

مسأله در مدار قرارگرفتن واحدهای نیروگاهی با هدف افزایش تاب‌آوری شبکه

معین منعمی^۱، دانشجوی کارشناسی ارشد؛ سمیه حسن‌پور دربان^۲، استادیار

۱- دانشکده برق و مهندسی پزشکی - دانشگاه صنعتی سجاد - مشهد - ایران - Moeinmonemi@yahoo.com

۲- دانشکده برق و مهندسی پزشکی - دانشگاه صنعتی سجاد - مشهد - ایران - S_hasanpour@sadjad.ac.ir

چکیده: تاب‌آوری سیستم به‌عنوان مفهوم جدیدی در صنعت برق از اهمیت ویژه‌ای برخوردار شده است. این مقاله، با در نظر گرفتن نرخ تغییر فرکانس به‌عنوان شاخصی جدید برای تاب‌آوری سیستم، در مقابل حوادث نادر و شدید که منجر به خروج واحدها و ناپایداری‌های فرکانسی می‌شود، به معرفی مدل تاب‌آور ورود و خروج واحدهای حرارتی می‌پردازد. این مدل با استفاده از مسأله کلیدزنی بهینه واحدهای تولید پراکنده، قراردادهای قطع بار اضطراری و استفاده از حذف بار فرکانسی تطبیقی خودکار روشی مؤثر برای حل مسأله در مدار قرارگرفتن واحدهای نیروگاهی به‌منظور جلوگیری از ناپایداری فرکانسی شبکه ارائه می‌نماید و در هنگام وقوع حادثه نقطه کار سیستم را در حالتی پایدار نزدیک به نقطه بهینه قرار می‌دهد. تمام مراحل شبیه‌سازی در نرم‌افزار MATLAB بر روی شبکه استاندارد ۵۷ باسه IEEE انجام شده است. نتایج شبیه‌سازی روش پیشنهادی زمانی که با مسأله مرسوم برنامه‌ریزی ورود و خروج واحدهای نیروگاهی با صرف‌نظر از کلیدزنی بهینه واحدهای تولید پراکنده مقایسه می‌شود، اثربخشی این رویکرد نوآورانه را در افزایش ثبات فرکانس سیستم قدرت نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: تاب‌آوری شبکه، در مدار قرارگرفتن واحدهای نیروگاهی، کلیدزنی بهینه واحدهای تولید پراکنده، بارهای قابل قطع، حذف بار فرکانسی تطبیقی خودکار

Unit Commitment Problem with the Aim of Increasing System Resilience

M. Monemi¹, MSc Student; S. Hassanpour Darban², Associate Professor

1-Faculty of Electrical and Biomedical Engineering, Sadjad University of Technology, Mashhad, Iran, Email: MoeinMonemi@yahoo.com

2-Faculty of Electrical and Biomedical Engineering, Sadjad University of Technology, Mashhad, Iran, Email: S_hasanpour@Sadjad.ac.ir

Abstract: System resilience as a new concept in the power industry becomes important recently. This paper with consider to the rate of change of frequency as a new system resilience index, introduces a resilient constraint unit commitment model to increase resilience against rare and severe events that ultimately lead to outages and frequency instabilities. This model offers an effective approach to solve unit commitment problem to prevent frequency instability by using optimal distributed generation switching problem, emergency interruptible load contracts and adaptive automatic frequency load shedding and when the event occurs, it places the system's operating point in a stable state close to its optimal point. All simulation steps in the MATLAB software were conducted on 57-bus IEEE standard system. Simulation results of the proposed method, when compared with the conventional unit commitment approach without optimal distributed generation switching, imply the effectiveness of this innovative approach in the power system frequency stability enhancement.

Keywords: Electric grid resilience, unit commitment, distributed generation optimal switching, emergency interruptible loads contracts, adaptive automatic frequency load shedding

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۱۲/۲۴

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۶/۰۵/۰۹ و ۱۳۹۶/۰۸/۱۴

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۱۰/۱۶

نام نویسنده مسئول: سمیه حسن‌پور دربان

نشانی نویسنده مسئول: ایران - مشهد - بلوار جلال آل احمد ۶۲ - دانشگاه صنعتی سجاد - دانشکده مهندسی برق و مهندسی پزشکی.

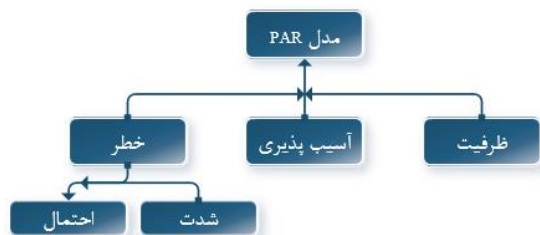
۱- مقدمه

حوادث طبیعی و اقدامات تروریستی، حوادثی نادر و غیرقابل پیش‌بینی با احتمال وقوع کم هستند که تأثیرات شدیدی به دنبال دارند و خسارات سنگینی را بر سیستم‌های قدرت تحمیل می‌نمایند. مانند حادثه خاموشی گسترده ژاپن در سال ۲۰۱۶، که بنابر گزارش خبرگزاری‌های رسمی، در حدود ۵۸۰ هزار منزل مسکونی و بسیاری از دستگاه‌های دولتی و اداری توکیو پایتخت ژاپن، برای ساعاتی در خاموشی فرو رفت و تبعات مختلفی را برای این کشور در پی داشت.

در چند سال گذشته مفهوم تازه‌ای در صنعت برق تحت عنوان تاب‌آوری^۱ مورد توجه پژوهشگران قرار گرفته است که مرز بین استحکام شبکه^۲ و قابلیت اطمینان^۳ شبکه محسوب می‌شود. لزوم توجه به بحث افزایش تاب‌آوری شبکه و تداوم تأمین برق با توجه به تبعات مختلف ناشی از خاموشی در سطوح اجتماعی، سیاسی و اقتصادی بیش از پیش احساس می‌شود. به‌طور کلی مفهوم تاب‌آوری این چنین تعریف می‌شود: ظرفیت بازگشت از ناپایداری به حالتی پایدار به‌همراه توانایی خود ترمیمی [۱، ۲]. این عبارت، تاب‌آوری را به اختصار مجموعه‌ای از ظرفیت‌هایی می‌داند که در شرایط دشوار به سیستم کمک می‌کند تا بتواند با حداقل خسارت و آسیب از موقعیت‌های غیرمنتظره عبور کند، در برابر استرس و فشار سرسختانه بایستد و با نهایت توان با شرایط بسیار نامطلوب مقابله نماید. مهم‌ترین نکته پس از برطرف شدن عامل ایجاد فشار بر شبکه این است که با سرعت به حالتی طبیعی و پایدار بازگردد. بنابراین تاب‌آوری توانایی شبکه و سیستم‌های موجود برای پیش‌بینی، انطباق یک حادثه و بازیابی سریع از آن رویداد معرفی می‌شود [۳]. یکی از مدل‌هایی که برای مطالعه تاب‌آوری در پژوهش‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد مدل PAR^۴ است که فلوچارت آن در شکل ۱ نشان داده شده است. یکی از معایب مدل PAR استفاده از ارزیابی رسیک برای سنجش میزان تاب‌آوری شبکه بر مبنای احتمال، آمار و داده‌های پیشین است در صورتی که حوادث از جنس تاب‌آوری نادر، شدید و معمولاً غیر قابل پیش‌بینی هستند [۴، ۵]. دیده‌شدن مفهوم تاب‌آوری در قالب یک شاخص، قید و یا حتی به‌عنوان قسمتی از تابع هدف نیز از روش‌های مرسوم در نظر گرفتن این مفهوم در مطالعات است [۶، ۷]. در [۸]، شاخصی نسبت احتمال وقوع شکست بر احتمال شکست سیستم را در نظر می‌گیرد. در تابع احتمال شکست سیستم، زمان بازیابی مجدد سیستم از حادثه به یک حالت پایدار نیز در نظر گرفته شده است. از معایب این شاخص وابستگی زیاد آن به احتمالات است. در [۹]، شیوه محاسبه شاخص درصد میانگین بار حفظ‌شده را معرفی می‌نماید که یکی دیگر از شاخص‌های تاب‌آوری است که در سیستم‌های دارای چندین منابع تأمین‌کننده انرژی، مورد استفاده قرار می‌گیرد.

یکی از مباحث بنیادی و مهم در بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت، مسئله در مدار قرار گرفتن واحدهای نیروگاهی یا به اختصار UC^۵ است، که در تعریفی ساده به برنامه‌ریزی ورود و خروج واحدها با در نظر گرفتن قیودی گفته می‌شود که به موجب آن، بهره‌بردار سیستم قدرت حداقل

هزینه ممکن را متحمل شده و واحدهای غیرضروری خاموش می‌گردد [۱۰].



شکل ۱: فلوچارت مدل PAR

ترکیب UC به‌عنوان مسئله اصلی و پایه با یک یا چند زیر مسئله فرعی، رویکردی است که برنامه‌ریزی ورود خروج واحدها را با دقت و امنیت بیشتری همراه می‌کند [۱۱، ۱۲]. توجه به مدیریت سمت مصرف با تنظیم قراردادهای مناسب پاسخگویی بار اضطراری از اهمیت ویژه‌ای در مسئله UC برخوردار است که با هدف جبران مشکلاتی نظیر برقراری تعادل توان، حفظ فرکانس شبکه، کاهش رزرو مورد نیاز و افزایش تاب‌آوری شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرد. در [۱۳]، مدلی برای برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری و قراردادهای بارهای وقفه‌پذیر در حل UC پیشنهاد شده است. حداکثرسازی سود و رفاه اجتماعی یکی دیگر از جوانب بررسی بارهای پاسخگو در برنامه‌ریزی ورود و خروج واحدهاست که با ارائه مدلی دو مرحله‌ای به آن پرداخته می‌شود و نحوه جایجایی تقاضا و قطع بار در باس‌های داوطلب قابل بررسی خواهد بود [۱۴]. نویسندگان [۱۵]، عدم تعادل بین تولید و تقاضا را با رویکرد استفاده از حذف بار تطبیقی در ریزشبکه‌ها مورد مطالعه قرار داده است. در این مطالعه میزان و مکان مناسب حذف بار به‌منظور حفظ فرکانس شبکه در یک محدوده مجاز محاسبه می‌شود. این مطالعه بدون در نظر گرفتن تأثیر قراردادهای قطع بار در حفظ ثابت اینرسی شبکه، اثر حذف بار تطبیقی را بر بهبود پایداری فرکانسی ریزشبکه مورد ارزیابی قرار داده است. این ریزشبکه‌ها در حالت جداشده از شبکه اصلی قرار دارد.

از اهداف اتوماسیون شبکه، استفاده از مبحث کلیدزنی بهینه را می‌توان نام برد که با ایجاد تغییراتی در توپولوژی شبکه از گسترش حادثه جلوگیری می‌کند و یک سری اقدامات اصلاحی لازم را اعمال می‌نماید. این قابلیت اهمیت ویژه‌ای در بالابردن قدرت مانور شبکه در مسئله UC پیدا می‌کند. کلیدزنی خطوط انتقال در UC به‌دلیل ایجاد استرس، تنش‌های فیزیکی و ملاحظات پایداری شبکه، در دفعات محدود و در صورت وقوع حالت اضطرار مانند بروز یک حادثه شدید که منجر به قطع خط و یا ایجاد تراکم در سایر خطوط می‌شود مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفته است [۱۶، ۱۷]. تاکنون واحدهای تولید پراکنده (DG) تنها به‌عنوان نیروگاه‌های مجازی [۱۸، ۱۹] و یا باری منفی مدل‌سازی شده‌اند. از این رو در این پژوهش ترکیب مسئله کلیدزنی بهینه DGها با مسئله UC به‌طور مستقل مورد مطالعه قرار می‌گیرد. به‌منظور ساده‌سازی از عدم قطعیت تولید واحدهای جبران‌ساز صرف نظر شده است.

که در آن $C^{U.C}$ ، هزینه برنامه‌ریزی در مدار قرار گرفتن واحدهای نیروگاهی است که به صورت زیر تعریف می‌شود [۲۶-۲۳]:

$$C^{U.C} = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{t=1}^{th} [{}^7 FC_i + {}^8 SUC_i \{U_{i,t}(1-U_{i,t-1})\} + {}^9 SDC_i \{U_{i,t-1}(1-U_{i,t})\}] \quad (2)$$

تابع هزینه سوخت در روش برنامه‌ریزی درجه دوم به صورت:

$$FC_i = \alpha_i P_{g_{i,t}}^2 + \beta_i P_{g_{i,t}} + \gamma_i \quad (2)$$

$$SUC = \begin{cases} {}^{10} HSC_i \\ {}^{11} CSC_i \end{cases} \quad (3)$$

$$HSC_i \xrightarrow{\text{if}} T_{off_i}^t \leq T_{down_i} + T_{cold_i}$$

$$CSC_i \xrightarrow{\text{if}} T_{off_i}^t > T_{down_i} + T_{cold_i}$$

$$C^{DG.O.S} = C^{Operation} + C^{Environment} \quad (4)$$

$$C^{Operation} = \sum_{k=1}^{nDG} C_k \cdot P_{DG_k}^2 + B_k \cdot P_{DG_k} + A_k \quad (5)$$

$$\sum H_{Trip} - \sum H_{DG} \leq \varepsilon \quad (6)$$

$$C^{Environment} = \sum_{k=1}^{nDG} E_{DG_k} (P_{DG_k}) \quad (7)$$

در این پژوهش، منحنی آلودگی واحدهای تولید پراکنده به صورت تابع چندجمله‌ای درجه دوم طبق رابطه ۸ مدل‌سازی می‌شود.

$$E_{DG_k} (P_{DG_k}) = c_k P_{DG_k}^2 + b_k P_{DG_k} + a_k \quad (8)$$

هزینه‌های مرتبط با بار از دو جز شامل هزینه برنامه‌های قطع بار و حذف بار تطبیقی اجباری با استفاده از رله‌های فرکانسی تشکیل شده است. رابطه ۹، هزینه برنامه‌های قطع بار را نشان می‌دهد [۲۷]. $Price_{L.C}$ ضریب هزینه قطع بار طبق قرارداد بسته شده با شرکت کنندگان در این برنامه‌ها می‌باشد. این ضریب در ساعات بار میانی در حداقل مقدار خود و در ساعات بحرانی پیک در حداکثر مقدار خود قرار دارد.

$$C^{L.C} = \sum_{b=1}^{Nbus} Price_{L.C} \cdot Load_Curtail_b \quad (9)$$

هزینه حذف بار تطبیقی اجباری با استفاده از رابطه ۱۰ محاسبه می‌شود. $Price_{L.S}$ ضریب ارزش بار حذف شده توسط رله فرکانسی است. این ضریب بسته به میزان تقاضای حذف شده برای هر ساعت از شبانه‌روز متغیر خواهد بود. در بار میانه این ضریب در حداقل مقدار خود و در بار پیک در حداکثر مقدار خود در نظر گرفته می‌شود.

$$C^{L.S} = \sum_{b=1}^{Nbus} Price_{L.S} \cdot Load_Shedding_b \quad (10)$$

مرجع [۲۰]، با اعمال حوادثی سهمگین مانند طوفان‌های شدید بر شبکه مورد مطالعه، به مدل‌سازی گروهی از حوادث می‌پردازد که تاب‌آوری شبکه را در مسأله UC به چالش می‌کشد و در نهایت استفاده از روش حذف بار به‌عنوان راهکاری مناسب برای افزایش تاب‌آوری شبکه در حل مسأله UC ارائه می‌شود. مطالعه و بررسی سابقه وقوع طوفان‌های مخرب در منطقه، مسیر حرکت آن‌ها در شبکه و پیش‌بینی وقوع آن‌ها، به‌عنوان یک روش پیشنهادی در تعیین واحدهای در معرض خطر خروج، ارائه شده است [۲۱، ۲۲]. جدا از شباهت این روش به مدل PAR، در این مطالعه تنها اثر یک حادثه طبیعی بر بخش مشخصی از شبکه مورد ارزیابی قرار گرفته است، در صورتی که روش‌های پیش‌بینی و تخمین وقوع حوادث در کنار دقت مناسب خود همراه با خطا هستند. برخی از این حوادث در یک بازه زمانی طولانی، قابل پیش‌بینی نیستند. همچنین تأثیر اقدامات تروریستی خرابکارانه و یا اشتباهات انسانی در بروز خاموشی‌ها غیر قابل‌انکار است.

در ادبیات موضوع ترکیب مسأله کلیدزنی با مسأله UC تنها به کلیدزنی خطوط انتقال محدود شده است و اثر کلیدزنی واحدهای DG که پیش از این، تنها منتهی به سطح ولتاژ توزیع و فوق توزیع می‌شد به‌طور مستقل مورد مطالعه قرار نگرفته است به همین دلیل در این پژوهش با در نظر گرفتن این رویکرد، واحدهای DG به‌صورت بار منفی مدل‌سازی شده‌اند تا با مفهوم اصلی مسأله UC که در سطح ولتاژ انتقال است تداخلی ایجاد نکند. از طرفی اثر برنامه‌های قطع بار و حذف بار تطبیقی فرکانسی نیز در کنار کلیدزنی بهینه DGها توأمان بر روی شبکه مورد ارزیابی قرار می‌گیرد و با معرفی شاخصی برای تاب‌آوری به معرفی مدلی تاب‌آور برای مسأله UC می‌پردازد که تنها در صورت بروز حادثه به تغییر نقطه کار سیستم اقدام می‌نماید.

با توجه به نواقص مطالعات ذکر شده در تحقیقات صورت پذیرفته در این زمینه، نوآوری‌های این مقاله می‌تواند به‌صورت زیر خلاصه شود:

۱. ارائه یک مدل جدید ترکیبی تاب‌آور UC
۲. معرفی شاخصی جدید برای سنجش تاب‌آوری سیستم
۳. تغییر نقطه کار سیستم تنها در صورت بروز یک حادثه شدید
۴. استفاده از کلیدزنی بهینه واحدهای تولید پراکنده به‌منظور جبران اینرسی شبکه برای بهبود پایداری فرکانسی سیستم
۵. در نظر گرفتن تأثیر برنامه‌های مدیریت سمت بار مانند برنامه‌های قطع بار و استفاده از حذف بار تطبیقی فرکانسی

۲- مدل‌سازی ریاضی مسأله

در این پژوهش برنامه‌ریزی ورود و خروج تاب‌آور واحدهای نیروگاهی در قالب یک مسأله بهینه‌سازی تعریف می‌شود که تابع هدف و قیود آن در ادامه بیان می‌شود.

۲-۱- تابع هدف

$$\text{Min } C^{U.C} + C^{DG.O.S} + C^{L.C+L.S} \quad (1)$$

$$\frac{dw_{el}}{dt} = \frac{\Delta P^H}{2H_{sys}} \cdot w_{el} \quad (19)$$

۳- الگوریتم روش پیشنهادی

۳-۱- معرفی مدل تاب آور UC

مدل تاب آور ارائه شده برای برنامه ریزی ورود و خروج واحدهای حرارتی، مدلی ترکیبی است مبتنی بر الگوریتم ژنتیک که با هدف افزایش تاب آوری، کاهش هزینه های بهره برداری و آلودگی محیط زیست پیشنهاد می شود تا در صورت بروز حادثه ای شدید بتواند تاب آوری شبکه را در لحظه وقوع حادثه با تغییر نقطه کار شبکه افزایش دهد. نقطه کار جدید شبکه در بهترین حالت پایدار که نزدیک به پاسخ پایداری بهینه شبکه باشد منتقل می شود. شکل ۲ فلوچارت الگوریتم مدل تاب آور UC را نشان می دهد. در ابتدا برنامه UC برای نقطه کار عادی شبکه با در نظر گرفتن تمامی قیود بخش دوم اطلاعات تولید و برنامه ریزی واحدها را به دست می آورد. سپس اطلاعات سناریوهای مورد مطالعه، شامل زمان وقوع حوادث و شماره واحدهایی که به خاطر پیامدهای ناشی از حوادث از مدار خارج شده اند به عنوان ورودی دریافت می شود.

واحدهای تولید پراکنده برای شروع بارگیری و شرکت در برنامه های کنترل فرکانس حداقل در حدود ۱۵ دقیقه نیاز به زمان دارند تا آماده به کار شوند از طرفی بهره بردار سیستم قدرت برای تکمیل پاسخ فرکانسی کمتر از ۲۰ ثانیه فرصت دارد. بنابراین زمان مدل تاب آور پیشنهادی پس از آماده به کار شدن واحدهای جبران ساز می باشد از این رو در ابتدا فرض می شود که در ساعت بروز حادثه، تقاضا به وسیله منابع ذخیره ساز انرژی پاسخ داده می شود و این روند تا زمانی که واحدها آماده به کار شوند، ادامه دارد. مدل سازی ریاضی سیستم های ذخیره ساز در مدل پیشنهادی در نظر گرفته نشده است. در شبکه منابع ذخیره ساز انرژی در مدت زمان کوتاهی که برای آماده به کار شدن واحدهای DG مورد نیاز است تا به تأمین تقاضا بپردازند و فرکانس شبکه به نقطه بحرانی و فروپاشی شبکه نرسد.

واحدهای DG مناسب برای شرکت در برنامه کنترل فرکانس شبکه، با استفاده از کلیدزنی بهینه مبتنی بر الگوریتم ژنتیک انتخاب می شوند تا بسته به ابعاد حادثه، سهمی از ممان اینرسی سیستم را جبران نمایند و نرخ افت فرکانس شبکه کاهش یابد. در صورت عدم موفقیت این واحدهای جبران ساز، برنامه های قطع بار که قراردادهایی شامل ۳۰٪ مصرف کل هر ساعت است به اجرا در می آیند. اگر ابعاد حادثه وسعت بیشتری داشته باشد حذف بار فرکانسی تطبیقی خودکار توسط رله های زیر فرکانسی به عنوان آخرین راهکار برقراری تعادل توان شبکه مورد استفاده قرار می گیرد. در صورتی که فرکانس سیستم باز هم به محدوده مجاز خود نرسد، حفظ شبکه در حالت یکپارچه خود منطقی نیست و بهره بردار بایستی فرمان جزیره ای شدن اجباری شبکه را برای جلوگیری از وسعت بیشتر خسارات حادثه صادر نماید.

کمیت ΔP^H ، کمیتی منفی است که میزان کمبود توان اکتیو شبکه را نشان می دهد و طبق رابطه ۱۱ قابل محاسبه است [۱۵، ۲۸].

$$\Delta P^H = P_{g_{total}}^H - P_{l_{total}}^H = 2H_{sys} \cdot \frac{dw_{el}}{dt} \quad (11)$$

رابطه ۱۲ میزان بار قابل حذف از تقاضای موجود در ساعت H را به منظور تنظیم فرکانس شبکه نشان می دهد.

$$\Delta P_{LS}^H = -\Delta P^H \quad (12)$$

۲-۲- محدودیت های مسأله

قیود اصلی مسأله در مدار قرار گرفتن واحدهای نیروگاهی را می توان به طور کلی، به دو دسته قیود تساوی و نامساوی تقسیم بندی نمود.

۲-۲-۱- قید تساوی

قید تعادل توان

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{g_{i,t}} U_{i,t} = \sum P_{D_t} - \sum P_{Load_Curtail_t} - \sum P_{Load_Shedding_t} \quad (13)$$

۲-۲-۲- قیود نامساوی

محدوده تولید واحدها

$$P_{g_i}^{\min} \leq P_{g_{i,t}} \leq P_{g_i}^{\max} \quad (14)$$

قید رزرو چرخان

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{g_{i,t}} U_{i,t} \geq P_{D_t} - \sum P_{Load_Curtail_t} - \sum P_{Load_Shedding_t} + {}^{12}SR_t \quad (15)$$

قید حداقل زمان روشن ماندن

$$T_{ON_i} \geq T_{UP_i} \quad (16)$$

قید حداقل زمان خاموش بودن

$$T_{OFF_i} \geq T_{DOWN_i} \quad (17)$$

قید نرخ تولید

$$\begin{aligned} P_{g_{i,t}} - P_{g_{i,t-1}} &\leq UR_i \\ P_{g_{i,t-1}} - P_{g_{i,t}} &\leq DR_i \end{aligned} \quad (18)$$

۳-۲- شاخص تاب آوری

در این پژوهش نرخ تغییرات فرکانس ${}^{13}ROCOF$ که پیش از این در ادبیات موضوع برای تعیین میزان انحراف فرکانس شبکه از مقدار نامی مورد استفاده قرار گرفته است [۱۵، ۲۸، ۲۹]، به عنوان یک شاخص جدید برای سنجش میزان تاب آوری سیستم معرفی شده است که با هدف کنترل فرکانس شبکه در محدوده مجاز مورد استفاده قرار می گیرد. در رابطه ۱۹ نحوه محاسبه میزان تغییرات فرکانس شبکه ارائه شده است.

$$\square (w_{el} \ 1)$$

مختلفی تشکیل شده است. هر ژن نماینده یک کلید قدرت است که وضعیت باز و بسته بودن آن‌ها به صورت باینری به ترتیب با اعداد یک و صفر نشان می‌دهد.

0 1 1 1 0 1 0 1 0 1

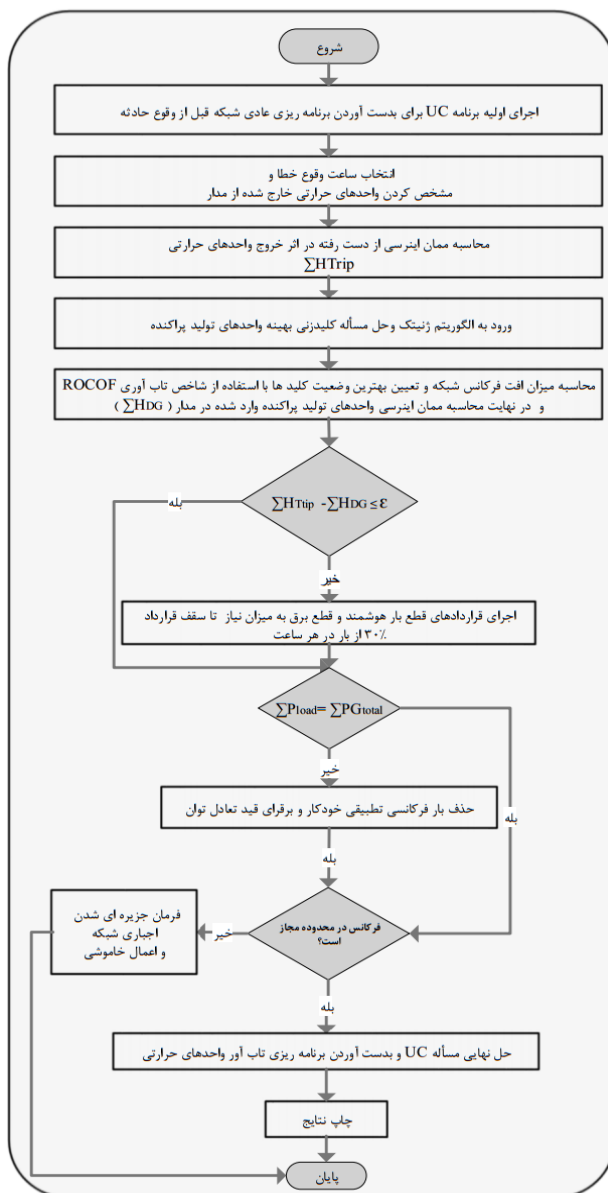
شکل ۳: نمونه‌ای از ساختار کروموزوم مسأله کلیدزنی بهینه

در این ساختار تعداد متغیرهای مستقل برابر با تعداد کلیدهای قدرت است. جمعیت مورد مطالعه ۱۰۰ در نظر گرفته شده است. درصد سهم کروموزوم‌های وراثت ۷۰٪ و سهم کروموزوم‌های جهش ۳۰٪ در نظر گرفته می‌شود. تابع هدف مورد ارزیابی در مسأله کلیدزنی بهینه یک تابع چند هدفه است که در آن با استفاده از شاخص تاب‌آوری ROCOF، بهترین حالت وضعیت کلیدها توسط الگوریتم ژنتیک انتخاب شده و هزینه بهره‌برداری به همراه آلودگی ناشی از مصرف سوخت فسیلی واحدهای جبران‌ساز حداقل می‌شود. رابطه ۴ و ۶ به ترتیب تابع هدف و قید جبران‌سازی ممان اینرسی سیستم در مسأله کلیدزنی بهینه واحدهای DG می‌باشد.

۳-۳- قرار دادهای قطع بار و حذف بار تطبیقی خودکار

در این مقاله با هدف افزایش تاب‌آوری شبکه، قراردادهای قطع بار و حذف بار تطبیقی خودکار به عنوان منابعی انعطاف‌پذیر مورد توجه قرار گرفته است. قراردادهای قطع بار قبل از وقوع حوادث، بین بارهای داوطلب و بهره‌بردار سیستم منعقد می‌گردد. این بارها در ازای دریافت امتیازات و تشویقاتی از بهره‌بردار سیستم قدرت در اولویت قطع قرار می‌گیرند. این امتیازات شامل کاهش نرخ هزینه پرداختی بابت برق مصرفی، مصرف رایگان برق در ساعات کم‌باری، دریافت هزینه در ازای دادن خاموشی و... است. این امتیازات در قالب هزینه پرداختی به بار در مدل تاب‌آور UC مدل‌سازی شده است. قراردادهای قطع بار در هر ساعت برابر با ۳۰٪ کل تقاضا در آن ساعت فرض شده است. در صورت عدم توانایی واحدهای جبران‌ساز در کنترل فرکانس شبکه این برنامه‌های قطع بار اجرایی می‌شوند هزینه پرداختی به بارهای شرکت‌کننده در برنامه‌های قطع بار طبق رابطه ۹ محاسبه می‌شود.

حوادث از جنس تاب‌آوری، سهمگین و شدت آن بسیار مخرب و غیر قابل پیش‌بینی است. به همین دلیل حذف بار تطبیقی خودکار به عنوان آخرین رویکرد مقابله با افت شدید فرکانس در نظر گرفته شده است. در این مرحله با فرض اینکه تمامی واحدهای جبران‌ساز تولید توان و منابع قطع بار استفاده شده‌اند، به میزان مورد نیاز حذف بار صورت می‌گیرد و این یکی از مزیت‌های حذف بار تطبیقی در مقابل حذف بار معمولی پله‌ای مرسوم در ایران است که از خاموشی‌های بیش از نیاز جلوگیری به عمل می‌آورد. به دلیل هزینه‌بر بودن و تبعات مختلف خاموشی و در صورت عدم موفقیت مراحل کنترل فرکانس اولیه و ثانویه، اولویت استفاده از این رویکرد در آخرین مرحله مدل پیشنهادی است. هزینه خسارت خاموشی و حذف بار طبق رابطه ۱۰ محاسبه می‌شود. میزان

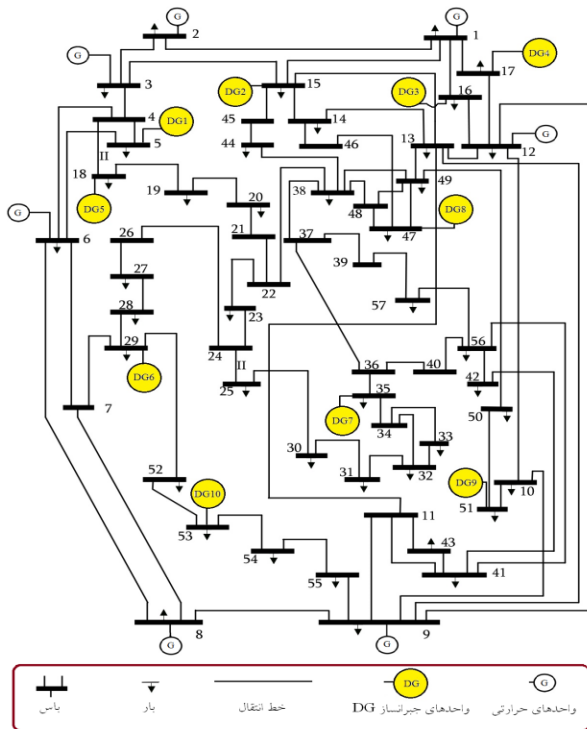


شکل ۲: الگوریتم مدل تاب‌آور UC مبتنی بر الگوریتم ژنتیک

۳-۲- الگوریتم ژنتیک و ساختار مسأله کلیدزنی بهینه

استفاده از الگوریتم‌های تکاملی مانند الگوریتم ژنتیک یکی از روش‌های حل مسأله کلیدزنی بهینه‌سازی است. این تکنیک با الهام از ساختار کروموزوم‌های بدن انسان و استفاده از مفاهیم زیست‌شناسی از جمله وراثت و جهش^{۱۴} برای مسأله کلیدزنی بهینه‌سازی و جستجو پاسخی با دقت مناسب ارائه می‌کند [۳۰]. در مدل تاب‌آور UC، هر واحد DG دارای یک کلید قدرت است که به واسطه آن به شبکه متصل می‌شوند. واحدهای DG به وسیله حل مسأله کلیدزنی بهینه، برای شرکت در برنامه کنترل فرکانس شبکه انتخاب شده و به مدار می‌آیند. ساختار مسأله کلیدزنی بهینه در این پژوهش مبتنی بر الگوریتم ژنتیک است. به همین دلیل این قسمت به معرفی سازوکار استفاده از این الگوریتم در کلیدزنی بهینه مدل تاب‌آور پیشنهادی می‌پردازد. در شکل ۳ نمونه‌ای از ساختار کروموزوم مسأله کلیدزنی بهینه را مشاهده می‌کنید که از ژن‌های

شبکه دارای ۷ واحد نیروگاه حرارتی و ۸۰ خط انتقال است. مشخصات این واحدهای حرارتی در جدول ۱ ارائه شده است [۳۱]. در شبکه مورد مطالعه، ۱۰ واحد DG اضطراری تعبیه شده است و برای هر واحد DG یک کلید قدرت در نظر گرفته می‌شود. این کلیدها به‌طور پیش‌فرض در حالت باز شده قرار دارند. جدول ۲ شامل اطلاعات مربوط به مشخصات واحدهای تولید پراکنده و مکان کلیدهای قدرت است. مشخصات واحدهای جبران‌ساز مورد استفاده در این مطالعه از مشخصات واحدهای معرفی شده در سیستم آزمون قابلیت اطمینان در سال ۱۹۹۶ استخراج شده است [۳۲، ۳۳].



شکل ۴: سیستم ۵۷ باسه استاندارد IEEE

جدول ۱: مشخصات واحدهای حرارتی شبکه [۳۱]

واحد	شماره باس	ممان اینرسی واحد حرارتی	محدوده تولید واحدها
G_1	۱	۵/۶۳۰۹	$100 \leq PG_1 \leq 188$
G_2	۲	۱/۲	$100 \leq PG_2 \leq 50$
G_3	۳	۲/۰۷۸	$140 \leq PG_3 \leq 50$
G_4	۶	۱/۲	$100 \leq PG_4 \leq 50$
G_5	۸	۵/۰۳۰۹	$550 \leq PG_5 \leq 80$
G_6	۹	۱/۲	$100 \leq PG_6 \leq 50$
G_7	۱۲	۳/۶۳۰۹	$410 \leq PG_7 \leq 80$

در هر ساعت نوع بار شبکه مورد مطالعه به شکل زیر دسته‌بندی می‌شود:

باری که برای تنظیم فرکانس شبکه حذف می‌شود نیز با استفاده از رابطه ۱۲ قابل محاسبه است.

۴-۳- ساده‌سازی‌های پژوهش

در این مقاله برای سادگی روند حل مسأله و کاهش حجم محاسبات، ساده‌سازی‌هایی در مدل پیشنهادی به‌شرح زیر انجام شده است:

- آماده به‌کارشدن واحدهای جبران‌ساز گازی در حدود ۱۵ دقیقه به زمان نیاز دارد از این‌رو بازه زمانی مدل پیشنهادی پس از آماده به‌کارشدن این واحدهای جبران‌ساز است. به‌همین دلیل فرض می‌شود که شبکه مجهز به سیستم‌های ذخیره‌ساز کافی است تا این زمان مورد نیاز را تأمین نماید. در مدل پیشنهادی واحدهای ذخیره‌ساز مدل‌سازی ریاضی نشده‌اند.

- تولید توان اکتیو واحدهای DG به‌صورت بار منفی با توانی مشخص در نظر گرفته شده است و عدم قطعیت تولید واحدهای جبران‌ساز در نظر گرفته نشده است.

- مدل پیشنهادی، راهکارهای مختلفی شامل استفاده از کلیدزنی بهینه واحدهای DG، برنامه‌های قطع بار و حذف بار تطبیقی فرکانسی را پیشنهاد می‌کند تا تاب‌آوری برنامه‌ریزی ورود و خروج واحدهای نیروگاهی افزایش یابد و در صورت بروز حادثه‌ای شدید شبکه بتواند در حالتی پایدار، بیشترین تقاضای ممکن را پاسخ دهد. در صورت وسعت بیشتر حادثه و عدم توانایی شبکه در حفظ یک حالت پایدار فرمان جزیره‌ای‌شدن صادر می‌شود. در مدل پیشنهادی شیوه جزیره‌ای‌شدن شبکه مقصود این مطالعه نیست و مدل‌سازی جزیره‌ای‌شدن شبکه در مدل پیشنهادی ارائه نشده است و هدف این مدل افزایش آستانه تحمل شبکه و به تعویق انداختن جزیره‌ای‌شدن آن است.

- این مدل پیشنهادی در کشورهایی که به‌طور کامل دارای محیط تجدیدساختاریافته نیستند نیز کارایی دارد بنابراین در این مقاله از مدل‌سازی پیشنهاد قیمت توسط منابع بار پاسخگو در بازار برق صرف‌نظر شده است و برنامه‌های مدیریت سمت تقاضا از طریق قراردادهای از پیش تعیین‌شده قطع بار یا حذف بار اجباری مدل‌سازی شده است. ضرایب هزینه برنامه‌های مدیریت سمت تقاضا (شامل قطع بار و حذف بار تطبیقی فرکانسی) اعداد ثابت مشخصی هستند که به‌ازای بازه زمانی وقوع حادثه و قطع/حذف بار (بار پایه، میانی و پیک) از کمترین مقدار به بیشترین مقدار متفاوت خواهند بود. حذف تقاضا با استفاده از رله فرکانسی، به‌عنوان آخرین راهکار حفظ یک حالت پایدار از شبکه به‌صورت به‌هم پیوسته است. در صورت عدم موفقیت این راهکار که اجبار به حذف بیش از ۸۰٪ تقاضای شبکه باشد. جزیره‌ای‌شدن شبکه در اولویت بالاتری قرار می‌گیرد.

۴-۴ نتایج شبیه‌سازی

مدل تاب‌آور UC بر روی شبکه ۵۷ باسه استاندارد IEEE، که در شکل ۴ نشان داده شده است، مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفته است. این

1. بار صنعتی و با اهمیت بالا (۳۰٪)

2. بارهای مسکونی و با اهمیت متوسط (۴۰٪)

3. بارهای کشاورزی و با حداقل اهمیت (۳۰٪)

جدول ۳: اطلاعات تقاضا بر حسب MW در هر ساعت [۳۴]

ساعت	تقاضا بر حسب MW	ساعت	تقاضا بر حسب MW
۱	۳۷۲	۱۳	۱۱۸۸
۲	۳۶۰	۱۴	۱۰۶۸
۳	۳۲۴	۱۵	۹۸۴
۴	۳۱۲	۱۶	۹۲۴
۵	۳۷۵	۱۷	۹۹۶
۶	۵۰۴	۱۸	۱۱۶۴
۷	۷۲۰	۱۹	۱۲۰۰
۸	۸۷۶	۲۰	۱۰۵۶
۹	۱۰۳۲	۲۱	۷۶۸
۱۰	۱۱۴۰	۲۲	۶۰۰
۱۱	۱۲۰۰	۲۳	۴۶۸
۱۲	۱۲۳۶	۲۴	۴۲۰

در جدول ۳ میزان تقاضا بر حسب MW در هر ساعت نشان داده شده است [۳۴]. در جدول ۴ پاسخ مسأله UC اولیه پیش از وقوع حادثه با فرض سالم بودن هر ۷ واحد حرارتی، در نقطه کار عادی شبکه ارائه شده است. طبق اطلاعات بار در ساعت ۱۲، شبکه شاهد بیشترین میزان تقاضا است. بنابراین به منظور ارزیابی بهتر و کامل مدل تاب آور UC، ساعت پیک تقاضا به عنوان بدترین زمان وقوع حادثه انتخاب می شود و مطالعات موردی در این ساعت مورد بررسی و ارزیابی قرار می گیرند. دسته بندی مطالعات موردی با توجه به آثار و شدت پیامدهای حوادث تاثیرگذار در خروج واحدها، انجام شده است. مطالعات موردی این پژوهش در جدول ۵ دسته بندی شده است. طبق این دسته بندی، با خروج واحدهایی که از اهمیت و ظرفیت بالایی برخوردار هستند، در سه سناریو افت شدید فرکانس شبکه ایجاد می شود سپس مدل پیشنهادی در هر سناریو طبق دو حالت زیر مورد ارزیابی و مقایسه قرار می گیرد:

1. با صرف نظر از کلیدزنی بهینه واحدهای تولید پراکنده
2. با در نظر گرفتن کلیدزنی بهینه در مدل پیشنهادی

جدول ۲: مشخصات واحدهای DG و مکان کلیدهای قدرت

شماره واحد	توان تولیدی واحد (MW)	ممان اینرسی واحد (H _{DG})	شماره باس واحد DG و کلید قدرت مربوط به آن
۱	۱۲	۰/۵	۵
۲	۵۵	۱/۰	۱۵
۳	۲۸	۰/۹	۱۶
۴	۲۸	۰/۹	۱۷
۵	۲۰	۰/۷	۱۸
۶	۱۲	۰/۵	۲۹
۷	۲۰	۰/۷	۳۵
۸	۵۶	۱/۱	۴۷
۹	۵۵	۱/۰	۵۱
۱۰	۲۸	۰/۹	۵۳

جدول ۴: نتایج مسأله UC پیش از وقوع حادثه

Hour	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲
۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۲	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
۳	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
۴	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۱	۱
۵	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۶	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
۷	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱	۱

Hour	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۲	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
۳	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
۴	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۰	۰	۰
۵	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
۶	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
۷	۱	۰	۰	۰	۰	۰	۱	۱	۰	۰	۰	۰

مجموع هزینه بهینه مسأله UC پیش از وقوع حادثه ۵۳۴۷۰۵

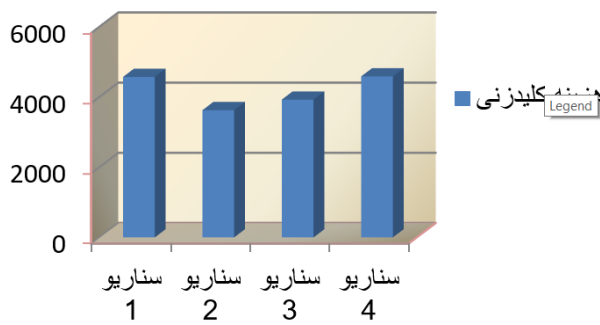
شماره واحد	ضرایب هزینه سوخت			ضرایب هزینه آلودگی		
	A_k	B_k	C_k	a_k	b_k	c_k
۱	۲۴.۲۸۹۱	۲۵.۵۴۷۲	۰.۰۲۵۳	۷۵	-۵.۷۶	۰.۰۹
۲	۶۶۰	۲۵.۹۲	۰.۰۰۴۱	۶۹	-۴.۲	۰.۰۵۵
۳	۱۰۰	۶	۰.۰۰۰۵	۷۲	-۴.۴۳	۰.۰۶۴
۴	۱۰۰	۶	۰.۰۰۰۵	۶۵	-۴.۱۳	۰.۰۵۵
۵	۱۱۷.۷۵۵۱	۳۷.۵۵	۰.۰۱۱۹	۷۰	-۴.۲	۰.۰۵۶
۶	۲۴.۲۸۹۱	۲۵.۵۴	۰.۰۲۵۳	۶۵	-۴.۲۳	۰.۰۶۱
۷	۱۱۷.۷۵۵۱	۳۷.۵۵	۰.۰۱۱۹	۶۵	-۴.۱۵	۰.۰۵۴
۸	۳۰۰	۸	۰.۰۰۲۵	۷۳	-۴.۹	۰.۰۸
۹	۶۶۰	۲۵.۹۲	۰.۰۰۴۱	۷۱	-۴.۸	۰.۰۷۹
۱۰	۱۰۰	۶	۰.۰۰۵۰	۶۸	-۴.۷	۰.۰۷۵

با توجه به شکل ۵ و خروج ناگهانی واحدهای با ظرفیت تولید و اینرسی بالای شبکه، سناریوهای مختلفی از حیث هزینه نهایی مدل پیشنهادی مورد مطالعه قرار می گیرد. هزینه برنامه ریزی ورود و خروج واحدهای نیروگاهی در همه سناریوها، در حالتی که از کلیدزنی بهینه صرف نظر شده است نسبت به حالتی که امکان استفاده از این قابلیت فراهم باشد، بیشتر است به عبارت دیگر مدل تاب آور پیشنهادی با استفاده از کلیدزنی بهینه واحدهای جبران ساز به میزان ۹/۱۶٪ در سناریو اول، ۷/۱۶٪ در سناریو دوم، ۵/۹۹٪ در سناریو سوم و ۳٪ در سناریو چهارم منجر به کاهش هزینه نهایی بهره برداری شده است.

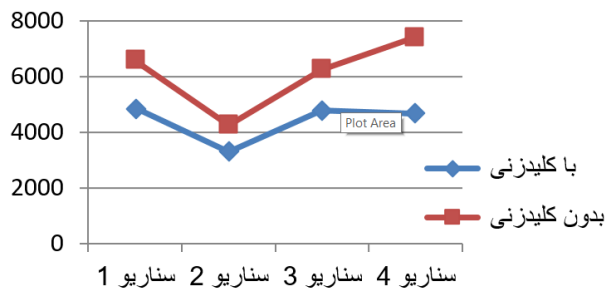
نهایی ملاحظه می‌شود. البته هزینه نهایی مدل پیشنهادی UC برای برنامه‌ریزی واحدهای حرارتی وابسته به تعداد واحدهای خارج شده، ظرفیت از دست‌رفته و ممان اینرسی آن‌ها می‌باشد و با هزینه نهایی برنامه‌ریزی شبکه در حالت عادی متفاوت است. در حالت عادی هدف بهره‌بردار پاسخگویی ۱۰۰٪ به مصرف‌کننده است در صورتی که در مدل تاب‌آور پیشنهادی هدف افزایش تاب‌آوری در هنگام وقوع حوادث نادر، کاهش پیامدهای خروج ناگهانی واحدهای حرارتی و حفظ شبکه در حالتی پایدار نزدیک به نقطه بهینه در کنار پاسخگویی حداکثر به تقاضا است.



شکل ۶: ظرفیت از دست‌رفته در هر سناریو بر حسب مگاوات



شکل ۷: هزینه کلیدزنی به تفکیک هر سناریو



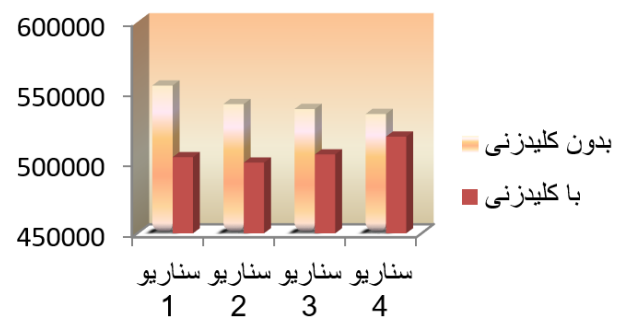
شکل ۸: اثر کلیدزنی بهینه بر هزینه‌های سمت بار

۵- نتیجه‌گیری

این پژوهش، به معرفی مفهوم تاب‌آوری و تأثیر حوادث و رویدادهای سهمگین بر شبکه می‌پردازد و با هدف افزایش تاب‌آوری برنامه‌ریزی ورود و خروج واحدهای نیروگاهی، مدلی تاب‌آور مبتنی بر الگوریتم ژنتیک، برای حل مسئله UC در ترکیب با کلیدزنی بهینه واحدهای DG و در نظر گرفتن برنامه‌های قطع بار و حذف بار فرکانسی تطبیقی خودکار ارائه می‌نماید. این مدل با معرفی نرخ تغییرات فرکانس شبکه ROCOF،

جدول ۵: مطالعات موردی

عنوان سناریو	شماره	حالت سناریو	واحد خارج شده
خروج یک واحد مهم با ظرفیت بیش از ۴۰۰ MW	۱	با کلیدزنی بهینه	G ₅
		بدون کلیدزنی بهینه	
خروج همزمان (۳-۲) واحد با مجموع ظرفیت (۶۱۰-۵۱۰) MW	۲	با کلیدزنی بهینه	G ₇
		بدون کلیدزنی بهینه	
خروج همزمان (۳-۲) واحد با مجموع ظرفیت (۶۱۰-۵۱۰) MW	۳	با کلیدزنی بهینه	G ₇ G ₂
		بدون کلیدزنی بهینه	
خروج همزمان (۳-۲) واحد با مجموع ظرفیت (۶۱۰-۵۱۰) MW	۴	با کلیدزنی بهینه	G ₇ G ₄ G ₂
		بدون کلیدزنی بهینه	



شکل ۵: مقایسه هزینه نهایی مدل پیشنهادی تاب‌آور UC

در شکل ۶ و ۷، به تفکیک هر سناریو، به ترتیب ظرفیت تولید از دست‌رفته و هزینه کلیدزنی واحدهای جبران‌ساز را مشاهده می‌کنید. هزینه کلیدزنی در سناریو اول که در آن واحد G₅ با ظرفیتی برابر با ۵۵۰ مگاوات از شبکه خارج می‌شود در حدود ۱۲/۵٪ از هزینه کلیدزنی سناریو دوم که واحد G₇ با ظرفیت ۴۱۰ مگاوات از دست می‌رود بیشتر است. این افزایش هزینه با افزایش ظرفیت از دست‌رفته شبکه قابل توجه است. از مقایسه سناریو دوم، سوم و چهارم که خروج ناگهانی G₇ در همه این سناریوها مشترک است رابطه مستقیم افزایش هزینه کلیدزنی با افزایش تعداد واحد و ظرفیت از دست‌رفته شبکه مشخص می‌شود. صرف‌نظر از کلیدزنی بهینه به معنای حذف منابع تولید پراکنده از مدل پیشنهادی است که منجر به افزایش هزینه برنامه‌های مدیریت سمت بار می‌شود. این افزایش هزینه که در پی کاهش شدید ظرفیت تولید واحدهای حرارتی و حذف منابع تولید پراکنده ایجاد شده است در نهایت به تحمیل هزینه خاموشی به بهره‌بردار سیستم قدرت می‌انجامد. در شکل ۸، همه سناریوها از حیث هزینه برنامه‌های سمت بار مقایسه شده‌اند. سناریو اول با وجود قابلیت کلیدزنی بهینه، با ۳۵٪ کاهش در هزینه خاموشی بار روبرو است و به‌طور مشابه در سناریو دوم، سوم و چهارم به ترتیب هزینه خاموشی بار با کاهشی ۲۲٪، ۲۳٪ و ۳۷٪ روبرو هستند.

در جدول ۴، هزینه نهایی UC سنتی را ملاحظه می‌کنید. از مقایسه آن با هزینه نهایی مدل تاب‌آور پیشنهادی UC در نهایت کاهش هزینه

- Symposium on Technologies for Homeland Security (HST)*, Waltham, MA, pp. 1-6, 2016.
- [8] Y. Li and B. Lence, "Estimating Resilience of Water Resources Systems," in *Water Resources Journal*, vol. 43, Issue. 7, July 2007.
- [9] Bei Li, R. Roche and A. Miraoui, "System resilience improvement using multiple energy supply systems under natural disasters," *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Florence, pp. 3912-3917, 2016.
- [10] A. J. Wood, B. F. Wollenberg and G. B. Sheblé "Power generation, operation, and control," 3rd. ed, Wiley press, Dec. 2013.
- [11] Q. P. Zheng, J. Wang and A. L. Liu, "Stochastic Optimization for Unit Commitment—A Review," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4, pp. 1913-1924, July 2015.
- [12] K. Jurković, H. Pandšić and I. Kuzle, "Review on unit commitment under uncertainty approaches," *2015 38th International Convention on Information and Communication Technology, Electronics and Microelectronics (MIPRO)*, Opatija, pp. 1093-1097, 2015.
- [13] M. M. Sahebi, E. A. Duki, M. Kia, A. Soroudi and M. Ehsan, "Simultaneous Emergency Demand Response Programming and Unit Commitment Programming in Comparison with Interruptible Load Contracts," in *IET Generation Transmission & Distribution*, vol. 6, no. 7, pp. 605-611, March 2016.
- [14] V. K. Tumuluru and D. H. K. Tsang, "A Two-stage Approach for Network Constrained Unit Commitment Problem with Demand Response," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2016.
- [15] M. Marzband and M. Mirhosseini Moghaddam, M. F. Akorede and G. Khomeyrani, "Adaptive load shedding scheme for frequency stability enhancement in microgrids" in *Electric Power Systems Research*, vol. 140, pp. 78-86, Nov. 2016.
- [16] A. Khodaei and M. Shahidehpour, "Transmission Switching in Security-Constrained Unit Commitment," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 4, pp. 1937-1945, Nov. 2010.
- [17] Y. Wang, Z. Li and M. Shahidehpour, L. Wu, C. X. Guo and B. Zhu, "Stochastic Co-Optimization of Midterm and Short-Term Maintenance Outage Scheduling Considering Covariates in Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 4795-4805, Nov. 2016.
- [18] S. Seyyed Mahdavi and M. H. javidi, "VPP Decision Making in Power Markets Using Benders Decomposition," in *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 24, no. 7, pp. 960-975, April. 2013.
- [19] حسین نظام‌آبادی، مهرداد ستایش‌نظر، «بهره‌برداری بهینه شبکه توزیع فعال در بازار انرژی، رزرو چرخان و توان اکتیو با استفاده از مفهوم نیروگاه مجازی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۶، شماره ۴، ص ۳۳۱-۳۴۳، زمستان ۱۳۹۵.
- [20] R. Eskandarpour, G. Edwards and A. Khodaei, "Resilience-constrained unit commitment considering the impact of microgrids," *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, Denver, CO, pp. 1-5, 2016.
- [21] R. Eskandarpour, A. Khodaei and J. Lin, "Event-driven Security-Constrained Unit Commitment," *2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Minneapolis, MN, pp. 1-5, 2016.
- [22] R. Eskandarpour, A. Khodaei and J. Lin, "Event-driven security-constrained unit commitment with component outage estimation based on machine learning method," *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, Denver, CO, pp. 1-6, 2016.
- [23] A. Arab, A. Khodaei, S. K. Khatir and Z. Han, "Electric Power Grid Restoration Considering Disaster Economics," in *IEEE Access*, vol. 4, pp. 639-649, 2016.
- [24] M. Govardhan and R. Roy, "Economic analysis of unit commitment with distributed energy resources," in *International journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 71, pp. 1-14, Oct. 2015.
- [25] P. K. Roy, "Solution of unit commitment problem using gravitational search algorithm," in *International journal of*

به‌عنوان شاخص جدید تاب‌آوری به‌دنبال کنترل و حفظ فرکانس در هنگام خروج واحدهای مهم شبکه است که نقشی اساسی در پایداری فرکانسی شبکه با ظرفیت و ممان اینرسی بالای خود ایفا می‌کنند. این مدل به‌عنوان یک طرح موقت برای حفظ فرکانس شبکه تا زمان به مدار آمدن واحدهای حرارتی جدید و یا آماده به‌کار شدن مجدد واحدهای خارج‌شده بسیار کاربردی است. از مقایسه مدل تاب‌آور UC با مسأله سنتی UC به این نتیجه می‌توان دست یافت که مدل پیشنهادی با استفاده از شاخص جدید تاب‌آوری ROCOF با دقت بسیار زیادی نرخ تغییرات فرکانس شبکه را محاسبه و به میزان نیاز از واحدهای جبران‌ساز و برنامه‌های مدیریت سمت بار استفاده می‌کند تا در صورت خروج بخش بزرگی از واحدهای حرارتی، شبکه همچنان به حیات خود ادامه دهد و در نهایت شبکه از تاب‌آوری بیشتری در مقابل حوادث سهمگین برخوردار باشد. نکته قابل‌توجه در این روش پیشنهادی، عدم ایجاد تغییرات در نقطه کار سیستم پیش از وقوع حوادث است بنابراین تا زمان اصلاح مجدد شبکه، تنها در زمان وقوع حادثه و ساعات پس از آن، نقطه کار سیستم به نقطه کار جدید تغییر می‌یابد.

این مدل تاب‌آور UC، به‌عنوان یک طرح حفاظتی در برابر حوادث نادر با پیامدهای مخرب مورد استفاده قرار می‌گیرد تا تاب‌آوری شبکه را افزایش دهد و در زمان وقوع حوادث و پس از آن شبکه را در حالتی پایدار نزدیک به نقطه بهینه خود حفظ می‌نماید. نتایج به‌دست‌آمده از شبیه‌سازی، کارآمدی روش پیشنهادی را با استفاده از کلیدزنی بهینه واحدهای جبران‌ساز نسبت به حالتی که از این قابلیت استفاده نشده است، نشان می‌دهد.

مراجع

- [1] A. Gholami, T. Shekari, F. Aminifar and M. Shahidehpour, "Microgrid Scheduling With Uncertainty: The Quest for Resilience," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2849-2858, Nov. 2016.
- [2] Executive Office of the President, "Economic Benefits of Increasing Electric Grid Resilience to Weather Outages," August, 2013.
- [3] A. Gholami, F. Aminifar and M. Shahidehpour, "Front Lines Against the Darkness: Enhancing the Resilience of the Electricity Grid Through Microgrid Facilities," in *IEEE Electrification Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 18-24, March 2016.
- [4] N. R. Romero, L. K. Nozick, I. D. Dobson, N. Xu and D. A. Jones, "Transmission and Generation Expansion to Mitigate Seismic Risk," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 3692-3701, Nov. 2013.
- [5] سعید صبوری، رسول کاظم‌زاده، هدایت صبوری، «ارزیابی میزان ریسک‌پذیری بهره‌بردار ناشی از عدم قطعیت منابع بادی و بار در مسئله در مدار قرار گرفتن واحدهای حرارتی با استفاده از شاخص ارزش در خطر شرطی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۶، شماره ۲، ص ۱۴۸-۱۳۵، تابستان ۱۳۹۵.
- [6] W. Yuan, J. Wang, F. Qiu, C. Chen, C. Kang and B. Zeng, "Robust Optimization-Based Resilient Distribution Network Planning Against Natural Disasters," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2817-2826, Nov. 2016.
- [7] H. N. L. Teodorescu and S. W. Pickl, "Properties and use of a resilience index in disaster preparation and response," *2016 IEEE*

T_{coldi}	زمان استارت سرد واحد نام
تابع‌ها	
$C^{U.C}$	هزینه در مدار قرارگرفتن واحدها
$C^{DG.O.S}$	هزینه کلیدزنی بهینه واحدهای تولید پراکنده
$C^{L.C \& L.S}$	هزینه بارهای با قابلیت قطع یا جابجایی
FC_i	تابع هزینه سوخت واحد حرارتی نام
SUC_i	هزینه راه‌اندازی واحد نام
SDC_i	هزینه خاموش شدن واحد در حال تولید نام
$C^{Operation}$	تابع هزینه بهره‌برداری واحدهای تولید پراکنده
$C^{Environment}$	تابع هزینه آلودگی سوخت واحدهای جبران‌ساز
$E_{DG_k} (P_{DG_k})$	تابع هزینه آلودگی ناشی از تولید برق
متغیرها	
$U_{i,t}$	حالت واحد در حال تولید نام در ساعت نام
$P_{g_{i,t}}$	توان خروجی واحد در حال تولید نام در ساعت نام
P_{DG_k}	توان خروجی واحد تولید پراکنده نام
$Load_Curtail_t$	میزان قطع بار بر حسب MW در باس نام
$Load_Shedding_t$	میزان حذف بار فرکانسی بر حسب MW در باس نام
P_{D_t}	میزان تقاضای بار در ساعت نام بر حسب MW
$P_{Local_Curtail_t}$	میزان بار قطع شده در برنامه قطع بار ساعت نام
$P_{Local_Shedding_t}$	میزان بار حذف شده در ساعت نام
SR_t	بیشترین میزان رزرو در ساعت نام
T_{ON_i}	زمان در مداربودن واحد در حال تولید نام
T_{OFF_i}	زمان خاموش بودن واحد در حال تولید نام
$T_{off_i}^1$	دوره خاموشی مداوم واحد نام
H_{Trip}	ممان اینرسی از دست‌رفته کل شبکه
H_{DG}	ممان اینرسی جبران‌شده توسط واحدهای DG
$P_{g_{total}}^H$	کل توان تولیدی شبکه در ساعت نام
P_{total}^H	کل تقاضای شبکه در ساعت نام
$\frac{dw_{at}}{dt}$	نرخ تغییرات فرکانس زاویه‌ای نسبت به زمان
ΔP^H	کمبود توان اکتیو کل شبکه
ΔP_{LS}^H	میزان بار قابل حذف از تقاضای موجود در ساعت نام

زیر نویس‌ها

- ¹Resilience
- ²Robustness
- ³Reliability
- ⁴Pressure and release
- ⁵Unit commitment
- ⁶Distributed generation
- ⁷Fuel cost
- ⁸Start unit cost
- ⁹Shut down cost
- ¹⁰Hot start cost
- ¹¹Cold start cost
- ¹²Spinning reserve
- ¹³Rate of change of frequency
- ¹⁴Mutation

Electrical Power & Energy Systems, vol. 53, pp. 85-94, Dec. 2013.

[26] Z. L. Gaing, "Discrete particle swarm optimization algorithm for unit commitment," *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, vol. 1, pp. 424, 2003.

[27] G. M. Huang and N. K. C. Nair, "Voltage stability constrained load curtailment procedure to evaluate power system reliability measures," *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings*, vol. 2, pp. 761-765, Aug. 2002.

[28] P. Tielens and D. V. Hertem, "Grid inertia and frequency control in power systems with high penetration of renewables," in *Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, Delft, April 2012.

[29] L. Sigrist, "A UFLS Scheme for Small Isolated Power Systems Using Rate-of-Change of Frequency," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4, pp. 2192-2193, July 2015.

[30] R. Akbari and K. Ziarati, "A Multilevel Evolutionary Algorithm for Optimizing Numerical Functions," in *International Journal of Industrial Engineering Computations*, vol. 2, pp. 419-430, 2011.

[31] Center for Intelligent System & Networks, IEEE 57-Bus modified test system data, <http://www.kios.ucey.ac.cy>.

[32] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, M. Shahidehpour and C. Singh, "The IEEE reliability test system-1996," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, Aug. 1999.

[33] B. Porretta, D. L. Kiguel, G. A. Hamoud and E.G. Neudorf, "A comprehensive approach for adequacy and security evaluation of bulk power systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 2, May 1991.

[34] H. Moghimi, A. Ahmadi, J. Aghaei and A. Rabiee, "Stochastic Techno-economic Operation of Power Systems in the Presence of Distributed energy resources," in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 45, no. 1, pp. 447-488, Feb. 2013.

واژه نامه

ثابت‌ها	
$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$	ضرایب هزینه سوخت واحد حرارتی نام
HSC	هزینه راه‌اندازی گرم واحد نام
CSC	هزینه راه‌اندازی سرد واحد نام
ng	تعداد واحدهای در حال تولید
th	تعداد کل ساعت‌ها
nl	تعداد خطوط شبکه
C_k, B_k, A_k	ضرایب هزینه سوخت واحد تولید پراکنده نام
c_k, b_k, a_k	ضرایب هزینه آلودگی سوخت واحد تولید پراکنده نام
N_{bus}	تعداد باس‌های شبکه مورد مطالعه
$Price_{LC}$	ضریب هزینه پرداختی برنامه‌های قطع بار
$Price_{LS}$	ارزش بار حذف شده توسط رله فرکانسی
$P_{g_i}^{min}$	حداقل میزان توان تولیدی واحد نام
$P_{g_i}^{max}$	حداکثر میزان توان تولیدی واحد نام
T_{UP_i}	حداقل زمان روشن بودن واحد نام
T_{DOWN_i}	حداقل زمان خاموش بودن واحد نام
UR_i	نرخ افزایش تولید واحد نام
DR_i	نرخ کاهش تولید واحد نام
H_{sys}	ثابت اینرسی کل شبکه
T_{downi}	حداقل زمان خاموش بودن واحد نام