۰ برابر مجموع بارهای ریزشبه)	$M^{big}$
ضریب جریمه قطع بار ناگهانی	$A$
هزینه متغیر متوسط واحدهای تولیدی	$AVC_g$
ضرایب مربوط به بخش‌های مختلف جریمه قطع بار ناگهانی	$\beta_{n,h} / \alpha_{n,h}$
قیمت ساعتی برق در شبکه بالادست	$prc_h$
کمینه و بیشینه توان بارگذاری واحدها	$P_g^{min/max}$
ظرفیت شارژ و دشارژ ذخیره‌ساز	$P_{st}^{max}$
کمینه و بیشینه قابلیت ذخیره انرژی	$E_{st}^{min/max}$
مقدار اولیه انرژی ذخیره‌سازها	$EO_{st}$
بازده شارژ و دشارژ ذخیره‌سازها	$\eta_{st}^{c/d}$
پارامترهای دینامیکی ذخیره‌سازها	$k_{ss} / T_{isl}^{ss}$
پارامترهای دینامیکی ژنراتورها	$T^T / T^T / R_{isl}$
اینرسی ژنراتورها و ضریب میرایی فرکانسی بار	$H / D_{isl}$
احتمال ایجاد جزیره	$\pi_{isl}$
شاخص زمانی بار	$Toff_{n,h}$
شاخص زمانی بار	$Ton_{n,h}$
گام‌های زمانی محاسبه‌شده بر اساس Ton بارهای موجود در جزیره	$T_{isl,h,k}$
حداکثر مقدار مجاز انحراف فرکانس	$freq^{max}$
مقدار مجاز انحراف فرکانس در حالت ماندگار	$freq^{ss}$
انحراف فرکانس با فرض اغتشاش ۱ پریونیت	$SFR^{max/ss}$
مقدار بار اکتیو پیش‌فرض	$P_{L,n,h}^{base}$
حد بالا و پایین مصرف انرژی در هر ساعت برای هر مصرف‌کننده	$PL_{n,h}^{min/max}$
مقدار بار راکتیو پیش‌فرض	$QL_{n,h}^{base}$
رسانایی خط بین باس‌های $i$ و $j$	$GL(i, j)$
سوسپتانس خط بین باس‌های $i$ و $j$	$BL(i, j)$
ضریب مورد استفاده در تابع تکه‌ای خطی	$a_h^{pwl}(i, j)$
ضریب مورد استفاده در تابع تکه‌ای خطی	$b_h^{pwl}(i, j)$

مصارف دیگر ممکن است بتوانند در شرایطی با انحرافات بالاتر فرکانس نیز بدون هر گونه آسیبی فرایند مصرف را ادامه دهند.

## ۳- مدل انعطاف‌پذیری مصرف‌کنندگان

در بخش قبل، حساسیت بار به وقایع و اتفاقات شبکه مورد بررسی قرار گرفت. در یک ریزشبه علاوه بر اینکه می‌توان در مورد حساسیت بار سخن گفت، می‌توان از مزایای انواع مصرف‌کنندگان بسته به مدل مصرف‌شان و در واقع میزان انعطاف‌پذیری آنها منتفع شد. بار مصرفی در یک دسته‌بندی به دو نوع قابل مدیریت و غیرقابل مدیریت تقسیم می‌شود. برخی از مصارف صرفاً نیازمندند که در مجموع ساعات دوره بهره‌برداری حدی از انرژی را مصرف نموده و نیاز به مصرف مقدار مشخصی انرژی در ساعات مختلف بهره‌برداری ندارند. در واقع، اینکه انرژی موردنیاز این مصارف در کدام ساعت‌های دوره بهره‌برداری تامین شود، اهمیتی برای بار ندارد. بنابراین، می‌توان زمان‌بندی مصرف این نوع مصرف‌کنندگان را تحت کنترل داشت. در رابطه (۱)، مقدار بار در محدوده حداقل و حداکثر قابلیت مصرف انرژی قرار می‌گیرد. همچنین مصرف‌کنندگان می‌توانند موهومی در تناسب با مصرف توان حقیقی بوده (۲) و رابطه (۳)، ثابت‌ماندن سرجمع مصرف انرژی در دوره بهره‌برداری پس از اعمال کنترل بار را بیان می‌دارد.

$$u_{n,h} \times PL_{n,h}^{min} \leq PL_{n,h} \leq u_{n,h} \times PL_{n,h}^{max}, n \in \Omega \quad (1)$$

$$QL_{n,h} = PL_{n,h} \times \frac{QL_{n,h}^{base}}{PL_{n,h}^{base}}, n \in \Omega \quad (2)$$

$$\sum_h PL_{n,h} = \sum_h PL_{n,h}^{base}, n \in \Omega \quad (3)$$

اگرچه قابلیت کنترل بار در فرایند مصرف انرژی مصرف‌کنندگان اختلالی ایجاد نمی‌کند، اما لازم است هزینه‌ی به‌کارگیری بار موردتوجه قرار گیرد. در واقع مصرف‌کنندگان در ازای اعطای حق کنترل بار به بهره‌بردار، درآمد کسب می‌کنند. هزینه مشارکت بار به‌صورت رابطه (۴) است، که شامل یک بخش ثابت و یک بخش متغیر با مقدار مطلق تغییر بار است. رابطه (۵) مقدار مطلق تغییر بار ناشی از کنترل بار را نشان داده و در صورت رخ‌دادن چنین تغییراتی، متغیر باینری  $z_n$  بر اساس رابطه (۶) مقدار گرفته و بخش ثابت تابع هزینه فعال می‌شود.

$$C_{n,h} = A_n \cdot \gamma_{n,h} + B_n \cdot z_n \quad (4)$$

$$PL_{n,h}^{base} - PL_{n,h} \leq \gamma_{n,h}, PL_{n,h} - PL_{n,h}^{base} \leq \gamma_{n,h}, \gamma_{n,h} \geq 0 \quad (5)$$

$$\frac{\gamma_{n,h}}{M^{big}} \leq z_n \quad (6)$$

## ۴- مدل‌سازی ریاضی مسئله

مدل ریاضی مسئله شامل تابع هدف و قیود ریاضی در این بخش ارائه می‌گردند. مدل‌سازی در این مقاله از نوع برنامه‌ریزی خطی همراه با عدد صحیح<sup>۷</sup> می‌باشد. در جدول زیر، اندیس‌ها، مجموعه‌ها، پارامترها و متغیرهای استفاده‌شده در روابط نمایش داده شده‌اند.

نگهداری واحدهای تولید پراکنده که در اینجا دیزل ژنراتورها هستند، هزینه خرید برق از شبکه بالادست و هزینه کنترل بار بر روی بارهای قابل کنترل. در کنار این هزینه‌ها درآمد حاصل از فروش انرژی به شبکه بالادست نیز وجود دارد. با توجه به توضیحات ارائه شده، تابع هدف مسئله بهینه‌سازی سود است که در رابطه (۷) نشان داده شده است. شایان ذکر است، هزینه بهره‌برداری منابع تولید پراکنده بر اساس هزینه متغیر متوسط<sup>۱</sup> محاسبه می‌شود. همچنین هزینه خرید برق از بالادست یا فروش به بالادست یکسان است.

$$OF_1 = \sum_h P_h^{maingrid} \cdot prch - \sum_{h,g} AVC_g \cdot P_{g,h} - \sum_{n,h} C_{n,h} \quad (7)$$

با توجه به اینکه تلاش می‌شود قیود مرتبط با امنیت سیستم موردتوجه قرار گیرند، این امکان وجود دارد که با توجه به محدودیت‌های مختلف، حل مسئله بهره‌برداری با لحاظ نمودن تمامی قیود امنیت ناممکن بوده و در این شرایط ناچار نیاز به قطع بار خواهد بود. با اضافه کردن ضرایب جریمه‌ی مربوط به قطع بار، تابع هدف مسئله بهینه‌سازی به صورت رابطه (۸) خواهد شد.

$$Min\{OF_1 + A \times OF_2\}; I \ll A \quad (8)$$

در اینجا دو نوع قطع بار در نظر گرفته می‌شود: قطع بار در لحظه تشکیل جزیره و قطع بار پس از تشکیل جزیره. در نوع اول، هدف برقراری قید تعادل توان تولیدی و مصرفی در جزیره و یا کاهش انحرافات فرکانس جزیره بوده و باید در لحظه وقوع اغتشاش اعمال گردد. اما قطع بار نوع دوم به دلیل عدم کفایت انرژی جهت تامین تمامی مصارف داخل جزیره بوده و می‌تواند با فاصله زمانی پس از تشکیل جزیره صورت پذیرد. علاوه بر این که مقدار قطع بار به صورت جریمه در تابع هدف وارد می‌شود، جهت کمینه سازی تعداد بارهایی که مشمول قطع بار می‌شوند، متغیر  $U_{isl,n,h}^{ed}$  تعریف شده و در تابع جریمه وارد می‌شود. با توجه به اینکه احتمال خروج خطوط می‌تواند متفاوت باشد، احتمال رخداد اتفاقات در مقدار جریمه ضرب شده و تابع جریمه به صورت انتظاری خواهد بود.

$$OF_2 = \sum_{isl,n,h} \pi_{isl} \cdot \left( \beta_{n,h} \cdot (P_{isl,n,h}^{shd1} + P_{isl,n,h}^{shd2}) + a_{n,h} \cdot U_{n,h}^{ed} \right) \quad (9)$$

$$\frac{P_{isl,n,h}^{shd1} + P_{isl,n,h}^{shd2}}{Mbig} \leq U_{isl,n,h}^{ed} \quad (10)$$

$$P_{isl,n,h}^{shd1} + P_{isl,n,h}^{shd2} \leq PL_{n,h}, \quad P_{isl,n,h}^{shd1} \cdot P_{isl,n,h}^{shd2} \geq 0 \quad (11)$$

#### ۴-۲- قید پخش بار در بهره‌برداری حالت عادی

پخش بار جریان متناوب جهت مدل‌سازی فلوی توان در خطوط و ولتاژ باس‌ها در شبکه توزیع و ریز شبکه‌ها مناسبت‌تر است. با این حال موجب غیرخطی شدن مسئله بهینه‌سازی می‌گردد. از این‌رو، با استفاده از خطی‌سازی به روش تکه‌ای خطی، پخش بار جریان متناوب مدل‌سازی می‌شود [۲۱]. روابط (۱۲) تا (۱۹) قیود پخش بار مذکور را نمایش می‌دهند.

متغیرها	
$PL_{n,h}$	بار اکتیو مصرفی باس‌ها در هر ساعت
$QL_{n,h}$	بار راکتیو مصرفی باس‌ها در هر ساعت
$C_{n,h}$	هزینه اعمال کنترل بار
$A_n / B_n$	ضرایب تابع هزینه کنترل بار
$\gamma_{n,h}$	مقدار مطلق تغییر بار توسط سیستم کنترل بار در هر ساعت
$z_n$	متغیر باینری نشانگر مشارکت (۱) یا عدم مشارکت (۰) بار
$OF_1 / OF_2$	بخش‌های مختلف تابع هدف
$P_h^{maingrid}$	مقدار ساعتی خروج توان از ریز شبکه به شبکه بالادست
$P_{g,h}$	توان اکتیو تولیدی واحدها در هر ساعت
$Q_{g,h}$	توان راکتیو تولیدی واحدها در هر ساعت
$Q_{c,h}$	توان راکتیو تولیدی خازن‌ها در هر ساعت
$P_{st,h}^{c/d}$	توان شارژ و دشارژ ذخیره‌سازها در هر ساعت
$P'_{g,isl,h}$	توان تولیدی واحد در وضعیت پس از پیشامد
$P'_{st,isl,h}$	توان دشارژ ذخیره‌ساز در وضعیت پس از پیشامد
$E_{st,h}$	انرژی ذخیره‌شده در ذخیره‌سازها
$I_{st,h}^{c/d}$	متغیر باینری شارژ یا دشارژ شدن ذخیره‌ساز
$MER_{isl,h}$	حداقل انرژی موردنیاز بارها در هر جزیره
$SL_{isl,h,k}$	حداقل توان موردنیاز از ذخیره‌سازها در بازه های زمانی مختلف پس از وضعیت رخداد پیشامد
$\varphi_{isl,h,k}$	متغیر کمکی جهت محاسبه $SL_{isl,h,i}$
$I_{isl,h,k}$	متغیر باینری کمکی جهت محاسبه $SL_{isl,h,i}$
$shd1 P_{isl,n,h}$	قطع بار مورد نیاز جهت تعادل بار و تولید و همچنین کنترل انحرافات فرکانس در هر جزیره
$shd2 P_{isl,n,h}$	قطع بار موردنیاز در هر جزیره به دلیل عدم وجود انرژی کافی جهت تامین بارها
$U_{isl,n,h}^{ed}$	متغیر باینری نشان‌دهنده اعمال قطع بار ناگهانی بر نقاط بار مختلف
$u_{n,h}$	متغیر باینری اتصال (۱) و یا عدم اتصال (۰) بارها به ریز شبکه توان ورودی به هر جزیره پیش از رخداد پیشامد
$\Delta f_{isl}(t)$	تابع زمانی انحراف فرکانس جزایر
$\Delta P_{isl}$	اغتشاش موثر در هر جزیره که منجر به انحراف فرکانس می‌شود.
$Fps / e_{l,h}$	توان اکتیو خطوط در ابتدا و انتهای آن‌ها
$Fqs / e_{l,h}$	توان راکتیو خطوط در ابتدا و انتهای آن‌ها
$Flow_h^p(i, j)$	توان اکتیو انتقالی از باس $i$ به $j$ در ساعت $h$ .
$Flow_h^q(i, j)$	توان راکتیو انتقالی از باس $i$ به $j$ در ساعت $h$ .
$v_{n,h}$	مقدار موثر ولتاژ در باس‌ها در هر ساعت.
$v_h(i)$	مقدار موثر ولتاژ باس $i$ در هر ساعت.
$\theta_h(i)$	زاویه ولتاژ باس $i$ در هر ساعت.
$W_h(i, j)$	تقریب خطی تابع $Cos(\theta_h(i) - \theta_h(j))$

#### ۴-۱- تابع هدف

در فرایند بهره‌برداری از ریز شبکه، هزینه‌ها و درآمد‌های مختلفی مطرح هستند. این موارد عبارتند از: هزینه بهره‌برداری و تعمیرات و

**۴-۵- حدود بهره‌برداری منابع تولید و ذخیره‌سازی انرژی در**

**هر جزیره پس از رخداد پیشامد**

با خروج هر یک از خطوط در ریزش‌بکه شعاعی، یک جزیره تشکیل شده و فرایند تولید و مصرف انرژی در وضعیت جدیدی ادامه می‌یابد. در این وضعیت نیز حدود بهره‌برداری تجهیزات مختلف تولید و ذخیره‌سازی باید مطابق (۲۹) رعایت گردند.

$$P_g^{min} \leq P'_{g,isl,h} \leq P_g^{max}, -P_{st}^{max} \leq P'_{st,isl,h} \leq P_{st}^{max} \quad (29)$$

**۴-۶- قیود امنیت**

باتوجه به مفاهیم ارائه‌شده در خصوص آسیب‌پذیری مصرف‌کنندگان در برابر رخداد پیشامدها، به‌طور کلی دو دسته قید امنیت تعریف می‌شود. دسته اول مربوط به میزان و مدت زمان انحرافات فرکانس (حداکثر انحراف و انحراف حالت ماندگار) بوده و شامل روابط (۳۰) تا (۳۲) می‌باشد. دسته دوم نیز به کفایت انرژی در جزایر پس از رخداد پیشامدها مرتبط بوده و به‌صورت رابطه (۳۳) مدل می‌شود. روابط مربوط به قیود امنیت، بر اساس نوع مدل‌سازی کنترل فرکانس و همچنین مسئله کفایت انرژی بنا نهاده شده است. در بخش‌های بعد، در خصوص مدل کنترل فرکانس و همچنین کفایت انرژی مطالبی ارائه می‌شود.

$$-\frac{freq^{max}}{SFR^{max}_{isl}} \leq P^{in}_{isl,h} - \sum_{n \in \Omega_{isl}} P^{shdl}_{isl,n,h} \leq \frac{freq^{max}}{SFR^{max}_{isl}} \quad (30)$$

$$-\frac{freq^{ss}}{SFR^{ss}_{isl}} \leq P^{in}_{isl,h} - \sum_{n \in \Omega_{isl}} P^{shdl}_{isl,n,h} \leq \frac{freq^{ss}}{SFR^{ss}_{isl}} \quad (31)$$

$$-freq^{ss} \leq \left( P^{in}_{isl,h} - \sum_{n \in \Omega_{isl}} P^{shdl}_{isl,n,h} \right) \cdot \left( k1 + \frac{-b \cdot T_{off_{nh}}}{k3 \cdot e^2 \cdot 60} \cdot \frac{1}{\cos(\varphi)} \right) \leq freq^{ss} \quad (32)$$

$$MER_{isl,h} \leq \sum_{st \in \Omega_{st,isl}} E_{st,h} \quad (33)$$

**۴-۷- مدل کنترل فرکانس جزایر**

با این فرض که ریزش‌بکه به شبکه بالادست متصل است، عملاً فرکانس ریزش‌بکه در حالت عادی بر اساس فرکانس شبکه سراسری تعیین می‌گردد. با خروج یک خط داخلی در ریزش‌بکه و ایجاد جزیره، فرکانس جزیره به‌طور مستقل نوسان خواهد داشت. در شکل ۱ شماتیک حلقه کنترل فرکانس نشان داده شده است. پارامترهای مختلف این شکل بر اساس مشخصات منابع تولید و ذخیره‌سازی و بارها تعیین شده و برای هر جزیره محاسبه می‌گردند. با خروج خط، اغتشاشی به‌میزان  $P^{in}_{isl,h}$  به‌وجودآمده و واحد قطع بار<sup>۱</sup> در صورت لزوم قادر است با عملکردی آنی سطح اغتشاش به‌وجودآمده را کاهش دهد. پاسخ فرکانسی سیستم به‌صورت نمایی بوده و به صورت رابطه (۳۴) است.

$$\sum_g P_{g,h} + \sum_{st} P_{st,h} + \sum_l F_{pel,h} - \sum_l F_{psl,h} - PL_{n,h} = 0 \quad (12)$$

$$\forall \{g \in \Omega_{g_n}, st \in \Omega_{st_n}, l \in \Omega_{le_n}, l \in \Omega_{ls_n}\}$$

$$\sum_g Q_{g,h} + \sum_{st} Q_{c,h} + \sum_l F_{qel,h} - \sum_l F_{qsl,h} - QL_{n,h} = 0 \quad (13)$$

$$\forall \{g \in \Omega_{g_n}, c \in \Omega_{c_n}, l \in \Omega_{le_n}, l \in \Omega_{ls_n}\}$$

$$Flow_h^p(i, j) = GL(i, j) \cdot (v_h(i) - v_h(j) - W_h(i, j) + I) - BL(i, j) \cdot (\theta_h(i) - \theta_h(j)) \quad \forall i, j \in \Omega_n \quad (14)$$

$$Flow_h^q(i, j) = -BL(i, j) \cdot (v_h(i) - v_h(j) - W_h(i, j) + I) - GL(i, j) \cdot (\theta_h(i) - \theta_h(j)) \quad \forall i, j \in \Omega_n \quad (15)$$

$$W_h(i, j) = a_h^{pwl}(i, j) \cdot (\theta_h(i) - \theta_h(j)) + b_h^{pwl}(i, j) \quad (16)$$

$$F_{psl,h} = Flow_h^p(i_l, j_l), F_{pel,h} = -Flow_h^p(j_l, i_l) \quad (17)$$

$$F_{qsl,h} = Flow_h^q(i_l, j_l), F_{qel,h} = -Flow_h^q(j_l, i_l) \quad (18)$$

$$v_n^{min} \leq v_{n,h} \leq v_n^{max} \quad (19)$$

**۴-۳- حدود بهره‌برداری منابع تولید و ذخیره‌سازی انرژی در**

**حالت بهره‌برداری عادی**

مطابق روابط (۲۰) و (۲۱) منابع تولید پراکنده و خازن‌ها باید در محدوده مجاز خود کار کنند. همچنین شارژ و دشارژ ذخیره‌سازها در ساعات مختلف بر اساس روابط (۲۲) تا (۲۷) دارای وابستگی زمانی هستند. در این بازدهی، شارژ و دشارژ موردتوجه بوده است.

$$P_g^{min} \leq P_{g,h} \leq P_g^{max}, Q_g^{min} \leq Q_{g,h} \leq Q_g^{max} \quad (20)$$

$$Q_c^{min} \leq Q_{c,h} \leq Q_c^{max} \quad (21)$$

$$E_{st,h} = E_{Ost} + \sum_{\tau=1}^h \eta_{st}^c \cdot P_{st,\tau}^c - \sum_{\tau=1}^h \frac{P_{st,\tau}^d}{\eta_{st}^d} \quad (22)$$

$$E_{st}^{min} \leq E_{st,h} \leq E_{st}^{max} \quad (23)$$

$$0 \leq P_{st,h}^c \leq P_{st}^{max,c} \cdot I_{st,h}^c \quad (24)$$

$$0 \leq P_{st,h}^d \leq P_{st}^{max,d} \cdot I_{st,h}^d \quad (25)$$

$$P_{st,h} = P_{st,h}^d - P_{st,h}^c \quad (26)$$

$$I_{st,h}^d + I_{st,h}^c \leq 1 \quad (27)$$

**۴-۴- تعادل بار و تولید در هر جزیره پس از پیشامد**

فرایند بهره‌برداری در وضعیت پس از پیشامد و در قالب بهره‌برداری جزیره‌ای مستلزم برقراری قیود مرسوم حوزه بهره‌برداری همچون قید پخش بار است. با این حال به‌منظور ساده‌سازی مسئله، به‌جای قید پخش بار در هر جزیره، مطابق رابطه (۲۸) قید تعادل توان تولیدی و مصرفی مدنظر قرار می‌گیرد.

$$\sum_g P'_{g,isl,h} + \sum_{st} P'_{st,isl,h} = \sum_n (PL_{n,h} - p^{shdl}_{isl,n,h}) \quad (28)$$

$$\forall g \in \Omega_{g_{isl}}, st \in \Omega_{st_{isl}}, n \in \Omega_{n_{isl}}$$

است که شاخص  $Ton$  آن‌ها به ترتیب برابر ۱۰ دقیقه و ۳۰ دقیقه می‌باشد. پس از گذشت ۱۰ دقیقه از تشکیل جزیره، می‌توان بار شماره ۱ را بدون اینکه آسیبی ببیند، قطع کرد. چنانچه در شرایط جدید امکان تامین تمامی بار توسط منابع تولید وجود داشته باشد، طبیعتاً مشکل کفایت انرژی وجود نخواهد داشت. اما اگر جهت تامین بار همچنان نیاز به ظرفیت منابع ذخیره‌ساز انرژی باشد، ذخیره‌سازها باید حداقل به اندازه‌ای که بتوانند تا ۲۰ دقیقه آینده بار شماره ۲ را تامین کنند، ذخیره انرژی داشته باشند. زیرا پس از گذشت ۲۰ دقیقه، بار شماره ۲ نیز حداقل مدت زمان تامین خود (۳۰ دقیقه) را سپری نموده و می‌تواند بدون آسیب قطع شود. بنابراین، بسته به شاخص‌های زمانی بارها مقداری تحت عنوان حداقل انرژی موردنیاز<sup>۱</sup> برای هر جزیره تعیین شده و رابطه‌ی شماره (۳۳) بر اساس آن اعمال می‌شود. در ادامه، مدل ریاضی مورداستفاده جهت محاسبه انرژی موردنیاز در جزایر ارائه می‌گردد. در روابط (۳۵) تا (۳۹)، با توجه به این که می‌توان مصرف‌کنندگان را پس از گذشت  $Ton$  دقیقه از شروع شرایط نرمال جدید قطع نموده و در عین حال متحمل آسیب جدی نشوند، مجموعه‌ای از بازه‌های زمانی، بر اساس  $Ton$  بارهای داخل جزیره تشکیل شده و حداقل ظرفیت منابع ذخیره‌ساز جهت مشارکت در تامین بار در هر بازه تعیین می‌شود. نهایتاً در رابطه (۴۰) با لحاظ کردن ظرفیت تعیین‌شده در هر بازه و طول هر بازه زمانی، مقدار حداقل انرژی موردنیاز جهت تامین بار در هر جزیره محاسبه می‌گردد.

$$\varphi_{isl,h,k} = \sum_{n \in \{\Omega_{isl}, Ton_{n,h} \geq T_{isl,h,k}\}} (PL_{n,h} - P_{n,h}^{shd1} - P_{n,h}^{shd2}) - \sum_{g \in \Omega_{gisl}} (P_g^{max}) \quad (35)$$

$$I_{isl,h,k} - I \leq \frac{SL_{isl,h,k} - \varphi_{isl,h,k}}{M^{big}} \leq I - I_{isl,h,k} \quad (36)$$

$$0 \leq SL_{isl,h,k} \leq M^{big} \cdot I_{isl,h,k} \quad (37)$$

$$\frac{\varphi_{isl,h,k}}{M^{big}} \leq I_{isl,h,k} \leq I + \frac{\varphi_{isl,h,k}}{M^{big}} \quad (38)$$

$$P_{n,h}^{shd1} + P_{n,h}^{shd2} \leq PL_{n,h}, \quad P_{n,h}^{shd1}, P_{n,h}^{shd2} \geq 0, \quad (39)$$

$$MER_{isl,h} = \sum_k (SL_{isl,h,k} \cdot (T_{isl,h,k} - T_{isl,h,k-1})) \quad (40)$$

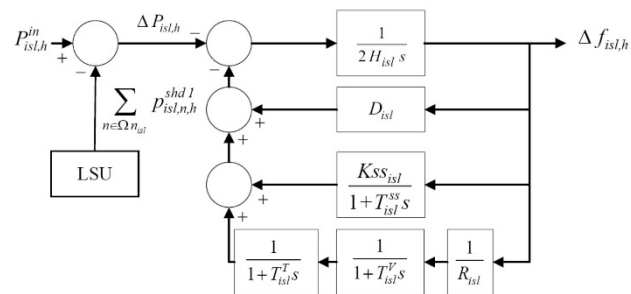
$$T_{isl,h,(k=0)} = 0$$

## ۵- نتایج شبیه‌سازی

به‌منظور بررسی مناسب‌تر مفاهیم پیشنهادی مقاله، در این بخش مدل سازی‌ها بر یک شبکه تست اعمال شده و نتایج تحلیل می‌گردند. شبیه‌سازی با نگاه سنجش تاثیر حضور بارهای منعطف بر نتایج مسئله بهره‌برداری مقید به امنیت ریزشبکه، در حالی که امنیت بر مبنای آسیب‌پذیری بارها تعریف شده است، می‌باشد. در این بخش سه سناریوی شبیه‌سازی کلی تعریف می‌شود که براساس آن‌ها امکان تحلیل مدل پیشنهادی و سنجش تاثیر بخش‌های مختلف آن فراهم خواهد شد.

$$\Delta f_{isl}(t) = -\Delta P_{isl} \cdot \left( kl + k2 \cdot e^{s0 \cdot t} + \frac{-b}{\cos(\Phi)} \cdot \cos(\omega t + \Phi) \right) \quad (34)$$

در [۲۲] جزییات مربوط به محاسبه پارامترهای مختلف رابطه (۳۴) وجود دارد. با استفاده از این رابطه، حداکثر انحراف فرکانس، انحراف فرکانس حالت ماندگار و همچنین مدت زمان موردنیاز جهت بازگشت فرکانس به محدوده مجاز قابل محاسبه خواهند بود.



شکل ۱: حلقه کنترل فرکانس جزایر

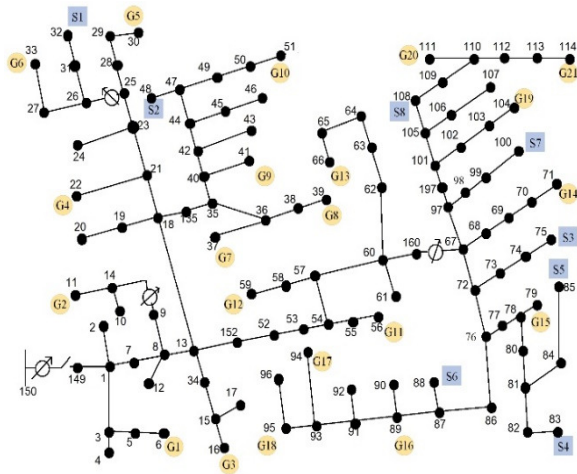
چنانچه  $SFR_{isl}^{max}$  و  $SFR_{isl}^{SS}$  به ترتیب میزان انحراف فرکانس حداکثر و ماندگار را در برابر اغتشاشی به میزان ۱ پریونیت نمایش دهند ( $\Delta P_{isl} = I$ )، میزان انحراف فرکانس به‌ازای هر اغتشاشی به ترتیب برابر  $\Delta P_{isl} \cdot SFR_{isl}^{SS}$  و  $\Delta P_{isl} \cdot SFR_{isl}^{max}$  پریونیت برای حداکثر انحراف و انحراف حالت ماندگار خواهد بود. در روابط (۳۰) و (۳۱) محدودیت‌های مربوط به حد مجاز هر دو نوع انحراف فرکانس ارائه شده است. با این فرض که از لحظه شروع اغتشاش تا لحظه بازگشت انحراف فرکانس به مقادیری کمتر از  $freq^{SS}$ ، مصرف‌کنندگان در شرایط نامطلوبی قرار دارند، جهت جلوگیری از وارد آمدن آسیب جدی به بارها لازم است مدت زمان مذکور از  $Toff$  بارهای موجود در جزیره کوچکتر باشد. اگرچه قید مذکور بر روی شاخص‌های زمانی مطرح شده است، اما با بهره‌گیری از تابع زمانی انحراف فرکانس به‌صورت رابطه (۳۲) قابل بیان است.

## ۴-۸- مدل کفایت انرژی جزایر

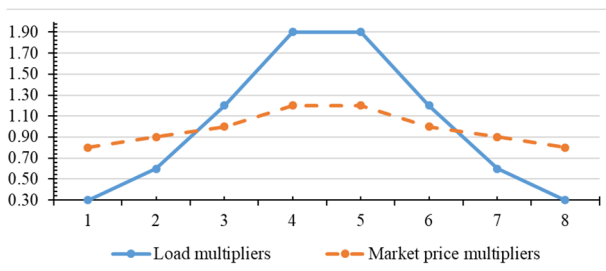
با ایجاد جزیره به‌دلیل خروج ناگهانی خطوط داخلی ریزشبکه، حتی با فرض وجود ظرفیت کافی جهت برقراری تعادل توان تولیدی و مصرفی، ممکن است انرژی کافی در اختیار نباشد تا بتوان فرایند بهره‌برداری را تا مدت زمانی که برای مصرف‌کنندگان لازم است، ادامه داد. با این فرض که منابع تولید پراکنده محدودیتی از بابت سوخت ندارند، در مدل سازی کفایت انرژی تمرکز اصلی بر سهم تامین بار ذخیره‌سازها و انرژی ذخیره‌شده‌ی آن‌هاست. چنانچه، ظرفیت منابع تولید پراکنده برای تامین بار کافی نباشد، ناچار به استفاده از منابع ذخیره‌ساز انرژی بوده و بر اساس نیازمندی بارها یک مقدار حداقلی برای ذخیره انرژی محاسبه می‌گردد. برای مثال، فرض شود در لحظه ایجاد جزیره، در مجموع ۱ مگاوات از بار باید توسط ذخیره‌سازهای موجود در جزیره تامین شود. همچنین، فرض شود که جزیره متشکل از دو مصرف‌کننده

۵-۱- شبکه مورد مطالعه

شبکه ۱۲۳ باسه نمایش داده شده در شکل ۲، که در بردارنده مجموعه ای از نقاط بار، منابع تولید پراکنده از نوع دیزل ژنراتور و همچنین ذخیره سازهای الکتریکی می باشد، به عنوان شبکه تست استفاده شده است.



شکل ۲: شبکه ۱۲۳ باس مورد استفاده در شبیه سازی



شکل ۳: ضرایب ساعتی مصرف انرژی در تمامی نقاط بار

۵-۲- سناریوهای مختلف شبیه سازی

جهت تعیین میزان اثربخشی روش پیشنهادی، مطابق جدول ۲، سه سناریوی شبیه سازی مطرح می شود که هر کدام راهبرد بهره برداری متفاوتی را دربردارند. در سناریوی اول، به انعطاف پذیری و آسیب پذیری م مصرف کنندگان توجهی نشده و همچنین مسئله برنامه ریزی ساعتی فارغ از قیود حالت پیشامد حل می شود. وجه تشابه سناریوی دوم و سوم، توجه به شرایط بهره برداری حالت پیشامد در فرایند برنامه ریزی ساعتی است. با این حال، در سناریوی سوم که سناریوی پیشنهادی این مقاله است، امکان کنترل بار حالت عادی نیز وجود دارد.

جدول ۲: معرفی سناریوهای مختلف شبیه سازی

سناریوهای شبیه سازی	راهبرد برنامه ریزی ساعتی				بهره برداری حالت پیشامد
	توجه به قیود بهره برداری حالت عادی	امکان کنترل بار	توجه به بهره برداری حالت پیشامد	اقدامات اصلاحی قیود	
۱	✓	-	-	-	پ،ت، ث،ج
۲	✓	-	✓	الف،ب	
۳	✓	✓	✓	الف،ب	

الف) تغییر برنامه بهره برداری منابع تولید پراکنده و ذخیره سازها، ب) قطع بار، پ) حدود بهره برداری منابع تولید پراکنده و ذخیره سازها، ت) حدود مجاز انحراف فرکانس، ث) تعادل بار و تولید، ج) شاخص های آسیب بار

جزئیات مختلف شبکه مذکور اعم از بار مصرفی اکتیو و راکتیو و امیدانس خطوط در [۲۳] قابل ملاحظه می باشد. ظرفیت منابع تولید پراکنده ۰/۲ مگاوات و کمینه توان بار گذاری آنها ۰ مگاوات است. تمامی ذخیره سازها دارای ظرفیت شارژ و دشارژ ۰/۳۵ مگاوات با بازدهی ۰/۹۵ بوده و قابلیت ذخیره سازی انرژی آنها ۰/۶ مگاوات ساعت است. همچنین، انرژی اولیه ذخیره شده تمامی آنها ۰ است. سطح حساسیت زمانی مصرف کنندگان که تحت عنوان شاخص های  $Toff$  و  $Ton$  مدلسازی شده اند، در نقاط بار مختلف متفاوت است. بر این اساس، مقادیر  $Toff$  و  $Ton$  در نقاط بار ۱ تا ۵۱ به ترتیب برابر ۰/۵ دقیقه و ۴۰ دقیقه، در نقاط بار ۵۲ تا ۹۶ به ترتیب برابر ۰/۲ دقیقه و ۱۰۰ دقیقه و در نقاط بار ۹۸ تا ۱۱۴ به ترتیب برابر ۰/۱ دقیقه و ۱۲۰ دقیقه می باشد. فرض بر این است که شاخص های زمانی مذکور در ساعات بهره برداری تغییر نمی نمایند. بار مصرفی در ساعات مختلف مقادیر متفاوتی داشته و بر اساس ضرایب ساعتی تعیین شده در شکل ۳ محاسبه می گردد. ملاحظه می شود، در ساعات ۴ و ۵ اوج مصرف انرژی الکتریکی اتفاق می افتد. مقدار پایه قیمت برق در شبکه اصلی ۲۵ دلار بر مگاوات ساعت فرض شده و مقادیر ساعتی قیمت با ضرب کردن ضرایب نشان داده شده در شکل ۳، در این مقدار پایه محاسبه می گردد. هزینه متغیر متوسط منابع تولید پراکنده ۲۵ دلار بر مگاوات ساعت می باشد. ملاحظه می شود که در ساعات ۴ و ۵، قیمت برق در شبکه بالا بوده و طبیعتاً عملکرد واحدهای تولید پراکنده در این ساعات مورد انتظار است.

پارامترهای دینامیکی واحدهای تولید پراکنده مشابه بوده و بر این اساس مقادیر  $H$ ،  $T^V$ ،  $T^T$  و  $R$  به ترتیب برابر با ۰/۵، ۰/۵ و ۰/۰۳ است. همچنین مقادیر  $k^{SS}$  و  $T^{SS}$  به عنوان پارامترهای دینامیکی هر یک از ذخیره سازها به ترتیب برابر ۳ و ۰ می باشد. ضریب میرایی بارها ( $D$ ) نیز ۶ فرض می شود. به علاوه این که مقادیر  $freq^{max}$  و  $freq^{SS}$  به ترتیب ۰/۰۳ و ۰/۰۱۵ پریونیت فرض می شوند (مقدار مبنای فرکانس ۵۰ هرتز لحاظ می شود). شایان ذکر است، دوره بهره برداری ۸ ساعته فرض می شود. همچنین، احتمال خروج برای تمامی خطوط ۰/۰۳ می باشد. فرایند کنترل بار مجاز است که بار ساعتی هر یک از نقاط بار را حداکثر ۲۰٪ نسبت به مصرف پیش فرض آن ساعت تغییر دهد و هزینه ثابت و متغیر برای همه نقاط بار به ترتیب ۳ دلار و ۱ دلار بر مگاوات ساعت است.



### ۵-۳- آسیب پذیری ریزشبه در برابر اتفاقات

خروج خطوط داخلی ریزشبه که منجر به تشکیل جزیره می‌شود، آسیب به بارها را در پی دارد. در هر اتفاق خروج خط بارهایی در پایین دست خط در معرض آسیب قرار دارند. با این حال، بسته به شرایط بهره‌برداری ریزشبه تعداد بارهای آسیب دیده متفاوت خواهد بود. برای هر یک از اتفاقات می‌توان در هر ساعت معیار آسیب‌پذیری ریزشبه ( $\Gamma_{isl,h}$ ) را مطابق رابطه زیر محاسبه کرد. این معیار عبارت است از نسبت تعداد بارهای آسیب دیده در هر ساعت بر تعداد بارهای در معرض آسیب.

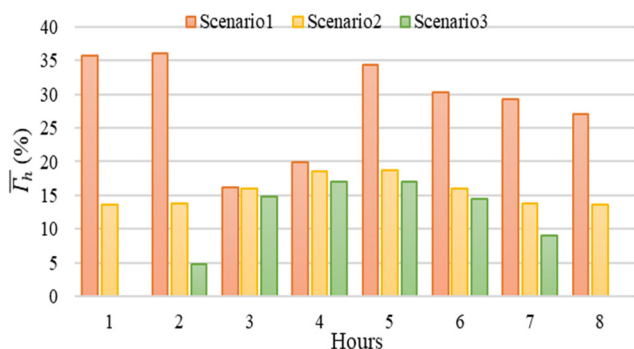
$$\Gamma_{isl,h} = \frac{N_{isl,h}^{damaged}}{N_{isl}^{total}} \quad (41)$$

با متوسط‌گیری از شاخص  $\Gamma_{isl,h}$  روی تمامی اتفاقات، شاخص آسیب‌پذیری ساعتی ریزشبه ( $\overline{\Gamma_h}$ ) محاسبه می‌گردد. مقایسه این شاخص بین سناریوهای گوناگون شبیه‌سازی می‌تواند عملکرد روش پیشنهادی را از دیدگاه آسیب‌پذیری ریزشبه نشان دهد. در شکل ۴ این مقایسه انجام گرفته است. به‌طور متوسط میزان آسیب‌پذیری ریزشبه در سناریوهای اول تا سوم به ترتیب برابر با ۲۸٪/۱۶، ۱۵٪/۵ و ۹٪/۶ است. ملاحظه می‌شود، روش پیشنهادی بهترین عملکرد را از این منظر دارد. شایان ذکر است، جهت محاسبات این بخش، تصمیمات برنامه‌ریزی حالت عادی بر اساس هر یک از سناریوهای شبیه‌سازی اتخاذ شده است و سپس با تثبیت این تصمیمات، بهترین تصمیمات جهت مقابله با پیشامدهای خروج خط تعیین شده‌اند. اگرچه در این شرایط اغلب امکان برقراری قیود بهره‌برداری به‌واسطه قطع بار فراهم است، اما در مواردی حتی با اعمال قطع بار نمی‌توان شرایط بهره‌برداری مناسب پس از پیشامد را ایجاد کرد. برای مثال، در سناریوی شبیه‌سازی شماره ۱، توان ورودی از بالادست به باس شماره ۷۷، در ساعت اول برابر با ۰/۷۷۲ مگاوات است. این توان صرف تامین بار باس‌های پایین دست و همچنین شارژکردن ذخیره‌سازها می‌شود. پیشامد خروج خط ۷۶-۷۷ موجب اغتشاش نسبتاً بزرگی در جزیره ایجاد شده می‌شود که سیستم کنترل فرکانس و حتی قطع تمامی مصارف این ناحیه هم نمی‌تواند انحرافات فرکانس ناحیه را محدود کند و طبیعتاً امکان دستیابی به نقطه کار جدید برای بهره‌برداری و تامین مصارف از دست می‌رود. در جدول ۳، تعداد پیشامدهایی که طی آن‌ها به دلیل نوسانات فرکانس امکان دستیابی به نقطه کار جدید برای جزیره ایجاد شده وجود ندارد، نمایش داده شده است.

#### جدول ۳: تعداد پیشامدهایی که در ساعات مختلف امکان تشکیل

##### موفقیت آمیز جزیره در مورد آن‌ها وجود ندارد

سناریوهای شبیه‌سازی	ساعات بهره‌برداری						
	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷
۱	۲۵	۲۴	۷	۱۲	۱۲	۷	۸
۲	۲	۱	۱	۰	۰	۰	۰
۳	۰	۱	۱	۱	۰	۱	۰



شکل ۴: شاخص آسیب‌پذیری ریزشبه در ساعات مختلف به‌ازای

سناریوهای گوناگون شبیه‌سازی

### ۵-۴- فرآیند کنترل بار

بارهای مختلفی توسط مازول کنترل بار مورد استفاده قرار می‌گیرند. ۴۷ نقطه بار از کل نقاط بار (۸۵ نقطه بار) در این فرایند مشارکت دارند. با توجه به تابع هدف، مازول کنترل بار در وهله اول سعی در کاهش تعداد بارهای آسیب دیده و حجم آسیب آن‌ها در اثر پیشامدهای خروج خط دارد. موقعیت مصرف‌کنندگان گروه الف (در جدول ۴) به‌نحوی است که با خروج خط بالادستی خود به‌دلیل نبود منابع کافی تولید انرژی حتماً دچار آسیب می‌شوند (در مورد نقاط بار ۶۲، ۶۳، ۶۴، ۶۵ و ۶۶ مجموع مصرف این نقاط بار در تمامی ساعات به‌جز ساعات اول و هشتم بیشتر از ظرفیت تولید ژنراتور شماره ۱۳ است). سیستم کنترل بار سعی می‌کند تعداد ساعات حضور این مصرف‌کنندگان در دوره بهره‌برداری را کاهش داده و در مقابل، در برخی ساعات، انرژی مصرفی بیشتری برای آن‌ها در نظر بگیرد. بدین‌وسطه، آن‌ها در برابر خروج خطوط بالادستی خود در برخی ساعات مصون خواهند بود. با توجه به حد تعیین‌شده برای کنترل بار، در ساعات پرباری (ساعات ۴ و ۵) و میان‌باری (ساعات ۳ و ۶)، حد قابل تغییر بار بیشتر بوده و این قابلیت در ساعات کم‌باری (ساعات ۱، ۲، ۷ و ۸) به‌میزان کمتری وجود دارد. بنابراین، انتقال مصرف بارهای مذکور تنها از ساعات کم‌باری به ساعات میان‌باری و پرباری ممکن است. این رفتار برای نقطه بار شماره ۱۹ در شکل ۶ نشان داده شده است. ملاحظه می‌شود، در ساعات ۱، ۲ و ۸ قطع بار اعمال شده و در عوض مصرف انرژی در ساعات دیگر افزایش می‌یابد. البته مقادیر مصرف تعیین‌شده همواره در ساعات تامین این بار در محدوده مجاز مصرف قرار دارند. جابه‌جایی زمان مصرف تعداد زیادی از مصرف‌کنندگان به ساعات پرباری به‌معنای افزایش بار در ساعات پیک و ایجاد مشکلاتی برای ریزشبه است. مسایلی همچون: ۱- افزایش بارگذاری خطوط و به‌تبع آن افزایش اغتشاش وارد شده به جزایر در هنگام پیشامدهای خروج خط و ۲- کمبود ظرفیت تامین بار در جزایر و افزایش نیاز به ذخیره‌سازی انرژی در ذخیره‌سازها جهت تامین کفایت انرژی جزیره‌ها. به‌منظور غلبه بر این معضلات، سیستم کنترل بار مقدار بار مصرفی نقاط بار گروه ب (در جدول ۴) را در ساعات پیک مصرف کاهش می‌دهد. شکل ۶ تغییرات بار مصرفی کل

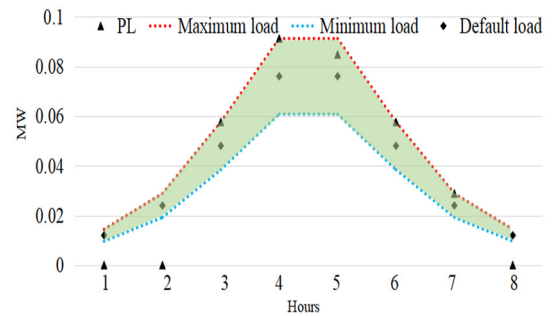
اساس، منابع تولید پراکنده تنها در ساعات میان‌باری و پرباری فعال هستند. ذخیره‌سازی انرژی در سه ساعت اول صورت گرفته و در ساعات بعد، از این انرژی ذخیره‌شده استفاده می‌شود. همچنین در تمامی ساعات به جز ساعات پیک مصرف ریزشبه، توان از شبکه اصلی به سمت ریزشبه در جریان است. در ساعات پیک که قیمت برق بالاست، در راستای افزایش سود، انرژی مازاد ریزشبه به شبکه اصلی فروخته می‌شود. با اضافه شدن قیود متعدد مربوط به حالت پیشامد به مسئله و در واقع اجرای سناریوهای شبیه‌سازی دوم و سوم، تصمیمات متفاوتی در خصوص بهره‌برداری منابع اتخاذ می‌شود که جزئیات آن در جدول ۶ آمده است. در این دو سناریو فلولی توان همواره از شبکه اصلی به سمت ریزشبه است. با این حال افزایش توان ورودی از شبکه اصلی به سمت نقاط بار داخل ریزشبه موجب افزایش میزان اغتشاش جزایر در هنگام پیشامدها شده و موجب انحراف فرکانس به مقادیری بیش از حدود مجاز می‌گردد. از این رو یک حد بالایی برای ورود توان به ریزشبه ایجاد می‌شود. با توجه به این حد بالا، منابع تولید پراکنده لازم است در اغلب ساعات بخشی از توان موردنیاز بار را تامین کنند. ملاحظه می‌شود که در ساعات انتهایی (ساعات ۷ و ۸)، به دلیل کاهش

جدول ۶: نحوه بهره‌برداری از منابع تولید و ذخیره‌سازی انرژی و تعامل با شبکه اصلی در سناریوهای مختلف شبیه‌سازی

ساعات بهره‌برداری								سناریوی شبیه‌سازی ۱
۸	۷	۶	۵	۴	۳	۲	۱	
۰	۰	۳	۴/۲	۴/۲	۳	۰	۰	$\sum_g P_{g,h}$
۰	۰	۰	۰	۲/۴	۴/۸	۴/۸	۲/۶	$\sum_{st} E_{st,h}$
۰/۵	۱/۶	۰/۸	-۰/۲	-۰/۱	۰/۷	۳/۸	۳/۳	$-P_h^{maingrid}$
۰/۱	۰/۲	۱/۳	۳/۸	۳/۸	۲/۴	۰/۹	۰/۶	$\sum_g P_{g,h}$
۰/۳	۰/۶	۱/۴	۲/۷	۳/۱	۳/۷	۳	۱/۶	$\sum_{st} E_{st,h}$
۰/۲	۰/۷	۱/۲	۲/۱	۲	۲/۲	۲/۱	۱/۶	$-P_h^{maingrid}$
۰	۰/۳	۱/۳	۳/۸	۳/۸	۲/۳	۱	۰/۸	$\sum_g P_{g,h}$
۰/۳	۰/۷	۱/۴	۲/۷	۳/۲	۳/۶	۳/۳	۱/۸	$\sum_{st} E_{st,h}$
۰/۱	۰/۸	۱/۴	۲/۱	۲	۲/۱	۲/۱	۱/۶	$-P_h^{maingrid}$

بار و همچنین فراهم‌شدن امکان دشارژ انرژی توسط ذخیره‌سازها، سطح تولید توان منابع تولید پراکنده کاهش می‌یابد. اگرچه در ساعات ۱ و ۲ نیز مقدار بار کم است، اما ذخیره سازها در این ساعات در حال شارژ شدن جهت بهره‌برداری در ساعات پیک می‌باشند. با توجه به تعدد قیود حالت پیشامد، برای پی‌بردن به علت تصمیمات اتخاذ شده، نیاز به تحلیل جزئیات مسئله است. به‌عنوان نمونه، در شکل ۷ تاثیر قید کیفیت انرژی جزیره شماره ۷۳ (نقاط بار پایین دست خط ۷۲-۷۳) بر رفتار ذخیره‌ساز شماره ۳ تحلیل شده است. در این جزیره به دلیل محدودیت

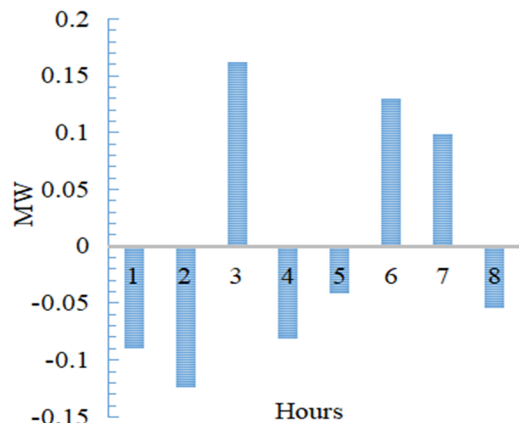
ریز شبکه را در ساعات مختلف نمایش می‌دهد. ملاحظه می‌شود که در ساعات کم‌باری (به دلیل تغییر در زمان بندی تامین نقاط بار) و در ساعات پیک، بار مصرفی کل ریز شبکه کاهش داشته و در ساعات میان‌باری عمدتاً افزایش بار اعمال می‌شود. همچنین جدول ۵ تعداد مصرف کنندگان تامین شده توسط ریز شبکه را در هر ساعت نشان می‌دهد. ملاحظه می‌گردد، در ساعات ۴ و ۵ تمامی بارها تامین شده و بیشترین انتقال بار از ساعات کم‌باری به ساعات دیگر اتفاق می‌افتد.



شکل ۵: نحوه کنترل بار در نقطه بار شماره ۱۹

جدول ۴: نقاط بار مشارکت کننده در فرایند کنترل بار

مصرف کنندگان گروه الف	۲-۴-۱۰-۱۲-۱۷-۱۹-۲۰-۲۴-۲۴-۴۲-۴۳-۴۵-۴۶-۶۲
مصرف کنندگان گروه ب	۲۸-۳۰-۳۵-۳۷-۳۸-۳۹-۴۱-۴۷-۴۸-۴۹-۵۱-۵۰-۶۳-۶۵-۶۶-۹۰-۹۲-۹۶-۱۰۶-۱۰۷-۱۰۳-۱۰۰-۹۹-۹۸-۸۲-۷۹-۷۷-۷۶-۷۱-۶۹-۶۴
	۱۱۳-۱۰۹-۱۰۴



شکل ۶: تغییر کل بار ریز شبکه در هر ساعت

جدول ۵: تعداد نقاط بار تامین شده در هر ساعت

ساعات	۸	۷	۶	۵	۴	۳	۲	۱
تعداد نقاط بار	۶۹	۷۸	۸۳	۸۵	۸۵	۸۴	۷۲	۶۹

#### ۵-۵- تحلیل نتایج در سناریوهای مختلف شبیه‌سازی

در سناریوی شبیه‌سازی شماره ۱، ذخیره‌سازها نقش به‌سزایی در افزایش سودآوری ریز شبکه دارند. با توجه به تغییرات قیمت برق در شبکه اصلی، منطق صرفاً اقتصادی لازم می‌دارد که در ساعات ابتدایی انرژی ذخیره شده و در ساعات گرانی برق مورد استفاده قرار گیرد؛ هم برای تامین بارهای ریز شبکه و هم جهت فروش به شبکه اصلی. بر این

### جدول ۷: شاخص آسیب‌پذیری ریز شبکه به ازای مقادیر مختلف ظرفیت ذخیره‌سازی انرژی (سناریوی شبیه‌سازی شماره ۳)

ظرفیت ذخیره‌سازی انرژی (MWh)							$\bar{F}$ (%)
۱/۰۸	۰/۸۴	۰/۶	۰/۴۸	۰/۳	۰/۱۲	۰/۰۶	
۹/۵۹	۹/۶	۹/۶۱	۹/۶۸	۹/۷۵	۱۲/۶۳	۱۵/۴۱	

### ۷-۵- آثار فنی و اقتصادی مدل پیشنهادی

همان‌گونه که در بخش ۵-۵- ملاحظه شد، توجه به قیود پیشامد در فرایند برنامه‌ریزی، باعث شد که همواره توان از شبکه بالادست به ریز شبکه وارد شود و بنابراین تعامل با شبکه اصلی اگرچه در راستای ارتقای امنیت مناسب است، اما درآمدی را برای مالک ریز شبکه به همراه ندارد. از این‌رو در این بخش، عملکرد اقتصادی و تحلیل‌های مرتبط با آن صرفاً با هزینه بهره‌برداری سنجیده می‌شود. در ضمن، اندک درآمد ناشی از تعامل با شبکه اصلی در سناریوی شبیه‌سازی شماره ۱ به معنای کاهش هزینه بهره‌برداری تلقی می‌شود.

طبیعتاً زمانی می‌توان افزایش هزینه‌ی ناشی از توجه به قیود پیشامد و یا پرداخت بابت مشارکت بار را در برنامه‌ریزی توجیه‌پذیر دانست که فواید فنی و یا اقتصادی مناسبی را نیز به دنبال داشته باشند. کاهش سطح آسیب‌پذیری ریز شبکه در برابر اتفاقات یک منفعت اصلی از دید بهره‌بردار ریز شبکه است و می‌توان از این دیدگاه سناریوهای شبیه‌سازی را بر اساس شاخص هزینه فایده مورد مقایسه قرار داد. در جدول ۸، هزینه بهره‌برداری حالت عادی و شاخص آسیب‌پذیری برای هر یک از سناریوهای شبیه‌سازی نمایش داده شده است. به‌طور معمول نسبت فایده به هزینه به‌عنوان یک شاخص شناخته می‌شود. اما با توجه به اینکه کم‌تر بودن آسیب‌پذیری به‌عنوان فایده تلقی می‌شود نسبت مذکور نمی‌تواند معیار مناسبی به دست دهد و در اینجا حاصل ضرب هزینه بهره‌برداری در شاخص آسیب‌پذیری برای مقایسه مورد استفاده قرار گرفته و کم‌تر بودن مقدار حاصله عملکرد مناسب‌تر فنی-اقتصادی را نشان می‌دهد. نتیجه حاصل ضرب مذکور برای سناریوهای شبیه‌سازی اول تا سوم به ترتیب برابر است با: ۱۶۹۳۱، ۹۸۵۸ و ۷۵۱۷.

### جدول ۸: تحلیل فایده و هزینه (از دیدگاه منفعت فنی)

شاخص آسیب‌پذیری $\bar{F}$ (%)	هزینه بهره‌برداری حالت عادی (\$) (\$)	سناریوهای شبیه‌سازی
۲۸/۶	۵۹۲	۱
۱۵/۵	۶۳۶	۲
۹/۶	۷۸۳	۳

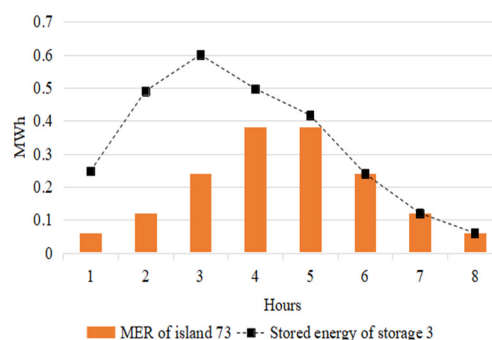
ملاحظه می‌گردد، سناریوی شبیه‌سازی شماره ۳ بهترین گزینه از دیدگاه تحلیل هزینه و فایده است. اگرچه در این سناریو هزینه کنترل بار به هزینه‌های بهره‌برداری اضافه می‌شود، اما منفعتی که از بابت کاهش آسیب‌پذیری ریز شبکه ایجاد می‌شود، این سناریو را در مقایسه با دیگر سناریوهای شبیه‌سازی برتری می‌بخشد. در اینجا تنها منفعت فنی به‌کارگیری مشارکت بار بررسی شد، اما به واقع می‌توان

در دسترسی به منابع تولید پراکنده، تامین بار در بهره‌برداری حالت پیشامد توسط ذخیره‌ساز شماره ۳ انجام شده و باید انرژی کافی جهت تامین بار به مدت زمان مورد نیاز مصارف وجود داشته باشد. ملاحظه می‌گردد، در ساعات ۶، ۷ و ۸ به دلیل حساسیت زمانی مصرف‌کنندگان و نیازمندی‌های آن‌ها به تداوم تامین بار پس از پیشامد، انرژی ذخیره شده در ذخیره‌ساز شماره ۳ امکان دشارژ ندارد، اگرچه به لحاظ اقتصادی مناسب‌تر است.

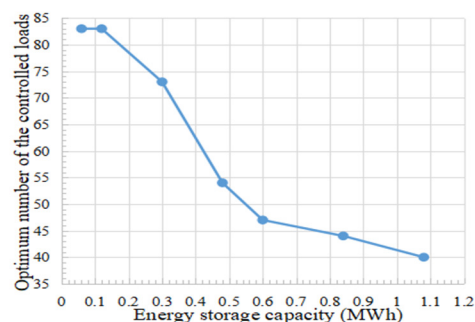
### ۵-۶- عملکرد سیستم کنترل بار در ظرفیت‌های مختلف

#### ذخیره‌سازی انرژی

در سناریوی سوم، اگرچه امکان کنترل بار برای تمامی نقاط بار مهیا شده است، اما سیستم کنترل بار تنها ۴۷ نقطه بار را تحت کنترل می‌گیرد. در این بخش سعی می‌شود رفتار سیستم کنترل بار در قبال محدودیت‌های ذخیره‌سازی انرژی بررسی شود. با افزایش و یا کاهش ظرفیت ذخیره‌سازی انرژی، تعداد بهینه نقاط بار کنترل شده توسط سیستم کنترل بار مطابق شکل ۸ تغییر می‌کند. چنانچه به‌ازای ظرفیت‌های مختلف ذخیره‌سازی انرژی مسئله برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت مطابق با سناریوی شبیه‌سازی شماره ۳ حل شود، مقدار متوسط شاخص آسیب‌پذیری مطابق با جدول ۷ خواهد بود. ملاحظه می‌گردد، حتی با کاهش ظرفیت ذخیره‌سازی انرژی به ۰/۰۶ مگاوات-ساعت، آسیب‌پذیری ریز شبکه همچنان کمتر از وضعیتی است که بدون تغییر در ظرفیت ذخیره‌سازی انرژی، مسئله مطابق با سناریوهای شبیه‌سازی ۲ و ۳ حل شود.



شکل ۷: نحوه تاثیر گذاری قید کفایت انرژی جزیره شماره ۷۳ (مجموعه نقاط پایین دست خط ۷۲-۷۳) بر رفتار ذخیره‌ساز سوم



شکل ۸: تعداد بهینه بارهای مشارکت‌کننده در فرایند کنترل بار با تغییر در ظرفیت ذخیره‌سازی انرژی

همان گونه که از جدول ۹ مشخص است، در سطوح آسیب پذیری مختلف، همواره با کاهش هزینه های کنترل بار (یا درآمد مورد انتظار مصرف کنندگان از مشارکت خود) معیار فایده به هزینه بزرگتر بوده و استفاده از مشارکت اقتصادی توجیه پذیرتر می شود. در سطوح آسیب پذیری پایین تر که فارغ از هزینه کنترل بار نیاز به مشارکت بار وجود دارد، کاهش ضرایب تابع هزینه کنترل کاهش بیش تری در هزینه بهره برداری ایجاد می کنند، زیرا هم هزینه ی بخش اجباری مشارکت بار را کم می کند و هم فرصت استفاده صرفاً اقتصادی از این امکان را فراهم می نمایند.

## ۶- نتیجه گیری

در این مقاله، مدل بهره برداری مقید به امنیت ریز شبکه شعاعی با تمرکز بر ویژگی هایی همچون آسیب پذیری و انعطاف پذیری بار ارائه شد. در این مدل، آسیب پذیری مصرف کنندگان با استفاده از شاخص های زمانی نسبت به مسایلی همچون مدت زمان قابل تحمل قطعی برق مورد توجه قرار گرفتند. همچنین، مدل کنترل بار به صورت امکان جابه جایی مصرف در ساعات مختلف و با شرط ثابت بودن مجموع بار هر مصرف کننده در دوره برنامه ریزی، مورد توجه قرار گرفت. با حل این مسئله، نقطه کار منابع تولید و ذخیره سازی و همچنین فرایند کنترل بار به نحوی تعیین می شوند که آسیب پذیری در برابر پیشامدها کم ترین مقدار را داشته باشد و در این سطح از آسیب پذیری اقتصادی ترین تصمیمات مورد توجه قرار گیرند. روش پیشنهادی در مقایسه با دو راهبرد دیگر قرار گرفت. یک راهبرد، عدم توجه به قیود امنیت و قابلیت کنترل بار و دیگری توجه به قیود امنیت و صرف نظر از قابلیت کنترل بار. مهم ترین دستاوردهای روش پیشنهادی عبارتند از:

- کاهش چشمگیر آسیب پذیری در برابر پیشامدها: براساس نتایج، آسیب پذیری ریز شبکه به ترتیب ۳۸٪ و ۶۷٪ نسبت به راهبردهای اول و دوم کاهش یافت.
- کاهش تعداد ساعات تامین بار برای مصارفی که در جزایر کاملاً آسیب پذیر قرار گرفته اند، با استفاده از انتقال بار آنها به ساعات دیگر.
- کاهش امکان عدم دستیابی به نقطه ی کار جدید پس از پیشامد: در راهبرد اول در برخی ساعات در حدود ۲۲٪ از پیشامدها منجر به عدم تشکیل موفقیت آمیز جزیره می گردند، اما این آمار در راهبردهای دوم و سوم که بهره برداری حالت پیشامد را مورد توجه قرار می دهند کمتر از ۱٪ است.
- قابلیت کنترل بار تا میزان قابل توجهی قادر به جبران محدودیت دسترسی به منابع ذخیره ساز است. روش پیشنهادی قادر است حتی با کاهش ظرفیت ذخیره سازی به ۱۰٪ ظرفیت فعلی، همچنان شاخص آسیب پذیری کمتری نسبت به دو راهبرد دیگر ارائه دهد.

اقتصادی را نیز مورد بررسی قرار داد. اینکه «آیا اعمال هزینه های کنترل بار می تواند منفعتی همچون کاهش هزینه های بهره برداری کل را در پی داشته باشد یا خیر؟» باید توجه داشت که مقایسه بین هزینه بهره برداری در سناریوهای مختلف شبیه سازی تنها زمانی معنی دار است که سطح مشخصی از آسیب پذیری را فرض گرفته و تابع هدف تنها بیشینه سازی سود (یا کمینه سازی هزینه بهره برداری) را ملاک انتخاب قرار دهد. بدین منظور، رابطه (۴۲) به مجموعه قیود مسئله اضافه شده و جریمه آسیب بار از تابع هدف حذف می شود.

$$\bar{\Gamma} \leq \bar{\Gamma}^* \quad (42)$$

در رابطه (۴۲) پارامتر  $\bar{\Gamma}^*$  حداکثر آسیب پذیری قابل قبول ریز شبکه است و بدین طریق مسئله ملزم می شود که با رعایت یک حد آسیب پذیری مشخص برای ریز شبکه، اقتصادی ترین تصمیمات بهره برداری را اتخاذ نماید. به ازای ضرایب هزینه مختلف برای مشارکت بار، تعداد بارهای مشارکت کننده در فرایند کنترل بار و همچنین هزینه های بهره برداری (شامل هزینه منابع تولید پراکنده، هزینه خرید برق از شبکه اصلی و هزینه کنترل بار) متفاوت خواهد بود. در تحلیل هزینه و فایده، نسبت کاهش هزینه بهره برداری کل به هزینه اعمال کنترل بار سنجیده می شود (منظور، کاهش نسبت به وضعیتی با حداقل تعداد بار کنترل شده جهت تامین سطح آسیب پذیری مطلوب است که عملاً متناظر با هزینه بهره برداری تعیین شده در ستون چهارم است). نتیجه این تحلیل در جدول ۹ نشان داده شده است.

جدول ۹: تحلیل فایده و هزینه کنترل بار از دیدگاه منفعت اقتصادی

مقادیر مختلف ضرایب تابع هزینه کنترل					
	$An = 1$ $Bn = 3$	$An = 5$ $Bn = 0.1$	$An = 2$ $Bn = 0.1$	$An = 1$ $Bn = 0.1$	
تعداد بار کنترل شده	۱۵	۳۷	۴۶	۶۱	$\bar{\Gamma} \leq 12\%$
هزینه کل بهره برداری (\$)	۶۸۲/۳	۶۳۸/۸	۶۲۸/۷	۶۲۴/۷	
هزینه کنترل بار	۴۶/۳	۱۶/۵	۱۱/۵	۱۰/۶	
نسبت فایده به هزینه	-	۲/۶۳	۴/۶۶	۵/۴۳	
تعداد بار کنترل شده	۰	۲۱	۴۱	۶۰	$\bar{\Gamma} \leq 15.5\%$
هزینه کل بهره برداری (\$)	۶۳۶	۶۲۷	۶۲۲/۴	۶۱۷/۵	
هزینه کنترل بار	۰	۷/۵	۱۰/۲۳	۱۰/۴	
نسبت فایده به هزینه	-	۱/۲	۱/۳۳	۱/۷۸	
تعداد بار کنترل شده	۰	۲	۲۹	۵۳	$\bar{\Gamma} \leq 20\%$
هزینه کل بهره برداری (\$)	۶۱۹/۴	۶۱۹/۳	۶۱۶/۲	۶۱۲/۵	
هزینه کنترل بار	۰	۰/۴۴	۷/۹	۹/۴۳	
نسبت فایده به هزینه	-	۰/۲۳	۰/۴۲	۰/۷۴	

- stability enhancement in microgrids”, Electric Power Systems Research, vol. 140, pp.78-86, 2016.
- [10] B. Khorramdel, H. Khorramdel, J. Aghaei, A. Heidari, and V. G. Agelidis, “Voltage security considerations in optimal operation of bevs/phevs integrated microgrids,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 4, pp. 1575–1587, 2015.
- [11] D. Jayaweera, “Security enhancement with nodal criticality-based integration of strategic micro grids,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 1, pp. 337–345, 2015.
- [12] L. E. L. Ramirez, H. T. S´anchez, and F. A. P. Mart´inez, “Market clearing model for microgrids with probabilistic security criteria: Formulation and implementation,” Simposio Internacional Sobre la Calidad de la Energ´ıa El´ectrica-SICEL, vol. 8, 2015.
- [13] S. Mashayekh and K. L. Butler-Purry, “An integrated security-constrained model-based dynamic power management approach for isolated microgrids in all-electric ships,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 6, pp. 2934–2945, 2015.
- [14] M. Vahedipour-Dahraie, H. Rashidzaheh-Kermani, H. R. Najafi, A. Anvari-Moghaddam, and J. M. Guerrero, “Coordination of evs participation for load frequency control in isolated microgrids,” Applied Sciences, vol. 7, no. 6, p. 539, 2017.
- [15] M. A. Akbari, J. Aghaei, M. Barani, M. Savaghebi, M. Shafie-khah, J. Guerrero, and J. P. Catalao, “New metrics for evaluating technical benefits and risks of dgs increasing penetration,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 6, p. 2890-2902, 2017.
- [16] L. H. Koh, P. Wang, F. H. Choo, K.-J. Tseng, Z. Gao, and H. B. P’uttgen, “Operational adequacy studies of a pv-based and energy storage stand-alone microgrid,” IEEE Transactions on power systems, vol. 30, no. 2, pp. 892–900, 2015.
- [17] A. C. Z. de Souza, M. Santos, M. Castilla, J. Miret, L. G. de Vicu’na, and D. Marujo, “Voltage security in ac microgrids: a power flow-based approach considering droop-controlled inverters,” IET Renewable Power Generation, vol. 9, no. 8, pp. 954–960, 2015.
- [18] S. Abedi, M. He, and S. M. Fatemi, “Employing price-responsive pevns in microgrid: Optimal operations and security management,” IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), pp. 1–5, 2015.
- [19] 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.
- [20] G. Liu, M. Starke, B. Xiao, and K. Tomsovic, “Robust optimisation-based microgrid scheduling with islanding constraints,” IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 11, no. 7, pp. 1820-1828, 2017.
- [21] A. Gholami, T. Shekari, F. Aminifar, and M. shahidehpour, “Microgrid scheduling with uncertainty: the quest for resilience,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 6, pp. 2849–2858, 2016.
- [22] T. Shekari, F. Aminifar, and M. Sanaye-Pasand, “An analytical adaptive load shedding scheme against severe combinational disturbances,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 5, pp. 4135–4143, 2016.
- [23] Distribution System Analysis Subcommittee. *IEEE 123 Node Test Feeder*, 1992, <http://www.sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources>.
- استفاده از مازول کنترل بار از دیدگاه فنی و در واقع رسیدن به کمترین سطح آسیب‌پذیری ریزشبکه کاملاً توجیه‌پذیر است؛ توجیه‌پذیری اقتصادی آن نیز به‌ازای سطوح آسیب‌پذیری مختلف و مقادیر گوناگون هزینه مشارکت بار متفاوت بوده و بیشترین توجیه اقتصادی آن در سطوح آسیب‌پذیری کمتر ریزشبکه و کنترل بار ارزانتر اتفاق می‌افتد. در پژوهش‌های آینده، تاثیر نوع نگرش به مسئله امنیت و توجه به ویژگی‌های مصرف‌کنندگان در فرایند برنامه‌ریزی بلندمدت ریز شبکه و منابع تولید و ذخیره‌سازی انرژی مورد توجه قرار خواهد گرفت. همچنین، ترکیب روش ارائه‌شده با مسایلی همچون امکان بازآرایی ریزشبکه، می‌تواند مزایای فراوانی را ایجاد کند که در پژوهش‌های آتی قابل بررسی خواهد بود.

## مراجع

- [1] R. H. Lasseter, “Microgrids,” IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 1, pp. 305–308, 2002.
- [2] N. Hatzigiorgiou, H. Asano, R. Irvani, and C. Marnay, “Microgrids,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, 2007.
- [3] F. Katiraei, R. Irvani, N. Hatzigiorgiou, and A. Dimeas, “Microgrids management,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6, no. 3, pp. 54-65, 2008.
- [4] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2012.
- [5] D. Issicaba, J. A. P. Lopes, and M. A. da Rosa, “Adequacy and security evaluation of distribution systems with distributed generation,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 3, pp. 1681–1689, 2012.
- [۶] محسن رمضان زاده، میثم جعفری نوکندی، تقی بارفروشی، «برنامه‌ریزی تولید و ذخیره منابع تولید حرارتی در شرایط عدم قطعیت تولید بادی و بار در حضور ذخیره‌ساز انرژی و پاسخگویی سمت تقاضا»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، جلد ۴۸، شماره ۲، صفحه ۶۶۵–۶۵۳، تابستان ۱۳۹۷.
- [۷] احد عابسی، وحید وحیدی نسب، محمدصادق قاضی‌زاده، «بررسی تاثیر حضور منابع تولید پراکنده ولتاژ ثابت بر کنترل توزیع‌شده ولتاژ شبکه‌های هوشمند با بهره‌گیری از مصرف‌کننده نهایی»، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، جلد ۴۶، شماره ۱، صفحه ۲۷۵–۲۶۷، بهار ۱۳۹۵.
- [8] M. Marzband, F. Azarnejadian, M. Savaghebi, E. Pournesmaei, J. M. Guerrero, and G. Lightbody, “Smart Transactive energy framework in grid-connected multiple home microgrids under independent and coalition operations,” Renewable Energy, vol. 126, pp. 95–106, 2018.
- [9] M. Marzband, MM. Moghaddam, MF. Akorede and G. Khomeyriani, “Adaptive load shedding scheme for frequency

## زیر نویس‌ها

<sup>6</sup> Robust optimization

<sup>7</sup> Mixed Integer programming (MIP)

<sup>8</sup> Average Variable Cost (AVC)

<sup>9</sup> Load shedding unit (LSU)

<sup>10</sup> Minimum Energy Requirement (MER)

<sup>1</sup> Expected energy not supplied

<sup>2</sup> Plug-in hybrid electric vehicle (PHEV)

<sup>3</sup> Expected load not served (ELNS)

<sup>4</sup> Stability margin index (SMI)

<sup>5</sup> Alternating current (AC)