

Enhancing Power System Resilience Against Natural Disaster Using A Proactive Strategy

Mohammadali Nazari, Navid Rezaei, Hassan Bevrani

Department of Electrical and Computer Engineering, University of Kurdistan, Sanandaj, Iran
E-mails: m.nazari@uok.ac.ir; n.rezaei@uok.ac.ir; bevrani@uok.ac.ir

*Means corresponding author

Short Abstract

Enhancing power system resilience refers to the performance of the entire power system against severe natural events and even cyber attacks. As natural disasters increase year by year in different countries, improving the resilience of power systems becomes more important than the past. The damages caused by these events amount to billions of dollars each year. Preparing the power system for such events, or in other words, making it resilient, can significantly reduce the damages. Various plans are proposed for pre-event resilience, during the event, and/or post-event. This article uses statistical methods and Markov probability to predict system failures and determines the distribution of generator outputs accordingly to minimize load shedding in the system. In fact, without planning and management distribution of outputs during the event, the operator will be forced to use corrective and emergency actions. In this article, a corrective method is compared with the proposed method, demonstrating the effectiveness of the proposed method in reducing load shedding.

Keywords

Power system resilience, optimization, proactive strategy, markov chain.

1- Short Introduction

When a natural disaster occurs, Power system encounters a large number of contingencies. Current system are not designed to prepare for these number of contingencies, Therefore it is crucial to prepare the system in order to minimize load loss. Many methods has been proposed in different time lines, before, during or after the extreme event occurs. In this research, the proposed method aims to minimize load curtailment during wildfire. A Proactive strategy is proposed to consider future states of the system, and redispatch the generators to reduce load shedding.

2- Proposed Work and Methodology

In this research, the problem is formulated using a multi-objective cost function. The formulation is Mixed Integer Linear Programing (MILP) which has been solved using GAMS software for all possible scenarios. The case study in this paper is the standard IEEE 30 bus system to validate the effectiveness of the proposed method. The proposed method is compared with corrective strategy in order to demonstrate the enhancement of power system resilience. The results show significant reduction in load curtailment. Few major factors contributing in load curtailment during extreme natural disasters are highlighted. One of the factors causing load curtailment during a destructive event is ramp rate limitation of generators. The claim is supported by assessing the system with different ramp rates.

3- Conclusion

The proposed method uses statistical methods and Markov probability to predict system failures and redispatch generators based on the uncertain future topology of the system. The effectiveness of the proposed method in reducing load shedding is compared with a corrective method, and the results demonstrate the increased resilience of the power grid. The study identifies that some load shedding cases dependent on generator speed performance, while others are due to inadequate production in islanded system sections. The developed algorithm presented in the article simplifies decision-making for operators by limiting generation adjustment choices at any given time.

بهبود تاب‌آوری سیستم قدرت در برابر حوادث طبیعی با استفاده از یک روش پیش‌گیرانه فعال

محمدعلی نظری

دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه مهندسی برق، دانشگاه کردستان، سنندج، ایران

نوید رضایی

دانشیار، گروه مهندسی برق، دانشگاه کردستان، سنندج، ایران

حسن بیورانی

استاد، گروه مهندسی برق، دانشگاه کردستان، سنندج، ایران

چکیده

تاب‌آوری سیستم قدرت مربوط به عملکرد تمامی سیستم قدرت در برابر حوادث شدید طبیعی و حتی حملات سایبری می‌شود. از آنجایی که حوادث طبیعی هر سال بیش از پیش در کشورهای مختلف افزایش می‌یابد، افزایش تاب‌آوری سیستم‌های قدرت، هر سال بیشتر از سال‌های گذشته اهمیت پیدا می‌کند. خسارات ناشی از این حوادث به چندین میلیارد دلار در سال می‌رسد. آماده کردن سیستم قدرت برای چنین حوادثی یا به عبارتی بهبود تاب‌آوری سیستم می‌تواند تا حد قابل توجهی خسارات را کاهش دهد. طرح‌های مختلفی برای تاب‌آوری سیستم قبل از حادثه، در حین حادثه یا برای بعد از حادثه ارائه می‌دهند. این مقاله با استفاده از روش‌های آمار و احتمال مارکوف سعی بر پیش‌بینی خرابی‌های سیستم داشته و متناسب با آن توزیع تولید ژنراتورها را به گونه‌ای تعیین می‌کند که قطع بار کمتری در سیستم رخ دهد. در واقع بدون برنامه‌ریزی و روشی برای توزیع تولید در حین حادثه، اپراتور مجبور به استفاده از روش اصلاحی خواهد بود. در این مقاله روش اصلاحی با روش ارائه‌شده مورد مقایسه قرار گرفته و توانایی روش ارائه‌شده برای کاهش قطع بار نشان داده می‌شود.

کلمات کلیدی

تاب‌آوری سیستم قدرت، بهینه‌سازی، روش پیش‌گیرانه فعال، زنجیره مارکوف.

نام نویسنده مسئول: دکتر نوید رضایی نوید رضایی

ایمیل نویسنده مسئول: n.rezaei@uok.ac.ir

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۲/۰۷/۳۰

تاریخ(های) اصلاح مقاله: ۱۴۰۲/۱۱/۲۸

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۳/۰۳/۳۰

۱- مقدمه

با میزان برق و تعداد مشتریان قطع شده ذکر شده است که بیشترین قطعی برق مربوط به خطاهای اجزای سیستم است که یک سوم قطعی‌ها را در بر می‌گیرد. پس از آن طوفان یک هشتم قطعی برق را ایجاد کرده است که بیشترین میانگین تعداد مشتریان قطع شده از برق را به خود اختصاص می‌دهد. سیستم‌های قدرت معمولاً به گونه‌ای طراحی می‌شوند که در شرایط بهره‌برداری عادی با خارج شدن یک یا دو المان از مدار که از آن‌ها به عنوان خطاهای N-1 و N-2 نام برده می‌شود به کار خود ادامه دهند [۶]. درحالی‌که در هنگام رخداد حادثه تعداد خطاها حتی از N-90 هم فراتر رفته و دسترسی به برق برای چندین هزار یا حتی میلیون‌ها نفر از بین می‌رود. از این رو نیاز است که برنامه‌ریزی و اقداماتی جهت پیشگیری، مقابله و بازیابی سیستم صورت گیرد [۲].

تعریف‌های تاب‌آوری: تاب‌آوری در سیستم‌های قدرت در حال حاضر تعریف عمومی ندارد و در منابع مختلف بصورت نسبتاً مشابهی تعریف شده است. به عنوان مثال در [۷] که مربوط به بخشنامه سیاست مسکونی ایالت متحده است، تاب‌آوری به صورت آمادگی، سازگاری، تحمل و بازیابی سریع از اغتشاشات تعریف شده است. این اغتشاشات می‌توانند وقایع طبیعی یا حملات سایبری یا خرابکارانه انسانی باشند. در منبع دیگری به اسم موسسه تحقیقات برق (EPRI)،

در سال‌های اخیر به دلیل تغییرات جوی، تعداد حوادث طبیعی (طوفان، زلزله و سیل) بصورت نمایی افزایش یافته است. به عنوان مثال میانگین فجایع طبیعی آمریکا طی چهار سال از ۲۰۱۴ تا ۲۰۱۸ به بیش از دو برابر میانگین وقایع طبیعی چهل سال قبل از آن یعنی سال‌های ۱۹۸۰ تا ۲۰۱۸ رسیده است [۱]. حوادث مربوط به آب‌وهوا مسئول درصد بالایی از قطعی‌ها در سیستم‌های قدرت در ایالات متحده هستند که همچنین باعث هزینه‌های سالانه نجومی بین ۱۸ تا ۷۰ میلیارد دلار می‌شوند. هزینه بازسازی سیستم به‌خاطر طوفان شنی در سال ۲۰۱۲ در آمریکا به ۶۵ میلیارد دلار رسید. هزینه بازسازی سیستم‌های قدرت بدنبال حادثه یخبندان در تگزاس ۱۳۰ میلیارد دلار تخمین زده شد، که باعث قطع برق ۱۰ میلیون نفر گردید. طوفان ماریا باعث قطع برق ۱/۵ میلیون نفر به مدت ۱۲۰ روز گردید [۲]. در سال ۲۰۰۸ در چین طوفان یخی باعث قطعی برق ۲۰۰ میلیون نفر و هزینه مستقیم ۲/۲ میلیارد دلاری شد [۳]. این وقایع بشدت بر روی سیستم قدرت تاثیر گذارند. این خسارات شامل وقوع خاموشی‌های طولانی ناشی از خرابی و خطاهای فراوان در سیستم قدرت هستند. شدت تخریب بعدی است که ممکن است حتی تا چندین ماه برای بازیابی سیستم زمان لازم باشد [۴]. در مرجع [۵] انواع اتفاقات و درصد آنها

داده است و در کنار آن مسئله پایداری فرکانسی را نیز در نظر گرفته است. یک چارچوب تصمیم‌گیری بر اساس فرآیند طبقاتی تحلیلی در [۱۷] ارائه شده است تا مکان‌های ممکن را برای

حالت خورشیدی و سیستم‌های ذخیره انرژی ارزیابی کند. با این کار تاب‌آوری سیستم توزیع را در برابر چندین خطا افزایش می‌دهد و همچنین هزینه‌های بهره‌برداری را حداقل می‌کند. در [۱۸]، یک روش مبتنی بر تئوری گراف که با انتگرال چُکِت ترکیب شده است برای اندازه‌گیری تاب‌آوری و تداوم تأمین بارهای حیاتی در سطح توزیع مورد استفاده قرار گرفته است. مرجع [۱۹] یک سیستم مدیریت انرژی توزیع‌شده برای بهره‌برداری از شبکه‌های متصل به هم ارائه داده است که از مزایا و کاربرد آن، بهبود قابلیت اطمینان است. از آنجایی‌که روش‌های قابلیت اطمینان برای افزایش تاب‌آوری نیز مناسب هستند، می‌توان از آن روش‌ها برای بهبود تاب‌آوری بهره برد. در مقاله [۲۰]، طرح استفاده از خروج از خاموشی برای تضمین انرژی کافی پیش از حادثه در نظر گرفته شده است که هزینه‌ها را نیز حداقل می‌کند. ولی در این مقاله حوادث مخرب آب‌وهوایی مورد توجه قرار نگرفته است. یک رویکرد توزیع تولیدات پیش‌گیرانه فعال در مرجع [۲۱] برای کاهش قطع‌بار در حین حادثه به‌کار گرفته شده است که هزینه‌های بهره‌برداری را حداقل می‌کند ولی تغییرات بار در زمان‌های مختلف را در نظر نگرفته است. اگرچه چندین روش برای بهبود تاب‌آوری در سطح توزیع مورد مطالعه قرار گرفته است ولی تحقیقات بیشتری در سطح انتقال نیاز است [۱۵]. خطاهای متوالی اجزای سیستم بر سیستم انتقال فشار وارد می‌کنند و حتی ممکن است باعث خطاهای آبشاری و خاموشی شوند. همچنین آماده‌سازی سیستم قدرت برای خطاهای تعداد بالا، عامل مهمی برای افزایش تاب‌آوری سیستم قدرت در برابر حوادث شدید است.

مطالعات متعددی به‌منظور ارزیابی اثرات آتش‌سوزی بر شبکه‌های قدرت انجام شده است. مقاله مروری [۲۲] مروری مختصر بر چالش‌ها و راه‌حل‌های بهبود تاب‌آوری در حین آتش‌سوزی دارد. مقالات مروری [۲۳] و [۲۴] دلایل آتش‌سوزی و همچنین جلوگیری، آشکارسازی و مدیریت آتش‌سوزی را کامل ارائه داده‌اند. در [۲۵]، یک روش تحلیلی برای اندازه‌گیری اثرات آتش‌سوزی بر هدایت در خطوط انتقال مبتنی بر انتشار حرارت ارائه شده است. یک مدل ساده آتش در [۲۶] برای مدل‌سازی آتش‌سوزی جلو رونده فراهم شده است. در مرجع [۲۷] یک مدل شبکه عصبی کانولوشن برای شناسایی خطاهای حاصل از آتش‌سوزی محلی زمان واقعی در سطح شبکه توزیع آموزش داده شده است. یک روش پیش‌گیرانه فعال برای پیش‌بینی قطع شدن خطوط بر اثر گسترش آتش‌سوزی در [۲۸] پیشنهاد شده است.

چند مطالعه دیگر هم رویکردهایی برای بهبود تاب‌آوری در برابر آتش‌سوزی ارائه داده‌اند. به عنوان مثال در [۲۹] اثر آتش‌سوزی بر پخش‌بار و توان عبوری از سیستم انتقال با توجه به برخورد آتش‌سوزی بر یک خط انتقال مورد مطالعه قرار گرفته است. در مقاله [۳۰] الگوریتم پیش‌گیرانه فعالی برای توزیع تولید بین ژنراتورها در شبکه توزیع با توجه به عدم قطعیت‌ها در انتشار آتش‌سوزی و همچنین اثر آن بر محدود شدن ظرفیت انتقال خطوط انتقال ارائه شده است. یک روش برنامه‌ریزی تصادفی در [۳۱] برای تعیین به‌کارگیری بهینه منابع انرژی تجدیدپذیر در فیدر اصلی سیستم توزیع ارائه شده که بهینه‌سازی را در حین حادثه و با در نظر گرفتن پارامترهای عدم قطعیت آب‌وهوایی انجام می‌دهد.

۱-۲- اهداف مطالعه

در این مقاله یک رویکرد برای توزیع تولیدات ژنراتورها به‌منظور بهبود تاب‌آوری شبکه‌های قدرت در برابر آتش‌سوزی ارائه شده است. از روش زنجیره مارکوف (Markov Chain) برای پیش‌بینی کردن خرابی المان‌ها و همچنین زمان خرابی آن‌ها استفاده شده است. زنجیره استفاده شده در این مقاله از نوع زمان گسسته است (Discrete-Time Markov Chain). این روش کاربردهای

تاب‌آوری سیستم قدرت را بصورت سه مولفه پیشگیری، بازیابی و توانایی بقا (Survivability) بیان کرده است [۲]. شورای مشورتی زیرساخت ملی ایالات متحده (NIAC) تاب‌آوری سیستم را به‌عنوان آمادسازی و برنامه‌ریزی، جذب، بازیابی و سازگاری با حوادث نامطلوب تعریف کرده است [۸]. تاب‌آوری سیستم به‌معنای دقیق‌تر توانایی سیستم در مقابله با وقایع با احتمال پایین و شدت بالاست به‌گونه‌ای که کم‌ترین وقفه در بار ایجاد شود و سیستم سریع‌تر به بهره‌برداری عادی برسد. بنابراین ضروری است که تفاوت تاب‌آوری با مفهوم مشابه و نزدیک به آن یعنی قابلیت اطمینان از لحاظ تعاریفات و معیارها بررسی شود. بزرگترین تفاوت بین تاب‌آوری و قابلیت اطمینان در تعریف آن‌ها در تعداد و شدت حوادث است. قابلیت اطمینان در حوادث با تکرار بالا با شدت پایین تعریف می‌شود، مثل خرابی یک یا دو المان در سیستم، در حالی‌که تاب‌آوری، در وقایع با تکرار کم و شدت بالا مثل وقوع طوفان شدید تعریف می‌شود. این دو تعریف همچنین از نظر محاسبه معیارها نیز با یکدیگر متفاوت هستند [۲].

۱-۱- مروری بر تحقیقات پیشین

رویکردهای متنوعی برای بهبود تاب‌آوری سیستم قدرت در برابر حوادث مخرب آب‌وهوایی ارائه شده است. این رویکردها عمدتاً بر روی روش‌های بازیابی مانند سیستم‌های ذخایر انرژی سیار، پیکربندی مجدد شبکه و تشکیل ریزشبکه‌ها تمرکز کرده‌اند [۹]. رویکردهای بهبود مبتنی بر روش‌های اصلاحی و پیش‌گیرانه فعال خصوصاً در زمینه آتش‌سوزی به اندازه کافی مورد بررسی قرار نگرفته‌اند [۱۰]. برای کاهش پیچیدگی مدل‌سازی، معمولاً برخی از قیود مربوط به تولیدات و انتقال در نظر گرفته نمی‌شوند، که باعث حصول سطح بالاتری از تاب‌آوری می‌شود. به تاثیرات تغییرات بار، سطح آمادگی سیستم، زمان وقوع حادثه و همچنین خطاهای احتمالی در آینده نیز توجه کمتری شده است [۱]. از آنجایی‌که حوادث آب‌وهوایی ممکن است باعث خرابی متوالی اجزای سیستم شوند، تحقیقاتی در دیگر منابع نقش اپراتورهای سیستم را در تصمیم‌گیری برای افزایش تاب‌آوری در نظر گرفته‌اند [۱۱]. نیاز به ابزار برای تصمیم‌گیری در بهینه‌سازی در حین حوادث شدید آب‌وهوایی بشدت افزایش یافته است [۱۲]. از این‌رو، پیاده‌سازی رویکردهای مبتنی بر تاب‌آوری که بتواند عملکرد سیستم را در حین آتش‌سوزی بهبود بخشد و همزمان قیود الزامی، هزینه‌های بهره‌برداری، حوادث طبیعی را به‌صورت زمان-مکانی در نظر بگیرند، بیش از پیش اهمیت پیدا کرده است. روش‌های بهبود بهره‌برداری تاب‌آور بر استفاده از ابزار موجود در سیستم تمرکز کرده و در حین حوادث شدید راه‌حل‌های فوری ارائه می‌دهد. رویکردهای تاب‌آوری را می‌توان به بر اساس دوره‌های زمانی مورد مطالعه به چند دسته تقسیم‌بندی کرد: پیش‌گیرانه فعال، اصلاحی، و بازیابی [۱۳]. رویکردهای پیش‌گیرانه و اصلاحی، سیستم را برای لحظاتی پیش از وقوع حادثه یا در حین حادثه آماده می‌کنند، درحالی‌که رویکردهای بازیابی راه‌حلی را برای بازگرداندن اجزای خراب سیستم یا بارهای از دست رفته به کار می‌گیرند [۱]. دسته دیگری از مطالعات نیز بر روی ارزیابی سیستم در برابر حوادث مورد استفاده قرار می‌گیرند. از این نوع مطالعات می‌توان به مقاله [۱۴] اشاره کرد که برای ارزیابی قابلیت اطمینان از شبیه‌سازی مونت کارو استفاده کرده است. استفاده از این روش برای ارزیابی تاب‌آوری نیز مناسب است.

چندین رویکرد بهبود بهره‌برداری تاب‌آور در مراجع مختلف ارائه شده است. به‌عنوان مثال مرجع [۱۵] به منظور تغذیه بارهای جزیره‌ای شده در سیستم، بهینه‌سازی دو مرحله‌ای انجام می‌دهد. در مرحله اول هزینه سرمایه‌گذاری و مورد نیاز برای استفاده از ذخایر انرژی سیار را حساب می‌کند و در مرحله دوم با استفاده از آن‌ها سعی در تغذیه قسمت‌های جزیره‌ای شده سیستم دارد. این نوع از اقدامات برای آمادگی سیستم پیش از حادثه صورت می‌گیرند. مقاله [۱۶] در جهت بهبود تاب‌آوری روشی را برای برنامه‌ریزی واحدهای نیروگاهی ارائه

با انتشار آتش‌سوزی، اجزای سیستم در بازه‌های زمانی مختلف به‌صورت پشت سرهم تحت تاثیر قرار می‌گیرند. سه المان از سیستم در قسمت (ب) شکل ۱ در زمان‌های ۲ تا ۴ به‌صورت پشت سرهم تحت تاثیر حادثه قرار گرفته‌اند. با خراب شدن هر یک از المان‌های سیستم، توپولوژی سیستم تغییر کرده و یک حالت جدید برای سیستم ایجاد می‌شود که آن‌ها را حالت‌های مارکوف در نظر می‌گیریم. اگر تعداد المان‌های تحت تاثیر قرار گرفته در هر زمان را $N_{C,t}$ در نظر بگیریم تعداد $2^{N_{C,t}}$ حالت مارکوف خواهیم داشت. در مثالی که در شکل ۱ بیان شد ۳ المان تحت تاثیر قرار گرفته و ۸ حالت مختلف مارکوف ایجاد شده است. این حالت‌ها را می‌توان در قسمت (الف) این شکل مشاهده کرد. شماره‌های نوشته شده در این شکل، شماره المانی است که در هر حالت خراب در نظر گرفته شده است. در حالت ۱ بدلیل سالم بودن تمامی المان‌ها عدد ۰ نوشته شده است. در هر زمان باید در نظر داشت اگر المانی در زمان قبل خراب شود برای زمان‌های آینده نیز خراب در نظر گرفته می‌شود. به‌عنوان مثال اگر المان ۱ در زمان ۲ خراب شود، حالت‌هایی از مارکوف که در زمان‌های آینده المان ۱ را سالم در نظر گرفته‌اند باید از مسئله حذف شوند. طبق این مثال با خراب شدن المان ۱ در زمان ۲، حالت‌های ۳، ۵ و ۶ که المان ۱ در آن‌ها سالم است را به‌دلیل ناممکن بودن حالت حذف می‌کنیم. در ادامه در معادلات مدل حادثه می‌توان حذف حالت‌های ناممکن را مشاهده کرد. سیستم قدرت تحت حادثه در هر زمان در یکی از حالت‌های ممکن معرفی شده قرار می‌گیرد. در این حالت‌ها، حالت ۱ به معنی سالم بودن تمام المان‌ها و حالت 2^N به معنی خرابی تمامی المان‌هاست. طبق قسمت (الف) شکل ۱، در زمان ۱ تنها حالت ممکن حالت ۱ است، ولی زمان‌های ۴، ۵ و ۶ در صورتی که در زمان‌های قبل المان خراب نداشته باشند امکان قرار گرفتن در یکی از ۸ حالت مارکوف را دارند. احتمال انتقال از یک حالت در زمان فعلی $S_{j,t}$ به حالت دیگر در زمان بعدی $S'_{j',t+1}$ را از معادله ۱ محاسبه می‌کنیم:

$$p(S_{j,t}, S'_{j',t+1}) = \prod_{m \in N^C} p(o_{m,t}, o_{m,t+1}) \quad (1)$$

$S_{j,t}$ وضعیت j ام سیستم در زمان t و $p(S_{j,t}, S'_{j',t+1})$ انتقال حالت $S_{j,t}$ در زمان t به حالت $S'_{j',t+1}$ در زمان $t+1$ است. $o_{m,t}$ وضعیت المان تحت تاثیر حادثه قرار گرفته شماره m در زمان t و $p(o_{m,t}, o_{m,t+1})$ احتمال تغییر وضعیت دادن المان تحت تاثیر حادثه در زمان t به زمان $t+1$ است. N^C نشانگر مجموعه المان‌های تحت تاثیر حادثه است. با مشاهده این معادله دیده می‌شود که احتمال انتقال از یک وضعیت سیستم به وضعیتی دیگر از حاصل ضرب احتمال تغییر وضعیت المان‌های تحت تاثیر حادثه بدست می‌آید. نکته‌ای که در محاسبه از طریق معادله ۱ باید مورد توجه قرار گیرد این است که زنجیره مارکوف مسئله مربوط به تکرار احتمالات در زمان‌های توالی را به‌صورت همگن زمان در نظر می‌گیرد؛ به این معنی که احتمال خرابی یا سالم بودن المان‌ها در هر زمان تا رسیدن به مقدار ایستا تغییر خواهد کرد. این خاصیت به واقعی‌تر بودن مسئله نیز کمک می‌کند. چون در واقعیت، احتمال خرابی المان‌ها در طول زمان تغییر خواهد کرد. این احتمالات تغییر وضعیت دادن یا تغییر نکردن هر المان از معادله ۲ قابل محاسبه است ولی همان‌طور که ذکر شد باید خاصیت زمان همگن بودن را نیز در نظر گرفت.

$$P(o_{m,t}, o_{m,t+1}) = \begin{cases} 1 & o_{m,t} = 0, o_{m,t+1} = 0 \\ 0 & o_{m,t} = 0, o_{m,t+1} = 1 \\ 1 - \lambda_{m,t+1} & o_{m,t} = 1, o_{m,t+1} = 1 \\ \lambda_{m,t+1} & o_{m,t} = 1, o_{m,t+1} = 0 \end{cases} \quad (2)$$

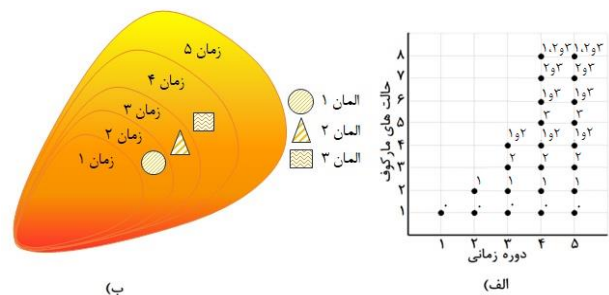
فراوانی در مدل‌های آماری جهان-واقعی دارد، به عنوان مثال در پیش‌بینی صف‌های مشتریان در فرودگاه‌ها، تغییر نرخ ارز، و جمعیت متغیر حیوانات استفاده می‌شود [۳۲]. با توجه به عدم قطعیت خرابی اجزای سیستم، توپولوژی شبکه سیستم تغییر کرده و هر المانی که خراب باشد وضعیت جدیدی در شبکه ایجاد می‌کند که هر کدام از این وضعیت‌ها در شبکه را یک وضعیت مارکوف در نظر می‌گیریم. در هر وضعیت، المان‌های در دسترس شبکه تغییر خواهد کرد. روش ارائه‌شده قصد کاهش قطع بار و همچنین کاهش هزینه‌ها را در حین حادثه آتش‌سوزی دارد. چندین قید پویای سیستم قدرت از جمله قیود خطوط انتقال (ظرفیت خطوط و در دسترس بودن آن‌ها)، قیود تولیدات (میزان شیب تولید، هزینه‌های خاموش و روشن شدن ژنراتورها، و غیره) و قیود دیگری مانند تغییرات بار در نظر گرفته شده است. فرض شده است که آتش‌سوزی در زمان اوج بار در سیستم رخ داده است که شدت حادثه را افزایش دهد. مسئله به‌صورت یک مسئله بهینه‌سازی برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مختلط فرمول‌بندی شده و برای محاسبه تولیدات بهینه تمام حالت‌های مارکوف در محیط نرم‌افزار GAMS پیاده‌سازی و حل شده است. میزان کارایی روش ارائه‌شده با در نظر گرفتن سناریوها بر روی سیستم انتقال IEEE ۳۰ شینه اعتبارسنجی شده است. همچنین تاثیر محدودیت میزان شیب تولیدات در تاب‌آوری سیستم مورد بررسی قرار گرفته است.

اهم مواردی که این پژوهش ارائه می‌دهد به‌صورت زیر خلاصه شده است:

- ۱- مدل‌سازی حادثه آتش‌سوزی و تاثیرات آن بر خرابی‌های احتمالی اجزای شبکه قدرت
- ۲- ارائه روش زنجیره مارکوف برای یافتن احتمالات و زمان خرابی المان‌ها و در نهایت یافتن وضعیتی از سیستم که بیشترین احتمال وقوع را دارد.
- ۳- محاسبه تمام سناریوهای ممکن برای سیستم با تابع دو هدفه حداقل کردن قطع بار و هزینه‌های تولید، با بهینه‌کردن در هر زمان و در نظر گرفتن قیود سیستم قدرت، مدل شکندگی المان‌ها وابسته به مکان و زمان، و تغییرات بار در هر زمان
- ۴- فراهم کردن نتایج شبیه‌سازی با استفاده از یک شبکه استاندارد به منظور صحت‌سنجی و بررسی موثر بودن روش توصیه شده.
- ۵- ارزیابی تاثیر شیب تولید ژنراتورها بر تاب‌آوری

۲- مدل‌سازی حادثه

مدل حادثه‌ای که در این مطالعه در نظر گرفته شده است آتش‌سوزی گسترده و طبیعی است. هر حادثه طبیعی مخرب، نحوه انتشار فضا-زمانی مختص به خود را داشته و اثر منحصر به خود را بر اجزای سیستم دارد. برای مثال مسیر یک طوفان می‌تواند با دقت بالایی نسبت به جهت و رفتار آتش‌سوزی پیش‌بینی شود. آتش‌سوزی خاصیت تغییر مسیر دادن، کامل خاموش شدن و یا کمتر شدن شدت در بعضی از زمان‌ها را دارد. در این تحقیق مدل در نظر گرفته به‌صورت شکل ۱ در نظر گرفته شده است.



شکل ۱- الف) المان‌های تحت تاثیر قرار گرفته آتش‌سوزی به ترتیب زمانی ب) حالت‌های احتمالی مارکوف که برای سیستم ایجاد می‌شوند

بعدی می‌شود. از طرفی دیگر به کارگیری ژنراتورهایی که در مسیر حادثه هستند با حداکثر ظرفیت، می‌تواند منجر به خاموشی‌های ناگهانی و خطاهای آبشاری شود. در این مدل‌سازی ژنراتورها با توجه به مسیر پیش‌بینی شده حادثه و المان‌های تحت تاثیر حادثه تنظیم می‌شوند.

در ادامه، فرمول‌بندی مسئله به همراه قیود آن ارائه شده‌اند. معادلات (۴) و (۵) توزیع بهینه تولیدات را برای وضعیت سیستم در $S_{j,t}$ در زمان t بیان می‌کنند:

$$\min \sum_{t \in N^T} \sum_{j \in N^S} \sum_{b \in N^{2b}} C_{b,j,t} (P_{b,j,t}^g, P_{b,j,t}^{lsh}) \quad (4)$$

$$C_{j,t} (P_{b,j,t}^g, P_{b,j,t}^{lsh}) = W_1 \cdot C_b^{VoLL} \cdot \sum_{b \in N^{2b}} P_{b,j,t}^{lsh} + W_2 \cdot \sum_{b \in N^{2b}} (C_b^g P_{b,j,t}^g + C_{b,j,t}^{ON} + C_{b,j,t}^{OFF}) \quad (5)$$

در این معادله $P_{b,j,t}^{lsh}$ مقدار قطع‌بار در گره b ، C_b^{VoLL} هزینه ریزش‌بار، C_b^g هزینه سوخت ژنراتور موجود در شین b ، $P_{b,j,t}^g$ توان هر ژنراتور در شین b در سناریوی j و زمان t (در صورتی که ژنراتور موجود باشد)، N^{2b} مجموعه تمام شین‌ها، $C_{b,j,t}^{ON}$ هزینه روشن‌شدن ژنراتور موجود در شین b و $C_{b,j,t}^{OFF}$ هزینه خاموش‌شدن ژنراتور موجود در شین b ، W_1 و W_2 وزن‌های تابع هزینه‌ها هستند. استفاده از این وزن‌ها برای اولویت دادن به کاهش قطع‌بار است تا الگوریتم، کاهش هزینه‌های قطع‌بار را نسبت به هزینه‌های بهره‌برداری ارجحیت دهد. تابع هدف در معادله (۴) هزینه‌ها را برای تمام شین‌های ژنراتوردار در تمام سناریوهای ممکن و در تمام زمان‌ها حداقل می‌کند. قیود تولید و انتقال باید برای بهره‌برداری قابل اعتماد برآورده شوند. قیود خطوط انتقال مانند محدودیت توان عبوری و در دسترس بودن آن‌ها نیز لحاظ شده است. این قیود را در ادامه شرح می‌دهیم:

قیود تعادل توان: در هر لحظه از زمان باید جمع تمام توان تولید شده با جمع تمام بارها برابر باشد. اگر نیاز به قطع برق باشد باید توان تولیدی را نیز به همان اندازه کاهش داد. به‌عنوان مثال، زمانی که ارتباط ژنراتورها با قسمتی از بارها بدلیل خرابی خط انتقال قطع شود، باید به همان اندازه تولید خود را نیز کاهش دهند تا تعادل تولید و مصرف برقرار شود. تعادل توان برای وضعیت $S_{j,t}$ در زمان t به‌صورت معادله (۳) می‌باشد:

$$\sum_{b \in N^{2b}} [P_{b,j,t}^g - (P_{b,j,t}^d - P_{b,j,t}^{lsh})] + \sum_{b \in N^{2b}} P_{b,b',j,t}^{line} = 0 \quad (6)$$

N^{2b} نمایان‌گر مجموعه شین‌هایی است که ژنراتورها، بارها و خطوط انتقال به آن‌ها متصل هستند، $P_{b,j,t}^d$ میزان بار متصل شده به شین b ، $P_{b,j,t}^{lsh}$ میزان بار قطع شده در شین b و $P_{b,b',j,t}^{line}$ مقدار توان انتقالی از شین b به b' را نشان می‌دهد.

قیود حد توان عبوری از خطوط انتقال: توان عبوری از یک خط انتقال بین

λ_m احتمال خرابی المان شماره m است که عددی بین ۰ تا ۱ می‌باشد. در اعداد سمت راست در معادله (۲) صفر به معنی خراب بودن و ۱ به معنی سالم بودن المان است. جمله اول بیانگر این‌ست که اگر المان o_m در زمان t خراب باشد احتمال اینکه در زمان $t+1$ هم خراب باشد ۱ در نظر گرفته می‌شود. جمله دوم نشان می‌دهد که اگر المانی در زمان t خراب باشد احتمال سالم شدن آن در زمان $t+1$ صفر است. جمله سوم نیز احتمال سالم ماندن یک المان در زمان بعدی را بیان می‌کند. همان‌طور که مشخص است احتمال سالم ماندن المان، مکمل احتمال خرابی آن است به‌عبارتی $1 - \lambda_m$ احتمال سالم ماندن یک المان در مواجه شدن با حادثه است. در نهایت جمله آخر احتمال خراب شدن یک المان سالم در زمان بعدی را نشان می‌دهد.

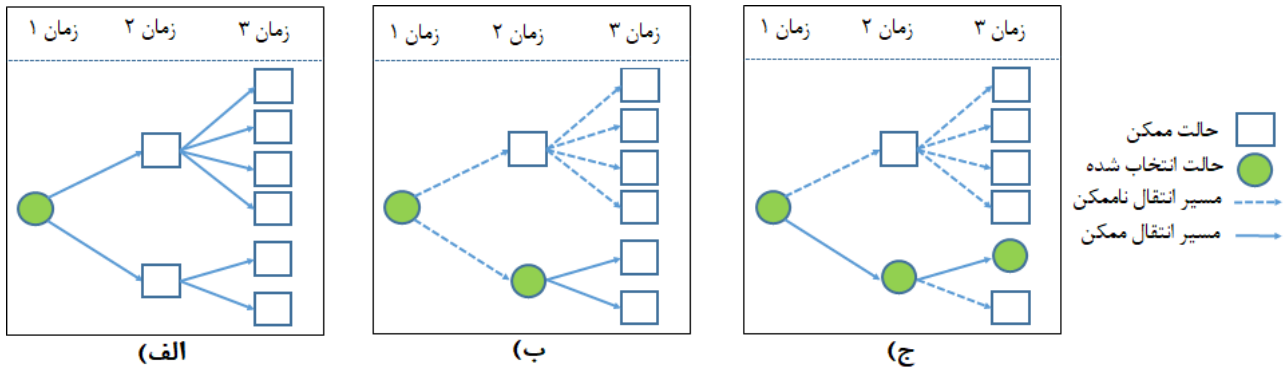
باید در نظر داشت که به ازای هر حالت فعلی چندین حالت در زمان بعدی وجود خواهد داشت. احتمال رسیدن به هر یک از حالت‌های زمان بعدی را از معادله (۱) محاسبه می‌کنیم، ولی حالتی برای تنظیم تولیدات ژنراتور موردنظر خواهد بود که بیشترین احتمال را داشته باشد. بنابراین طبق معادله ۳، حالت زمان بعدی انتخاب می‌شود:

$$Selected_State = \max\{p(S_{j,t}, S_{j',t+1})\} \quad (3)$$

در شکل ۲ می‌توان نحوه انتخاب هر حالت در هر زمان را با بیشترین احتمال وقوع مشاهده کرد. در زمان ۱ آتش‌سوزی به سیستم وارد نشده‌است و در نتیجه تنها حالت ممکن، سالم بودن تمام المان‌های سیستم است. در زمان دوم یکی از المان‌ها تحت تاثیر قرار گرفته و احتمال سالم بودن یا خراب بودن را دارد، بنابراین دو حالت را برای سیستم در زمان ۲ ایجاد کرده است. در زمان بعدی با اضافه شدن المان دوم دو دسته حالت ایجاد خواهد شد که دسته اول با فرض سالم بودن المان اول است که منجر به چهار حالت می‌شود و در دسته بعدی المان اول خراب در نظر گرفته شده و در نتیجه فقط دو حالت سالم بودن یا خراب بودن المان دوم وجود خواهد داشت. همین روند در زمان‌های آینده ادامه خواهد یافت.

۳- الگوریتم پیشنهادی مقاله

در این قسمت مسئله بهینه‌سازی تاب‌آوری چندهدفه با استفاده از روش ارائه‌شده برای حداقل کردن هزینه‌های بهره‌برداری و هزینه‌های قطع‌بار با جزئیات شرح داده می‌شود. مدل تشکیل شده به‌عنوان راهنمایی برای اپراتور شبکه در تصمیم‌گیری در حین حادثه ارائه شده است. این تصمیم‌گیری‌ها بر اساس تغییر توپولوژی شبکه تغییر می‌کنند. قیود تولیدات و انتقال مختلفی هم در این مدل در نظر گرفته شده است. از آنجایی که وضعیت هر جزء سیستم ممکن است در طول پیش‌روی آتش‌سوزی تغییر کند، اپراتورهای سیستم باید برای تنظیم تولیدات با در نظر گرفتن وضعیت فعلی و وضعیت آینده سیستم تصمیم‌گیری کنند. هر تصمیم‌گیری نه تنها بر عملکرد سیستم در لحظه فعلی تاثیر می‌گذارد بلکه بر آینده آن نیز تاثیرگذار است. به‌عنوان مثال خاموش کردن یک ژنراتور قوی و ارزان در زمان‌های اولیه باعث قطعی بار بیشتری در زمان‌های



شکل ۲- حالت‌های سیستم و انتخاب حالت‌ها (الف) پیش از حادثه، (ب) در زمان ۲ و (ج) در زمان ۳

که $P_b^{g,Min}$ و $P_b^{g,Max}$ به ترتیب حد پایین و حد بالای توان ژنراتور هستند. اضافه شدن متغیر باینری $u_{b,j,t}$ به معادلات حدود تولید ژنراتور، این اجازه را به معادلات می‌دهد که ژنراتور قابلیت تعهد واحد داشته باشد. در صورتی که نرم‌افزار حل مسئله تشخیص دهد که خاموش بودن ژنراتور باعث کاهش هزینه‌ها خواهد شد با صفر کردن $u_{b,j,t}$ ژنراتور متصل به شین b را خاموش می‌کند.

وضعیت ژنراتور: وضعیت روشن بودن هر ژنراتور در حالت $S_{j,t}$ با یک متغیر باینری در معادله (۱۳) نشان داده می‌شود:

$$u_{b,j,t} \in \{0,1\} \quad (13)$$

حدود زاویه ولتاژ: زاویه ولتاژ در شین n و حالت $S_{i,t}$ را می‌توان به صورت رابطه (۱۴) بیان کرد:

$$\theta_b^{Min} \leq \theta_{b,j,t} \leq \theta_b^{Max} \quad (14)$$

۴- پیاده‌سازی و نتایج

روش ارائه شده به صورت MILP فرمول‌بندی شده و توسط نرم‌افزار GAMS با حل‌کننده CPLEX حل شده است.

۴-۱- تشریح داده‌ها و مورد مطالعاتی

همان‌طور که در شکل ۳ نشان داده شده است، آتش‌سوزی از میان سیستم عبور می‌کند. اطلاعات ژنراتورها در جدول ۱ داده شده است. در این مقاله در هر زمان بدلیل خاصیت فضا-زمانی آتش‌سوزی فقط یکی از المان‌ها در شرایط خراب شدن بر اثر آتش‌سوزی قرار گرفته است. البته در زمان آخر همزمان دو المان که به هم نزدیک هستند تحت تاثیر قرار می‌گیرند. در جدول ۲ نیز لیست مجموعه المان‌های تحت تاثیر قرار گرفته و احتمال خرابی آن‌ها نوشته شده است. این احتمالات خرابی بر اساس تحقیقات از پیش انجام شده بر روی آسیب‌پذیری المان‌های سیستم نسبت به انواع حادثه و شدت آن‌ها بدست می‌آید. هرچند در این مطالعه مقادیر اختیاری به آن‌ها اختصاص داده شده است. اگرچه سرعت و نحوه انتشار آتش‌سوزی تابع شرایط محیطی و داده‌های از این نوع هست، تمرکز مقاله بر ارائه رویکردی برای بهبود تاب‌آوری تحت حادثه آتش‌سوزی است. تغییرات بار در هر زمان در این مسئله مضرب کوچکی (در حد چند درصد) از بار داده شده در مورد مطالعاتی ۳۰ شینه IEEE است.

شین‌های b' و b وضعیت $S_{j,t}$ باید در محدوده ظرفیت عبوری تعریف شده برای خط باشد که در (۴) و (۵) تعریف شده است:

$$B_{b,b'}(\theta_{b,j,t}, \theta_{b',j,t}) - P_{b,b',j,t}^{line} \leq P_{b,b'}^{Max} \quad (7)$$

$$B_{b,b'}(\theta_{b,j,t}, \theta_{b',j,t}) - P_{b,b',j,t}^{line} \geq P_{b,b'}^{Min} \quad (8)$$

که $B_{b,b'}$ سسپتانس خط اتصالی بین b و b' ، $\theta_{b,j,t}$ و $\theta_{b',j,t}$ به ترتیب زاویه‌های ولتاژ شین‌های b و b' ، و به ترتیب حداقل و حداکثر توان عبوری قابل تحمل برای خطوط هستند. در واقع $P_{b,b'}^{Max}$ و $P_{b,b'}^{Min}$ توان‌هایی برابر ولی خلاف جهت هم هستند.

محدودیت‌های قطع بار: برای هر $S_{j,t}$ قطع بار در هر شین باید کمتر از مقدار بار موجود در آن شین باشد. بیان این رابطه به صورت معادله (۹) می‌باشد:

$$0 \leq P_{b,j,t}^{lsh} \leq P_{b,j,t}^d \quad (9)$$

شیب تولید ژنراتورها: شیب افزایش و کاهش تولید ژنراتورها باید مطابق

معادلات (۱۰) و (۱۱) محدود به میزان مشخص شده برای هر ژنراتور باشد:

$$P_{b,j',t+1}^g - P_{b,j,t}^g \leq (2 - u_{b,j,t} - u_{b,j',t+1}) \cdot P_b^{g,min} + (1 + u_{b,j,t} - u_{b,j',t+1}) \cdot P_b^{UP} \quad (10)$$

$$P_{b,j',t+1}^g - P_{b,j,t}^g \leq (2 - u_{b,j,t} - u_{b,j',t+1}) \cdot P_b^{g,min} + (1 + u_{b,j,t} - u_{b,j',t+1}) \cdot P_b^{DN} \quad (11)$$

که b شماره شین، $P_{b,j',t+1}^g$ توان تولید شده در وضعیت $S_{j',t+1}$ ، $u_{b,j,t}$ و $u_{b,j',t+1}$ به ترتیب وضعیت روشن بودن ژنراتورها را در حالت‌های $S_{j',t+1}$ و $S_{j,t}$ و $P_b^{G,Min}$ و $P_b^{G,Max}$ حداکثر و حداقل توان ژنراتور متصل به شین b ، و P_b^{UP} و P_b^{DN} شیب افزایش و کاهش تولید ژنراتور را نشان می‌دهند. علت استفاده از $P_b^{G,Min} \cdot (2 - u_{j,t,i} - u_{j,t+1,i})$ این است که در هنگام روشن شدن ژنراتور حداقل توان تولیدی باید مساوی یا بیش از $P_b^{G,Min}$ باشد. اگر شیب افزایش تولید ژنراتور از $P_b^{G,Min}$ کمتر باشد و عبارت ذکر شده به معادله اضافه نشود، ژنراتور هرگز روشن نخواهد شد. دقت در چنین نکاتی در معادلات شیب ژنراتور ضروری است.

حد تولید ژنراتورها: محدوده تولید ژنراتورها طبق معادله (۱۲) می‌باشد:

$$P_b^{g,Min} u_{b,j,t} \leq P_{b,j,t}^g \leq P_b^{g,Max} u_{b,j,t} \quad (12)$$

بر مگاوات در نظر گرفته شده است. روش اصلاحی در دسترس ترین روش برای یک اپراتور برای مقابله با حادثه است. بنابراین در ابتدا واکنش و نتایج روش اصلاحی نشان داده می شود. سپس نتایج عملکرد روش ارائه شده تحت همان حادثه و شرایط نشان داده شده و با یکدیگر مقایسه می شوند.

بهره برداری عادی: مربوط به زمانی است که سیستم دچار حادثه نیست. با توجه به تغییرات بار داده شده، توزیع تولیدات به شکل ۴ قسمت (الف) خواهد بود. توجه شود که مقیاس نمودار بار مصرفی با مقیاس نمودار ژنراتورها متفاوت بوده و در سمت راست نمودار نوشته شده است. ارزان ترین و قوی ترین ژنراتورها (ژنراتور ۱ و ۲) در بالاترین سطح تولید خود قرار داشته و سایر ژنراتورهای گران تولیدات کمی دارند، به طوری که گرانترین ژنراتور (آبی روشن) بطور کامل خاموش شده است.

روش اصلاحی: از آنجایی که برخی از اجزای سیستم در حین حادثه خراب می شوند، توزیع تولیدات ژنراتورها نیز باید به نسبت خراب شدن اجزای سیستم اصلاح شود تا قیود خطوط انتقال و ژنراتورها و قیود شبکه رعایت شود. پیش از حادثه مخرب طبیعی، در حالت اصلاحی بدلیل نادیده گرفتن خطاهای آینده در تنظیمات ژنراتورها هیچ تغییراتی داده نمی شود؛ بلکه فقط در هر گام زمانی که المانی از سیستم خراب می شود، توزیع تولیدات ژنراتورها تغییر داده می شوند. با مقایسه روش اصلاحی با روش پیش گیرانه فعال می توان به ضرورت استفاده از روش پیش گیرانه فعال در بهبود تاب آوری پی برد.

در شکل ۴ قسمت الف و ب بهره برداری در حالت عادی و بهره برداری با رویکرد اصلاحی به ترتیب نشان داده شده اند. در شکل ۴ قسمت (ب) مقدار ریزش بار (خط چین قرمز رنگ) به چندین دلیل در هر دوره زمانی افزایش می یابد. اصلی ترین دلیل این ریزش بار، قطع شدن خطوط انتقال و ایجاد محدودیت برای انتقال توان به مصرف کننده است. با قطع خطوط انتقال، بر روی سایر خطوط انتقال تراکم توان ایجاد می شود. لازم به ذکر است که خطوطی که در امتداد حرکت حادثه هستند از این جهت که دو طرف شبکه را نیز به هم متصل کرده اند از اهمیت بالایی برخوردار هستند. با قطع خطوط انتقال توسط حادثه، انتقال توان ژنراتورهای قوی و ارزان سمت چپ سیستم به سمت راست محدود می شود. در نتیجه این ژنراتورها باید مصرف خود را کاهش دهند. ژنراتور ۱ بدلیل محدود بودن شیب کاهش تولید خود قادر به کاهش توان به اندازه کافی نبوده و برای جلوگیری از نقض قید شیب کاهش توان، مجبور به خاموشی در زمان ۳ می شود. تولیدات در شبکه به میزان زیادی کاهش یافته و ژنراتورهای دیگر بدلیل محدود بودن شیب افزایش توان، قادر به جبران سریع کاهش توان شبکه نیستند که همین امر منجر به ریزش بار شده است. در ساعت ۴ پس از حادثه بدلیل تاثیر ضعیف خطا در آن زمان، ژنراتورهای ضعیف بخشی از بارهای از دست رفته را تأمین کرده اند. ولی با اضافه شدن خطای زمان ۵ که باعث محدودیت شدید انتقال توان از ژنراتورهای قوی به بارهای سمت راست سیستم می شود، قطع بار شدیداً افزایش پیدا می کند. این قطع ارتباط باعث کاهش بار دیده شده از سمت ژنراتور ۲ می شود و این ژنراتور باید توان خود را کاهش دهد؛ از آنجایی که بار از دست رفته بسیار زیاد است و شیب کاهش تولید این ژنراتور نیز محدود است، این ژنراتور نیز مجبور به خاموشی شده و در نتیجه قطع بار بیشتری رخ داده است. در شکل ۴ دیده می شود که ژنراتورهای ضعیف و گران شیب صعودی داشته و سعی در جبران قطع بار داشته اند ولی قادر به جبران نبوده اند. در روش پیش گیرانه فعال دیده خواهد شد که روش ارائه شده چگونه این مشکلات را برطرف می کند.

روش پیش گیرانه فعال: همان طور که پیش تر توضیح داده شد حالت بهینه برای تمام سناریوهای خرابی المان ها در زمان های مختلف را محاسبه کرده و استفاده از فرآیند زنجیره مارکوف المان های خراب و زمان خرابی آن ها

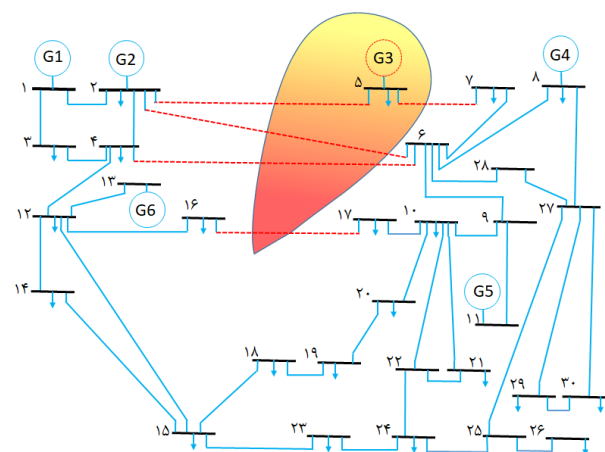
جدول ۱- مشخصات ژنراتورها

واحد	هزینه ها (دلار)			توان (مگاوات)		شیب (مگاوات ساعت)
	C_g^{ON}	C_g^{OFF}	C_g^g	حداقل	حداکثر	
G1	۱۷۶	۷۰	۲	۱۲۰	۳۰	۱۲
G2	۱۸۷	۷۴	۱/۷۵	۱۴۰	۳۵	۱۲
G3	۱۱۳	۵۰	۲	۵۰	۱۰	۶
G4	۲۶۷	۱۱۰	۳	۳۰	۵	۷/۲
G5	۱۸۰	۷۲	۳	۵۵	۱۰	۶
G6	۱۱۳	۴۰	۳/۷۵	۴۰	۱۵	۷/۲

جدول ۲- لیست المان های تحت تاثیر قرار گرفته و احتمال خطای

آن ها

دوره زمانی	شماره المان	توضیحات	احتمال خطا
زمان ۱	-	-	-
زمان ۲	C_1	خط ۱۷-۱۶	۰/۷
زمان ۳	C_2	خط ۶-۴	۰/۴
زمان ۴	C_3	خط ۶-۲	۰/۶
زمان ۵	C_4	خط ۵-۲	۰/۳
زمان ۶	C_5 C_6	ژنراتور ۳ خط ۷-۵	۰/۷ ۰/۳

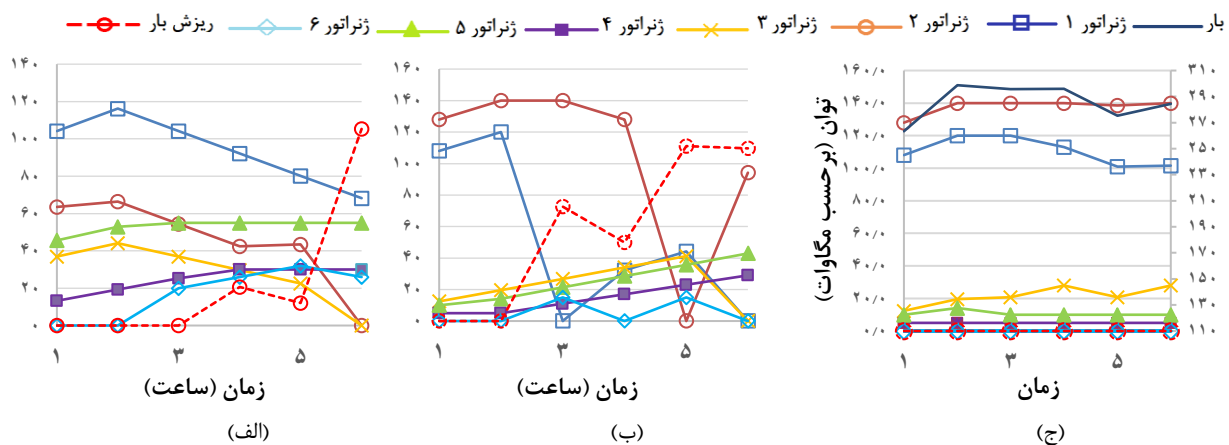


شکل ۳- انتشار آتش در سیستم ۳۰ شینه IEEE

۴-۲- بررسی و مقایسه سناریوها و روش ها

عملکرد و کارایی روش ارائه شده امتحان شده و در چند حالت مختلف برای اعتبارسنجی مورد بررسی قرار گرفته است. برای بررسی شرایط بدتر، آتش سوزی در زمان اوج مصرف فرض می شود؛ بنابراین ژنراتورها در حال تولید بالایی هستند. مدت زمان آتش سوزی عبوری از خطوط انتقال ذکر شده ۵ ساعت در نظر گرفته شده و تصمیم گیری ها در ۶ دوره زمانی یک ساعته گرفته می شود. همان طور که پیش تر هم ذکر شد برای اولویت بندی و اطمینان از اینکه کاهش هزینه های قطع بار بر کاهش هزینه های ژنراتورها ارجحیت داده می شود، ضریب W_1 برابر ۱۰۰ و ضریب W_2 را برابر ۱ قرار می دهیم. هزینه قطع بار ۵۰۰۰ دلار

را پیش‌بینی می‌کنیم. در این قسمت فرض بر این است که آتش‌سوزی و جهت حرکت آن پیش از رسیدن آتش به المان‌ها و در زمان قبل از t1 تشخیص داده شده است.



شکل ۴ - توزیع بهینه تولیدات ژنراتورها تحت الف) شرایط عادی ب) خرابی المان‌ها و استفاده از روش اصلاحی ج) استفاده از روش ارائه شده
۸٪ کل بارها رسیده است. از نظر هزینه نیز بدلیل بالا بودن هزینه قطع بارها تفاوت چشم‌گیری در هزینه‌ها دیده می‌شود.

جدول ۳ - مقایسه هزینه‌های حالت‌های سناریوهای مختلف

هزینه‌ها (دلار)	جمع قطع بار در تمام زمان‌ها (مگاوات)	
۴۳۱۲	۰	بهره‌برداری عادی
۱۷۱۶۴۶۸	۳۴۳	روش اصلاحی
۶۷۷۴۱۹	۱۳۵/۴۸	روش ارائه‌شده

بررسی تاثیر شیب تولید ژنراتورها: قطع بار در این مسئله ناشی از موارد

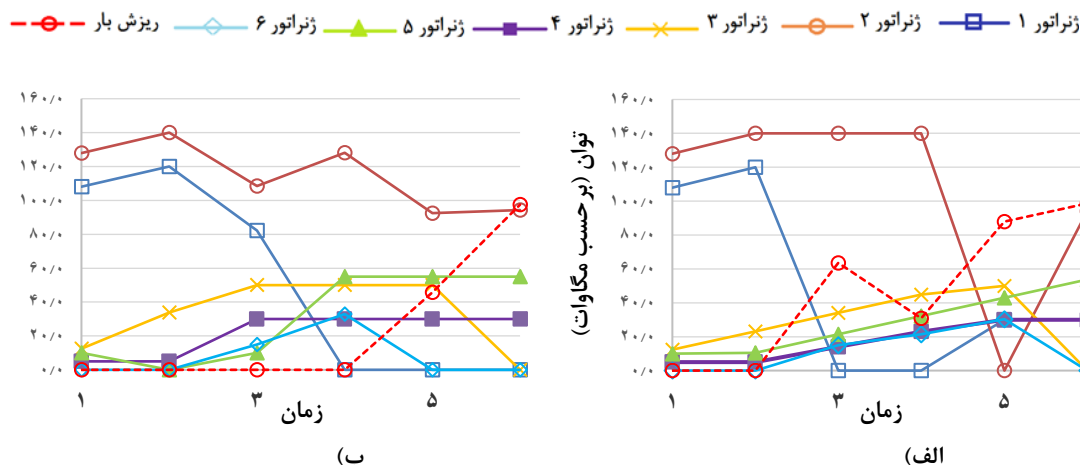
زیادی از جمله شیب تولید ژنراتورها می‌باشد. برای بالا بردن تاب‌آوری سیستم نیاز به توان‌های بالا و شیب تولید سریع است. از همین‌رو در این قسمت میزان شیب مورد بررسی قرار می‌گیرد. آزمایش با دو سناریوی تغییر در ژنراتورها انجام می‌شود: الف) شیب تولید با افزایش ۵۰٪ (ب) بدون محدودیت شیب. سایر شرایط و پارامترها ثابت در نظر گرفته شده‌اند. از آنجایی که تغییر شیب‌های تولید تاثیر چشم‌گیری بر نتایج روش پیش‌گیرانه فعال ندارد، تاثیر افزایش شیب‌های تولید بر روش اصلاحی مورد بررسی قرار گرفته است. علت تاثیر ناچیز شیب‌های تولید بر روش پیش‌گیرانه فعال در بهینه بودن تولیدات است. الگوریتم بهینه‌سازی تولیدات بهینه را به گونه‌ای تنظیم کرده است که تاثیر شیب‌ها چشم‌گیر نیست. نتایج تغییر شیب‌ها در روش اصلاحی در شکل ۵ نشان داده شده است. همان‌طور که انتظار می‌رود با افزایش شیب تولید ژنراتورها، قطع بار نیز کاهش یافته است. در شکل ۵ قسمت الف) شیب ژنراتورها ۵۰٪ درصد افزایش یافته و در مقایسه با نتایج شکل ۴ قسمت ب)، کاهش قطع بار به خوبی مشخص است، ولی از نمودار ژنراتورهای ۴، ۵، ۶ می‌توان مشاهده کرد که با حداکثر شیب در حالت تولید هستند و همچنین ژنراتور ۱ در زمان ۳ شیب کاهش تولید کافی نداشته و خاموش شده است. در زمان ۵ همین اتفاق برای ژنراتور ۲ افتاده است. بنابراین حتی با افزایش ۵۰ درصدی شیب ژنراتورها همچنان قطع بار ادامه دارد و ارتباط بین قطع بار و شیب ژنراتورها قابل مشاهده است. در قسمت ب) از شکل ۵ محدودیت شیب ژنراتورها حذف شده و ژنراتورها می‌توانند تا حداکثر توان خود تولید کرده یا کاهش دهند. در شکل

همان‌طور که در شکل ج) مشخص است تغییرات شدیدی در تنظیم تولیدات ژنراتورها صورت گرفته است. قطع بار در زمان ۳ کامل حذف شده و در زمان ۴ بیش از پنجاه درصد کاهش یافته و در زمان ۵ قطع بار ۱۱۱ مگاواتی به ۱۲ مگاوات رسیده است. در زمان ۶ مشاهده می‌شود که قطع بار در این روش با روش اصلاحی تفاوتی نداشته است. با توجه به شکل ۳ و جدول ۲ می‌توان دید که در زمان‌های ۵ و ۶ المان‌هایی تحت تاثیر قرار گرفته‌اند که خرابی آن‌ها باعث جزیره‌ای شدن شین ۵ می‌شود و بار آن شین به‌طور کلی از سیستم قطع می‌شود. با این تفسیرها ایجاد قطع بار شدید در زمان ۶ قابل انتظار است. در روش اصلاحی بدلیل تمرکز تابع هدف تنها بر کاهش هزینه‌های تولیدی و همچنین در نظر نگرفتن خطاهای آینده، تکیه زیادی بر ژنراتورهای ارزان ۱ و ۲ شده است. قطع شدن ارتباط آن‌ها با برخی از قسمت‌های سیستم منجر به کمبود شدید برق و همچنین عدم توانایی جبران سریع آن توسط ژنراتورهای ضعیف‌تر می‌شود. در صورتی که روش ارائه شده هم هزینه قطع بار را در نظر گرفته و هم خطاهای احتمالی زمان‌های آینده را در نظر می‌گیرد. به همین دلیل در زمان‌های ابتدایی تولیدات ژنراتورهای ۱ و ۲، خصوصاً ژنراتور ۲ کاهش پیدا کرده و برای جبران این کاهش از ژنراتورهای سمت راست سیستم استفاده شده است. این امر به این دلیل اتفاق افتاده است که روش ارائه شده قطع شدن خطوط مهم را در نظر گرفته و تأمین بارهای سمت راست سیستم را بر عهده ژنراتورهای گران قرار داده است. همچنین از مشاهده نتایج روش ارائه شده می‌توان یافت که ژنراتورهای ۱ و ۲ مجبور به خاموشی نشده و تولیدات خود را با حداکثر محدودیت شیب خود کاهش داده‌اند. این شیب کاهش تولیدات توسط ژنراتور ۱ (آبی رنگ) به وضوح دیده می‌شود. مشخص است که در روش اصلاحی ژنراتورهای گران در حداقل تولید بوده و در پایین نمودار تجمع کرده‌اند، در صورتی که در روش پیش‌گیرانه فعال ارائه شده در این مقاله تولیدات خود را در زمان‌های ابتدایی بالا برده‌اند. نتیجه این اقدامات، کاهش چشم‌گیر قطع بار است. نکته‌ای که ذکر آن ضروری است توانایی روش ارائه شده در تشخیص خرابی و زمان خرابی المان‌ها است که از آمار و احتمال استفاده کرده و خطاها را بطور دقیق نیافته است؛ به همین خاطر قطع بار در زمان ۴ به‌طور کامل از بین نرفته است.

مقایسه هزینه‌های هر سه سناریوی ارائه شده در جدول ۳ فراهم شده است. مقدار قطع بار در تمام زمان‌ها برای روش اصلاحی ۳۴۳ مگاوات است که ۲۰٪ کل بارها در ۶ زمان را شامل می‌شود. با استفاده از روش ارائه شده این مقدار به

در زمان ۴ خاموش شده است. بارهای سمت چپ سیستم توسط ژنراتور ۲ که از ژنراتور ۱ ارزانتر است قابل تأمین می‌باشند و حتی قسمت محدودی از توان

(ب) مشاهده می‌شود ژنراتور ۲ نسبت به شرایط قبلی مجبور به خاموشی نشده و شیب کاهش توان مورد نیاز خود را دارد. علت خاموشی ژنراتور قوی و ارزان ۱ قطع شدن ارتباط آن با سمت راست سیستم بوده و برای صرفه‌جویی از هزینه‌ها



شکل ۵ - تاثیر افزایش شیب تولید ژنراتورها بر ریزش بار: الف) با افزایش ۵۰ درصدی و ب) با حذف محدودیت شیب تولید

احتمالی آینده و یافتن میزان تولیدات مورد نیاز برای سناریوهای مختلف استفاده کرد.

مراجع

- [1] N. Bhusal, M. Abdelmalak, M. Kamruzzaman and M. Benidris, "Power System Resilience: Current Practices, Challenges, and Future Directions," IEEE Access, vol. 8, pp. 18064 - 18086, 22 January 2020.
- [2] A. Younesi, H. hayeghi, Z. Wang and P. Siano, "Trends in modern power systems resilience: State-of-the-art review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 162, p. 112397, 2022.
- [3] D. Alexander, "Resilience and disaster risk reduction: an etymological journey," Natural Hazards and Earth System Sciences, vol. 13, 2013.
- [4] H. Shayeghi and A. Younesi, "Resilience Metrics Development for Power Systems: Modeling, Analysis and Practice," Power Systems, pp. 101-116, 2019.
- [5] W. Yezhou, C. Chen and W. Jianhui, "Research on Resilience of Power Systems Under Natural Disasters—A Review," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 2, pp. 1604 - 1613, 12, 2015.
- [6] Z. Lin, Z. Hu and Y. Song, "Distribution network expansion planning considering $N-1$ criterion," Power System, vol. 34, no. 3, pp. 2476-2478, 2019.
- [7] "Presidential policy directive-21 critical infrastructure security and resilience," White House Office Press Secretary, Tech. Rep. [Online]. Available: <https://obamawhitehouse.archives.gov>.
- [8] A. Berkeley, M. Wallace and C. COO, "A framework for establishing critical infrastructure resilience goals," Final report and recommendations by the council. National Infrastructure Advisory Council, 2010.
- [9] A. Kavousi-Fard, M. Wang and W. Su, "Stochastic Resilient Post-Hurricane Power System Recovery Based on Mobile Emergency Resources and Reconfigurable Networked Microgrid," IEEE Access, vol. 6, pp. 72311-72326, 2018.
- [10] H. Nazaripouya, "Power Grid Resilience under Wildfire," IEEE transaction on power system, vol. 32, no. 4, pp. 2847-2857, 2017.
- [11] C. Wang, Y. Hou, F. Qui, S. Lei and K. Liu, "Markov decision process-based enhancement for distribution systems: An approximate dynamic programming approach," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 3, pp. 2498-2510, 2020.

می‌تواند از خطوط سالم پایین سیستم عبور کند. با این حال قطع بار در حالت بدون محدودیت شیب تولید ژنراتورها در زمان‌های ۵ و ۶ همچنان مشاهده می‌شود. علت این قطع بار عدم توانایی تأمین بارهای سمت راست سیستم توسط ژنراتورهای سمت راست است. همچنین می‌توان دید که ژنراتورهای ۳، ۴ و ۵ در زمان ۵ حداکثر توان خود را تولید کرده، ولی قادر به تأمین بارها نبوده‌اند. علت خاموشی ژنراتور ۶ قراردادن این ژنراتور در سمت چپ سیستم نزدیک بودن آن از نظر جغرافیایی به ژنراتورهای نیرومند ۱ و ۲ است. علت ریزش بارها در زمان ۶ را نیز می‌توان از جزیره‌ای شدن شین ۵ و همچنین خراب شدن ژنراتور ۳ یافت. بنابراین به‌طور کلی نتیجه‌گیری می‌شود که بخش زیادی از ریزش بار، ناشی از محدودیت‌های شیب تولید بوده است.

۵- نتیجه‌گیری

این مقاله به منظور افزایش تاب‌آوری سیستم قدرت روشی از نوع پیش‌گیرانه فعال ارائه می‌دهد که تولیدات ژنراتورها را در حین حادثه به‌صورت بهینه انجام می‌دهد. روش ارائه شده دارای تابع هزینه دو هدفه با هدف حداقل کردن قطع بار و همچنین حداقل کردن هزینه‌های تولید ژنراتورها می‌باشد. تصمیم‌گیری برای تنظیم تولیدات ژنراتورها در حین آتش‌سوزی طبیعی گرفته می‌شود. روش ارائه‌شده، توزیع مجدد تولیدات را با توجه به توپولوژی نامعین سیستم در آینده انجام می‌دهد. برای پیش‌بینی وضعیت آینده سیستم با توجه به ضریب خرابی امان‌ها، از روش کاربردی زنجیره مارکوف استفاده شده است. این روش بر روی سیستم ۳۰ شینه IEEE تحت چند سناریوی مختلف مورد بررسی قرار گرفته تا دقت و تاثیر آن مورد تأیید قرار گیرد. نتایج نشان می‌دهد که توزیع جدید تولیدات تحت روش ارائه‌شده، تاب‌آوری شبکه قدرت را افزایش می‌دهد. همچنین اثر شیب تولید ژنراتورها بر تاب‌آوری سیستم نیز در این مطالعه مورد بررسی قرار گرفت. نشان داده شد که قسمتی از قطع بار وابسته به سرعت عملکرد ژنراتورها و قسمت دیگر آن ناشی از کمبود تولیدات در بخش‌های جزیره‌ای شده سیستم می‌باشد. الگوریتم بیان‌شده فرآیند تصمیم‌گیری برای اپراتورها را در هر لحظه از زمان با محدود کردن انتخاب تنظیم ژنراتورها راحت‌تر می‌کند. این الگوریتم همچنین چارچوبی را برای اپراتورهای سیستم فراهم کرده است که رفتار نامعین حوادث مخرب طبیعی را در نظر می‌گیرد. از طرفی نیز می‌توان از این الگوریتم برای حوادث

- [24] S. Jazebi, F. de leon and A. Nelson, "Review of wildfire management techniques-Part I: causes, prevention, detection, suppression and data analytics," IEEE Transactions on Power Del., vol. 35, no. 1, pp. 430-439, 2020.
- [25] J.-L. Rossi, A. Simeoni, B. Moretti and V. Leroy-Cancellieri, "An analytical model based on radiative heating for determination of safety distances for wildland fires," Fire safety, vol. 46, no. 8, pp. 520-527, 2011.
- [26] J.-L. Rossi, K. Chetehouna, A. Collin, B. Moretti and J.-H. Balbi, "Simplified flame models and prediction of the thermal radiation emitted by a flame front in an outdoor fire," Combustion sci. Technology, vol. 182, no. 10, pp. 1457-1477, 2010.
- [27] m. Zhao and M. Barati, "A real-time fault localization in power distribution grid for wildfire detection through deep convolutional neural networks," IEEE tran. Ind. Appl, vol. 57, no. 4, pp. 4316-4326, 2021.
- [28] S. Dian et al, "Integrating wildfires propagation prediction into early warning of electrical transmission line outages," IEEE access, vol. 7, pp. 27586-27603, 2019.
- [29] M. Choobineh, B. Ansari and S. Mohagheghi, "Vulnerability assessment of the power grid against progressing wildfires," Fire safety, vol. 73, pp. 20-28, 2015.
- [30] S. Mohagheghi and S. Rebennack, "Optimal resilient power grid operation during the course of a progressing wildfire," Power Energy system, vol. 73, pp. 843-852, 2015.
- [31] D. N. Trakas and N. D. Hatziaargyriou, "Optimal distribution system operation for enhancing resilience against wildfires," IEEE Trans. Power system, vol. 33, no. 2, pp. 2260-2271, 2018.
- [32] S. Meyn and R. L. Tweedie, "Markov Chains and stochastic stability," Cambridge University Press, pp. ISBN 978-0-521-73182-9, 2017.
- [12] k. Chawla, P. Bajpai and R. Das, "Decision support tool for enabling resiliency in an underground power distribution system," Electrical Power Energy system, vol. 133, 2021.
- [13] "Sever impact resilience: Consideration and recommendations," NERC Tech. Rep. [Online]. Available: <http://www.nerc.com>, 2012.
- [14] S. Mohammadi, J. Moshtagh, H. Golpira, "A New Method for Reliability Evaluation of Active Networks" Tabriz Journal Of Electrical Engineering, vol. 50, no. 4, pp. 1797-1809, 2021.
- [15] J. Kim and Y. Dvorkin, "Enhancing distribution system resilience with mobile energy storage and microgrids," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 10, no. 5, pp. 4996-5006, 2019.
- [16] M. Monemi, S. Hassanpour Darban "Unit Commitment Problem with the Aim of Increasing System Resilience" Tabriz Journal Of Electrical Engineering, vol. 48, no. 4, 2018.
- [17] T. Kushal and M. Illindala, "Decision support framework for resilience-oriented cost-effective distributed generation expansion in power systems," IEEE transactions on Industrial Applications, vol. 57, no. 2, pp. 1246-1254, 2021.
- [18] P. Bajpai, S. Chanda and A. K. Srivastava, "A novel metric to quantify and enable resilient distribution system using graph theory and choquet integral," IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 31, no. 3, pp. 2493-2494, 2016.
- [19] S. E. Ahmadi N. Rezaei, "Optimal Operational Planning of Networked Microgrids using Distributed Energy Management System" Tabriz Journal Of Electrical Engineering, vol. 50, no. 4, pp. 1463-1474, 2020.
- [20] F. Qui, C. Wang, C. Chen and J. Tong, "Optimal black start resource allocation," IEEE Transaction on power system, vol. 31, no. 3, pp. 2493-2494, 2016.
- [21] C. Wang , Y. Hou, F. Qiu, S. Lei and K. Liu, "Resilience enhancement with sequentially proactive operation strategies," IEEE Transactions on power systems, vol. 32, no. 4, pp. 2847-2857, 2017.
- [22] H. Nazaripouya, "Power grid resilience under wildfire: A review on challenges and solutions," IEEE Power Energy Society, pp. 1-5, 2020.
- [23] M. Abdelmalak and M. Benidris, "A Markov decision process to enhance power system operation resilience during hurricanes," IEEE power Energy Society, pp. 1-5, 2021.