
An investigation of technical uncertainties in power networks with the aim of improving voltage stability and reducing system losses using the SPEA-II optimization algorithm

Mohammad Hassan Moradi¹, Professor, Meysam Mokari², Ph.D. Student, Mohammad Abedini³ Assistant professor,

1- Department of Electrical Engineering, Bu-Ali Sina University, Hamedan, Iran.

Email: mhmoradi@basu.ac.ir (Corresponding author)

2- Department of Electrical Engineering, Bu-Ali Sina University, Hamedan, Iran.

Email: M.Mokari.eng@basu.ac.ir

3- Department of Electrical Engineering, Ayatollah Boroujerdi University, Boroujerd, Iran.

Email: m.abedini@abru.ac.ir

Abstract:

Optimal reactive power dispatch (ORPD), is one of the most challenging problems of power system operation. This problem deals with both system security and the economy. The problem's objective functions are usually decreasing the voltage profile deviation of the system, improving the voltage stability margin, and decreasing system loss. ORPD is modeled as an optimization problem with nonlinear functions and constraint and mixed continuous/discrete decision variables. The decision variables are the reactive power of the generators and compensators and the tap number of the transformers. To consider the security of the system, the effect of unscheduled events must be modeled and investigated in the ORPD problem. This type of ORPD is called security constraint ORPD (SC-ORPD). However, the uncertain nature of power systems makes it inevitable to consider them in planning issues. These uncertainties are the source of risk in power grids and must be addressed in planning issues, including ORPD. Risk is the possibility of something bad happening. In other words, risk involves uncertainty about the effects of an activity. Therefore, risk functions include a combination of the probability of an event and its impact. Considering deterministic objective functions (not risk-based ones) in ORPD problems may decrease system economy because most of the events are rare in power system operation. In addition, due to low event probability, the calculated risk may not reflect the true risk that operators and networks are facing. These uncertainties are classified into two categories: technical and economic. Technical uncertainties, which affect the system security, include network topology and operation (like demand and generation) whereas economic uncertainties include micro and macro economies. This paper presents, security-constrained optimal reactive power dispatch by considering the technical uncertainties of power systems. Maximizing the voltage stability margin based on the new voltage instability risk index and minimizing losses are the technical and economic objective functions, respectively. The proposed index is more compatible with practical criteria than existing indicators because it excludes the effect of the low events outage probability of power system components on the risk index. The SPEA-II optimization algorithm is then used to find non-dominant solutions, and finally, the fuzzy decision-maker is used to select the dominant solution. The proposed method is applied to standard 30 IEEE-bus system. The results show, that the proposed algorithm is superior to existing methods and increases the voltage stability margin for postulated contingencies and at the same time reduces operating costs.

Keywords: SPEA-II optimization, grids, fuzzy decision, uncertainties.

Submit date: 2021/05/08

Accepted date: 2022/01/01

Corresponding author Name: Mohammad Hassan Moradi

Corresponding author address: Electrical and Computer Engineering Group, Bu-Ali Sina University, Hamedan, Iran.

بررسی عدم قطعیت‌های فنی در شبکه قدرت باهدف بهبود پایداری ولتاژ و کاهش تلفات سیستم با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی SPEA-II

نوع مطالعه: پژوهشی

محمدحسن مرادی^۱، میثم مکاری^۲، محمد عابدینی^۳

۱- استاد، دانشکده مهندسی برق- دانشگاه بوعلی سینا- همدان- ایران

mhmoradi@basu.ac.ir -

۲- دانشجوی دکتری، دانشکده مهندسی برق- دانشگاه بوعلی سینا- همدان- ایران

M.Mokari.eng@basu.ac.ir -

۳- استادیار، دانشکده مهندسی، دانشگاه آیت ا... بروجردی، بروجرد، ایران

m.abedini@abru.ac.ir -

چکیده: ذات غیرقطعی شبکه‌های قدرت، در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها در مسائل برنامه‌ریزی را اجتناب‌ناپذیر می‌نماید. این عدم قطعیت‌ها به دو دسته فنی و اقتصادی تقسیم می‌شوند. عدم قطعیت‌های فنی شامل توپولوژی شبکه و بهره‌برداری می‌باشند. عدم قطعیت‌های اقتصادی شامل اقتصاد خرد و کلان هستند. این عدم قطعیت‌ها منشأ ریسک در شبکه‌های قدرت می‌باشند که باید در مسائل برنامه‌ریزی از جمله برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو، لحاظ شوند. در این مقاله برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو امنیت مقید غیرقطعی با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های فنی شبکه قدرت در غالب یک مسئله بهینه‌سازی فنی-اقتصادی ارائه شده است. حداکثر سازی حاشیه پایداری ولتاژ بر اساس شاخص جدید ریسک ناپایداری ولتاژ تابع هدف فنی و حداقل نمودن تلفات تابع هدف اقتصادی مسئله می‌باشد. شاخص ارائه شده در قیاس با شاخص‌های موجود، با معیارهای عملی بهره‌برداری سازگارتر است. سپس الگوریتم بهینه‌سازی SPEA-II برای یافتن پاسخ‌های غیر مغلوب استفاده می‌شود و در نهایت تصمیم‌گیری فازی برای انتخاب پاسخ غالب بکار می‌رود. شبکه استاندارد IEEE-30 باس به منظور تست موردی الگوریتم پیشنهادی بکار گرفته می‌شود. نتایج بیان می‌دارند، در قیاس با مراجع الگوریتم استفاده شده نتایج بهتری را ارائه می‌دهد و با در نظر گرفتن ریسک ناپایداری ولتاژ، به خوبی حاشیه پایداری ولتاژ را برای پیشامدهای محتمل افزایش می‌دهد و هم‌زمان هزینه‌های بهره‌برداری کاهش می‌یابد.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو، ریسک ناپایداری ولتاژ، عدم قطعیت‌های فنی، نیروگاه بادی

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۰۲/۱۸

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۱۱/۱۱

نام نویسنده‌ی مسئول: محمدحسن مرادی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران - همدان - بلوار شهید احمدی روشن - دانشگاه بوعلی سینا - دانشکده برق

۱- مقدمه

رشد بار، آلودگی‌های محیط زیستی مسائل و مشکلات اقتصادی، بهره‌برداران شبکه‌های قدرت را در سال‌های اخیر به سمت استفاده بهینه از منابع و ابزارهای موجود در شبکه سوق داده است. این موارد کاهش حاشیه پایداری شبکه‌های قدرت را به همراه داشته است. ناپایداری ولتاژ علت خاموشی‌های اتفاق افتاده در اسکاندیناوی (۲۰۰۳)، شمال آمریکا (۲۰۰۳)، آتن (۲۰۰۴) و برزیل (۲۰۰۹) می‌باشند (Simpson et al., 2016). با استفاده از برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو (Optimal Reactive Power Dispatch (ORPD))، می‌توان با انتخاب بهینه متغیرهای تصمیم و با استفاده بهینه از منابع راکتیو حاشیه پایداری ولتاژ را بهبود بخشید. از این رو ORPD یک مسئله مهم و چالش‌برانگیز بهینه‌سازی برای بهره‌بردار مستقل شبکه از دید امنیت شبکه و تلفات می‌باشد (Mohseni-Bonab et al., 2016). Rabiee et al., 2006) افزایش حاشیه پایداری ولتاژ، بهبود پروفایل ولتاژ، کاهش تلفات و یا ترکیبی از آن‌ها توابع هدف مرسوم این مسئله می‌باشند. متغیرهای تصمیم نیز، منابع توان راکتیو موجود در شبکه شامل توان راکتیو واحدهای نیروگاهی، تپ ترانسفورمرها و توان راکتیو جبران‌سازها است.

لذا این مسئله به عنوان یک مسئله بهینه‌سازی چندهدفه غیرخطی با قیود بسیار زیاد مطرح می‌شود. اما عدم قطعیت‌های ذاتی شبکه قدرت، می‌تواند حل این مسئله بهینه‌سازی پیچیده را با مشکلات فراوانی همراه سازد. عدم قطعیت‌ها به دو دسته فنی و اقتصادی تقسیم می‌شوند. عدم قطعیت‌های فنی شبکه شامل توپولوژی و بهره‌برداری می‌باشند. پیشامد خروج تجهیزات، عدم قطعیت توپولوژی و تولید توان منابع تجدید پذیر و پیش‌بینی بار شبکه، عدم قطعیت بهره‌برداری می‌باشند. عدم قطعیت‌های اقتصادی شامل عدم قطعیت‌های مربوط به اقتصاد خرد و کلان می‌باشد (Rabiee et al., 2009).

حل مسئله ORPD در مقالات مختلفی مورد بررسی واقع شده است. در (Bonab Mohseni et al., 2017) برنامه‌ریزی و مدیریت توان راکتیو مورد بررسی واقع شده

است. تابع هدف حداکثر سازی حاشیه پایداری ولتاژ و توزیع اقتصادی توان اکتیو در نظر گرفته شده است. در این مرجع، برنامه‌ریزی مجدد توان راکتیو واحدهای نیروگاهی و کندانسورهای سنکرون مدنظر واقع شده است. در مرجع (Rabiee et al., 2009) این مسئله با در نظر گرفتن عدم قطعیت نیروگاه بادی به منظور افزایش حاشیه پایداری ولتاژ، بهبود پروفایل ولتاژ و کاهش تلفات مورد بررسی واقع شده است. در این مرجع عدم قطعیت موجود در انرژی بادی در سناریوهای مختلف مورد بررسی واقع شده و اثرات حضور و عدم حضور نیروگاه بادی در شبکه مورد توجه واقع شده است. در (Rabiee et al., 2016) برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو برای افزایش حاشیه پایداری ولتاژ در حضور مزرعه بادی ارائه شده است. در (Zhao, 2005) از الگوریتم بهینه‌سازی PSO بر پایه سیستم‌های چند عامله به منظور حل مسئله برنامه‌ریزی توان راکتیو استفاده شده است. (Thukaram et al., 2008) از برنامه‌ریزی خطی در حضور ادوات FACTS به منظور حل این مسئله استفاده نموده است. در (Tianjiang et al., 2017) مسئله به صورت یک مسئله بهینه‌سازی چند هدفه معرفی شده و از الگوریتم بهینه‌سازی فاخته به منظور یافتن پاسخ‌های بهینه استفاده شده است. شبکه استاندارد ۱۳ باس IEEE به منظور تست موردی الگوریتم پیشنهادی بکار گرفته شده است. مرجع (Nojvan, 2017) از روش مبتنی بر سناریو برای پیشگیری از ناپایداری ولتاژ تحت عدم قطعیت باد و بار شبکه استفاده نموده است. همبستگی بین متغیرهای غیرقطعی توسط ماتریس همبستگی در نظر گرفته شده است. در مرجع (Ghaljehei et al., 2019) مسئله در شبکه‌های قدرت با حضور واحدهای بادی DFIG مورد بررسی واقع شده است. در مرجع (Huang et al., 2019) مسئله برنامه‌ریزی بهینه دینامیکی توان راکتیو با در نظر گرفتن قیود عملی تجهیزات مانند طول عمر آن‌ها بررسی شده است. در (Mokari & Moradi, 2020) از الگوریتم NSGA-II به منظور یافتن پاسخ‌های نامغلوب (جبهه پارتو) مسئله فنی-اقتصادی ORPD استفاده شده است. شبیه‌سازی مونت کارلو برای تولید سناریو از تابع چگالی احتمالی پارامترهای غیرقطعی استفاده شده است. (Kinttel et al., 2020) روشی برای محاسبه چگالی احتمالی ولتاژ ارائه می‌دهد. برای این منظور مسئله در غالب یک مسئله ORPD بیان شده و عدم قطعیت تولید توان اکتیو در نظر گرفته شده است. در (Lei et al., 2021)

۳ و ۳-۳ بیان شده‌اند. نتایج شبیه‌سازی در بخش ۴ آورده شده است. بخش ۵ نتیجه‌گیری را ارائه می‌کند.

۲- تئوری مسئله

۲-۱- ناپایداری ولتاژ

پایداری ولتاژ عبارت است از توانایی سیستم قدرت برای حفظ ولتاژ ماندگار قابل قبول در تمام شین‌های سیستم در شرایط عادی و بعد از اینکه تحت اغتشاشی قرار گرفت (Kundur, 1994). هنگامی که حضور اغتشاش یا تغییر در وضعیت سیستم افت فزاینده و غیرقابل کنترل ولتاژ را سبب گردد، سیستم وارد حالت ناپایداری ولتاژ شده است. در حالت کلی بر اساس زمان، ناپایداری ولتاژ به دو دسته کوتاه مدت و بلندمدت تقسیم‌بندی می‌شود. ناپایداری ولتاژ کوتاه مدت مربوط به دینامیک سریع سیستم قدرت در مواجهه با یک حادثه می‌باشد. مقیاس زمانی آن از کمتر از ۱ ثانیه تا چند ثانیه است. مطالعات حوزه زمان یا شبیه‌سازی دینامیکی روش معمول مطالعه و بررسی ناپایداری ولتاژ از این نوع می‌باشد.

ناپایداری بلندمدت شامل پدیده‌های کندتر است و تجهیزات با پاسخ‌دهی کند را شامل می‌شود. بازه زمانی آن از چند دقیقه تا چند ساعت بیان می‌شود. عوامل مؤثر در این نوع ناپایداری تجهیزات با دینامیک کندتر مانند تپ چنجرهای زیر بار، جبران سازه‌های موازی سوئیچ شونده، محدودیت‌های ژنراتورها و حذف بار را شامل می‌شود. ارزیابی حاشیه ناپایداری ولتاژ بلندمدت با استفاده از اطلاعات استاتیک شبکه امکان‌پذیر می‌باشد (Modarresi et al., 2002, Verbic et al., 2004, Musirin et al., 2016).

در این روش‌ها با استفاده از نتایج پخش توان، شاخص‌هایی (VSI) (Voltage Stability Index) برای محاسبه فاصله تا وقوع ناپایداری ولتاژ ارائه می‌گردد. از کاربردهای اصلی VSI، شناسایی باس و خط انتقال مستعد ناپایداری می‌باشد. این شاخص‌ها در ارزیابی ناپایداری ولتاژ و در مسائل برنامه‌ریزی مانند جایابی بهینه منابع تولید پراکنده، ادوات FATCS و برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو در مقالات زیادی مورد بحث واقع شده‌اند (Lubis, 2003, Mendezes et al., 2016, et al.). روش‌های مختلفی برای ارزیابی پایداری ولتاژ در مقالات ارائه شده است (Kessel, 1986). شاخص L یکی از معروف‌ترین شاخص‌های اندازه‌گیری حاشیه پایداری ولتاژ می‌باشد. کسل بر اساس حل معادلات پخش توان این شاخص را معرفی نمود (Kessel, 1986). مقدار شاخص به لحاظ تئوری بین ۰ تا ۱ تغییر می‌نماید. مقدار ۱ به معنی

روشی برای ORPD زمان-واقعی ارائه شده است که تعادلی بین مسائل فنی و اقتصادی ایجاد می‌نماید. در این مقاله امنیت ولتاژی نودها با وجود عدم قطعیت لحاظ شده است. عدم نظر گرفتن هر ۳ عدم قطعیت اساسی ذکر شده در مراجع بیان شده، نمی‌تواند به بهره‌برداران اطمینان از اجرای آن در شرایط واقعی بهره‌برداری را دهد. این موضوع خطای برنامه‌ریزی افزایش خواهد یافت. همچنین منابع ذکر شده وقوع پیشامدها را در نظر نگرفته‌اند و یا به صورت معین لحاظ نموده‌اند. این روش حداقل معیبهی از جمله در نظر گرفتن پیامد وقوع پیشامدها و عدم نظر گرفتن احتمال آن‌ها و افزایش هزینه‌های بهره‌برداری را در پی دارد.

در قیاس با مراجع ذکر شده، این مقاله به منظور نزدیک‌تر نمودن هرچه بیشتر حل مسئله ORPD با معیارهای عملی، الگوریتمی با در نظر گرفتن عدم قطعیت-های فنی و قیود کفایت و بهره‌برداری سیستم ارائه می‌نماید. عدم قطعیت‌های فنی شامل وقوع پیشامدهای یگانه (N-1)، تولید نیروگاه بادی و پیش‌بینی بار می‌باشند.

اهداف فنی و اقتصادی به عنوان توابع هدف مسئله در نظر گرفته شده‌اند. افزایش حاشیه پایداری ولتاژ در غالب شاخص ریسک شبکه هدف فنی مسئله می‌باشد. این شاخص به منظور انجام ارزیابی احتمالی شاخص ناپایداری ولتاژ با ترکیب پیامد و احتمال وقوع پیشامد، فرمول نویسی شده است که در قیاس با مراجع، با معیارهای عملی بهره‌برداری سازگارتر می‌باشد. کاهش تلفات شبکه، هدف اقتصادی مسئله می‌باشد. الگوریتم بهینه‌سازی چندهدفه SPEA-II برای حل مسئله و یافتن پاسخ‌های غیر مغلوب بکار گرفته شده است و روش تصمیم‌گیری فازی، پاسخ غالب را انتخاب می‌نماید. شبکه استاندارد ۳۰ باس IEEE برای آزمایش الگوریتم پیشنهادی و مقایسه نتایج با مقالات دیگر مورد استفاده واقع شده است. نتایج حاکی از کارایی الگوریتم پیشنهادی در کاهش ریسک ناپایداری ولتاژ شبکه با افزایش حاشیه پایداری ولتاژ بلندمدت و افزایش ذخیره توان راکتیو واحدهای نیروگاهی برای بهبود پایداری ولتاژ کوتاه مدت هم‌زمان با کاهش تلفات می‌باشد.

بخش ۲ تئوری مسئله را بیان می‌دارد. در ۲-۱ ناپایداری ولتاژ و روش محاسبه حاشیه پایداری ولتاژ بیان شده است. روش مدل‌سازی عدم قطعیت‌های شبکه در بخش ۲-۲ بیان شده است. بخش ۳-۲ الگوریتم بهینه‌سازی را تشریح نموده است. در بخش ۳ فرمولاسیون مسئله بیان شده است. در ۳-۱ فرمولاسیون و قیود مسئله ارائه گردیده است. شاخص ریسک شبکه و تلفات به ترتیب در ۲-

(مانند خطوط کابلی) (Li, 2014). لذا برنامه‌ریزی بر اساس ریسک پیشامد، بجای تخطی پیشامد، ضروری به نظر می‌رسد؛ اما ریسک باید از اطلاعات گذشته تجهیزات محاسبه شود. به‌عنوان مثال در پایان یک روز بهره‌برداری که بارگذاری تجهیزات مشخص شده است، می‌توان ریسک واقعی بهره‌برداری را محاسبه نمود؛

به منظور محاسبه عدم قطعیت وقوع پیشامدها، از اطلاعات آماری گذشته تجهیزات استفاده می‌شود. نرخ خروج اضطراری (FOR) (Forced Outage Rate) که مقداری بین ۰ و ۱ می‌باشد، از مدل دوحالت درمدار و خارج از مدار در ساده‌ترین حالت محاسبه شود (Abdoreshaid et al., 1999). این مدل در شکل (۱) نمایش داده شده است. FOR را می‌توان از رابطه زیر محاسبه نمود (Billinton et al., 1984):

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (4)$$

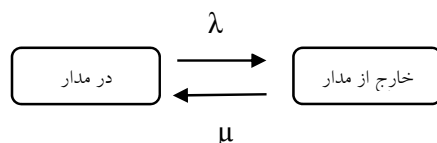
در رابطه (۴)، λ نرخ شکست و μ نرخ تعمیر می‌باشد. اطلاعات در شبکه‌های قدرت در یک بازه چندساله ذخیره و بعد از متوسط گیری مورد استفاده واقع می‌شوند. مجموعه‌ای از پیشامدهای یگانه امکان‌پذیر به همراه احتمال وقوع آن‌ها برای محاسبه شاخص ریسک شبکه در این مقاله بکار گرفته شده است. این پیشامدها شامل خروج واحدهای نیروگاهی، خطوط و ترانسفورمرها می‌باشند. FOR تجهیزات مختلف شبکه در ضمیمه آورده شده‌اند.

مدل‌سازی عدم قطعیت تولید نیروگاه بادی

عدم قطعیت در تولید انرژی بادی به عوامل متعددی وابسته است. از جمله این عوامل می‌توان به عدم قطعیت دستگاه اندازه‌گیری، اثر دکل، اثر جریان باد عمودی و اثر آشفتگی عمودی اشاره نمود (Mohseni-Bonab et al., 2017). تابع توزیع ویبال و رایگله معمول‌ترین روش‌ها به منظور مدل‌سازی احتمالی سرعت باد می‌باشند (Jordehi, 2018). در رابطه (۵) تابع توزیع رایگله برای سرعت باد ارائه شده است:

$$PDF = \left(\frac{v}{c}\right)^2 e^{-\left(\frac{v}{\sqrt{2}c}\right)^2} \quad (5)$$

v سرعت باد می‌باشد و c پارامتر مقیاس که از اطلاعات آماری گذشته بدست می‌آید.



شکل (۱): مدل دوحالت خروج

رخ داد ناپایداری ولتاژ در آن باس می‌باشد و مقدار ۰ بیانگر بی‌باری است. شاخص L از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \{L_j\} = \max \left| 1 - \frac{\sum_i \alpha_G F_{ij} V_i}{V_j} \right| \quad (1)$$

که α_L مجموعه باس‌های مصرفی می‌باشد، α_G مجموع باس‌های ژنراتوری، V_i و V_j فازور ولتاژ در باس‌های i و j می‌باشد و F_{ij} عنصر سطر i و ستون j ماتریس F می‌باشد که از تغییر ماتریس ادیمتانس به دست می‌آید:

$$F = -Y_{LL}^{-1} Y_{LG} \quad (2)$$

$$\begin{bmatrix} I_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{LL} & Y_{LG} \\ Y_{GL} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (3)$$

I_L و V_L به ترتیب جریان و ولتاژ باس‌های مصرفی و I_G و V_G ولتاژ و جریان باس‌های ژنراتوری می‌باشند.

۲-۲- عدم قطعیت‌های شبکه قدرت

عدم قطعیت‌ها در شبکه‌های قدرت به ۲ دسته فنی و اقتصادی تقسیم می‌شوند (Mohseni-Bonab et al., 2017). عدم قطعیت‌های فنی شامل بهره‌برداری و توپولوژی شبکه می‌باشند. بار شبکه و تولید توان منابع راکتیو از دسته عدم قطعیت‌های بهره‌برداری و وقوع پیشامدهای مختلف از دسته عدم قطعیت‌های توپولوژی شبکه می‌باشند (Jordehi, 2018). عدم قطعیت‌های اقتصادی نیز مربوط به اقتصاد خرد و کلان می‌باشد. به منظور کاهش خطای برنامه‌ریزی و ایجاد اطمینان در بهره‌برداران از اجرای آن، مدل‌سازی این عدم قطعیت‌ها در مسائل برنامه‌ریزی ضروری به نظر می‌رسد. این کار به ۳ روش کلی: احتمالی، امکانی و ترکیبی صورت می‌پذیرد (Li, 2014). در این مقاله از روش احتمالی استفاده شده است. در این روش از توابع توزیع احتمالی برای بیان عدم قطعیت‌ها استفاده می‌شود. با ایجاد سناریوهای مختلف شبکه تحت عدم قطعیت‌ها تحلیل می‌گردد.

مدل‌سازی عدم قطعیت پیشامدها

در سناریوهای ناپایداری ولتاژ، خروج یک ژنراتور، خط و یا ترانسفورمر کاهنده شبکه انتقال می‌تواند افزایش تقاضای توان راکتیو در شبکه و اضافه‌بار دیگر تجهیزات درمدار را در پی داشته و با ایجاد خروج‌های پیاپی افت فزاینده ولتاژ و در نتیجه وقوع ناپایداری ولتاژ را منجر گردد. با این حال وقوع این پیشامدها تصادفی بوده و برنامه‌ریزی فقط بر اساس میزان تخطی که وقوع یک پیشامد می‌تواند ایجاد نماید، می‌تواند هزینه‌های بهره‌برداری را افزایش دهد. چراکه وقوع برخی از پیشامدها محتمل نیست یا احتمال ناچیزی دارند

بدین منظور فرض می‌شود که مقدار متوسط و انحراف معیار بار مشخص باشد. در شکل (۴) توزیع نرمال بار نمایش داده شده است. حداکثر انحراف معیار مجاز ۳ درصد در اکثر شبکه‌های قدرت لحاظ می‌گردد. با استفاده از روش سناریو، بار شبکه به ۳ سناریو تقسیم‌بندی شده است. احتمال d امین سناریو بار را می‌توان از رابطه (۸) محاسبه نمود (Rabiee et al., 2009):

$$\pi_d = \int_{P_{min}}^{P_{max}} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(Pd-\mu d)^2}{2\pi\sigma^2}} dPd \quad (۸)$$

π_d احتمال هر سناریو بار می‌باشد. P_{min} و P_{max} حد بالا و پایین بار، μd و σ به ترتیب مقدار میانگین و انحراف معیار می‌باشند. جدول (۲) سناریوها را برای پیش‌بینی بار با انحراف معیار ۳ درصد را نمایش می‌دهد. سناریوهای تولید نیروگاه بادی به تعداد ۵ سناریو و دیمانند مصرفی ۳ سناریو، مجموعاً ۱۵ سناریو را ایجاد می‌نمایند. جدول (۳) این ۱۵ سناریو مختلف را نمایش می‌دهد. احتمال هر سناریو از حاصل ضرب احتمال سناریو تولید نیروگاه بادی و دیمانند مصرفی از رابطه (۹) قابل محاسبه می‌باشد.

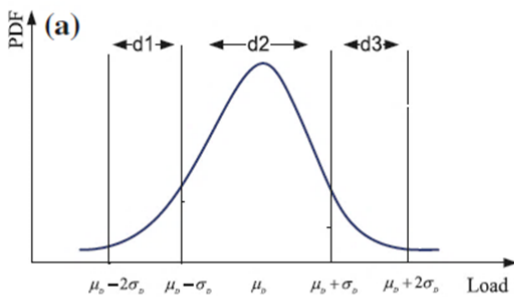
$$\pi_S = \pi_W * \pi_d \quad (۹)$$

که در آن π_S احتمال هر سناریو مشترک تولید نیروگاه بادی و دیمانند مصرفی می‌باشد.

۱- فرمولاسیون مسئله

۱-۱- برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو (ORPD)

برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو سیستم از دید پایداری ولتاژ و اصلاح پروفیل ولتاژ اهداف مرسوم می‌باشند. متغیرهای تصمیم شامل منابع مگاواوری شبکه، مانند میزان تولید توان راکتیو ژنراتورها، جبران‌سازها و تپ ترانسفورماتورها می‌باشند. پخش توان بهینه توان راکتیو را برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو نیز می‌گویند.



شکل (۴): توزیع نرمال برای پیش‌بینی بار

شکل (۲) نمایش‌دهنده تابع توزیع رایگله می‌باشد. روش سناریو، از معمول‌ترین روش‌ها در مدل‌سازی عدم قطعیت می‌باشد (Jordehi, 2018). در این روش تابع توزیع احتمال به سناریوهای مختلف هر یک با احتمال مشخص تقسیم می‌شود. در این مقاله سرعت باد به ۵ سناریو دسته‌بندی شده است (Mohseni-Bonab et al., 2017). احتمال رخداد هر سناریو از رابطه (۶) قابل محاسبه می‌باشد:

$$\pi_w = \int_{v_s}^{v_f} \left(\frac{v}{\alpha^2}\right) e^{-\left(\frac{v}{\sqrt{2}\alpha}\right)^2} dv \quad (۶)$$

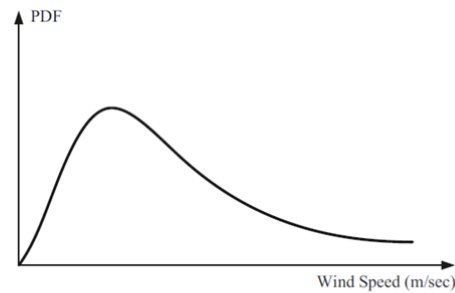
π_w احتمال رخداد هر سناریو می‌باشد. برنامه‌ریزی توان راکتیو شبکه‌های قدرت نیازمند دانستن مقدار بار شبکه در مدت زمان برنامه‌ریزی می‌باشد. از آنجاکه پیش‌بینی همواره همراه با عدم قطعیت است، نیازمند مدل‌سازی آن می‌باشیم.

مدل‌سازی عدم قطعیت دیمانند مصرفی

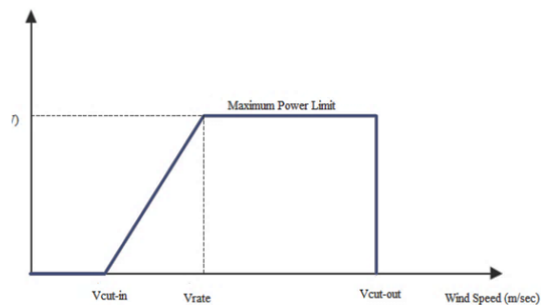
در حالت کلی به منظور مدل‌سازی عدم قطعیت بار از تابع توزیع نرمال و یا گوسی استفاده می‌شود (Joedehi, 2018)

جدول (۱): سناریو تولید نیروگاه بادی S (Mohseni-Bonab et al, 2017)

شماره سناریو	توان تولیدی (%)	π_w
۱	۰	۰/۰۶۸۹
۲	۱۲/۸۷	۰/۲۰۴۴
۳	۴۹/۳۷	۰/۴۰۴۸
۴	۸۶/۸۳	۰/۱۹۹۲
۵	۱۰۰	۰/۱۲۲۷



شکل (۲): تابع توزیع رایگله برای سرعت باد



شکل (۳): منحنی مشخصه واحد بادی

جدول (۲): سناریوهای دیماندمصرفی (Mohseni-Bonab et al., 2017)

شماره سناریو	درصد بار	احتمال
۱	۹۷	۰/۱۵
۲	۱۰۰	۰/۷
۳	۱۰۳	۰/۱۵

این برنامه‌ریزی به دو دسته برنامه‌ریزی بلندمدت و کوتاه مدت دسته‌بندی می‌شود. در برنامه‌ریزی بلندمدت، هدف انتخاب محل و ظرفیت منابع مگاواوری در شبکه برای یک بازه چند ماه تا چند سال است (Li, 2014). برنامه‌ریزی کوتاه مدت به دو دسته برنامه‌ریزی بهره‌برداری و زمان واقعی تقسیم می‌شود (Li, 2012). برنامه‌ریزی بهره‌برداری در یک بازه چندساعته تا چندروزه و یا ماهه انجام می‌شود. برنامه‌ریزی زمان واقعی درباره چند دقیقه تا ساعته انجام می‌شود. در هر دو برنامه‌ریزی کوتاه مدت توابع هدف از جنس امنیت و کیفیت سیستم در نظر گرفته می‌شوند. برنامه‌ریزی بهینه بهره‌برداری اغلب برای ۲۴ ساعت

جدول (۳): سناریوهای تولید نیروگاه بادی و دیماندم (Mohseni-Bonab et al., 2017)

شماره سناریو	بار	باد	π_w	π_d	π_s
۱	۹۷	۰	۰/۰۶۸	۰/۱۵	۰/۰۱
۲	۹۷	۱۲/۸	۰/۲	۰/۱۵	۰/۰۳
۳	۹۷	۴۹/۳	۰/۴	۰/۱۵	۰/۰۶
۴	۹۷	۸۶/۸	۰/۲	۰/۱۵	۰/۰۳
۵	۹۷	۱۰۰	۰/۱۲	۰/۱۵	۰/۰۱۸
۶	۱۰۰	۰	۰/۰۶۸	۰/۷	۰/۰۴۸
۷	۱۰۰	۱۲/۸	۰/۲	۰/۷	۰/۱۴
۸	۱۰۰	۴۹/۳	۰/۴	۰/۷	۰/۲۸
۹	۱۰۰	۸۶/۸	۰/۲	۰/۷	۰/۰۱۴
۱۰	۱۰۰	۱۰۰	۰/۱۲	۰/۷	۰/۰۸۶
۱۱	۱۰۳	۰	۰/۰۶۸	۰/۱۵	۰/۰۱
۱۲	۱۰۳	۱۲/۸	۰/۲	۰/۱۵	۰/۰۳
۱۳	۱۰۳	۴۹/۳	۰/۴	۰/۱۵	۰/۰۶
۱۴	۱۰۳	۸۶/۸	۰/۲	۰/۱۵	۰/۰۳
۱۵	۱۰۳	۱۰۰	۰/۱۲	۰/۱۵	۰/۰۱۸

پیش رو و برنامه‌ریزی بهینه زمان واقعی برای ۱ یا چند ساعت پیش رو انجام می‌شود. در این مقاله برنامه‌ریزی بهینه زمان واقعی توان راکتیو مدنظر بوده است. در حالت کلی، برنامه‌ریزی بهینه چند هدفه توان راکتیو امنیت مقید به شکل زیر فرمول نویسی می‌شود:

$$\min \begin{cases} F1(x;u) \\ F2(x;u) \end{cases} \quad (10)$$

s. t

$$P_{Gi} - P_{Di} = V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad i = 1 \dots nb \quad (11)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} = V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad i = 1, \dots, nb \quad (12)$$

$$0/9 \leq V_{loadi} \leq 1/1 \quad (13)$$

$$S_{linei} \leq S_{linei}^{max} \quad (14)$$

$$P_{Gi}^{min} \leq P_G \leq P_{Gi}^{max} \quad (15)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad (16)$$

$$Tap_{min} \leq Tap_i \leq Tap_{max} \quad (17)$$

$$Q_{ci} \leq Q_{ci}^{max} \quad (18)$$

$$Lindx_i < 1 \quad (19)$$

$$P_W^{min} \leq P_W \leq P_W^{max} \quad (20)$$

$$Q_W^{min} \leq Q_W \leq Q_W^{max} \quad (21)$$

$$Q_W^{max} = \tan(\cos^{-1}(PF_{lead}^{max})) * P_W^S \quad (22)$$

$$Q_W^{min} = \tan(\cos^{-1}(PF_{lag}^{max})) * P_W^S \quad (23)$$

در روابط (۱۰) تا (۲۳) x بردار متغیرهای حالت شامل ولتاژ و زاویه باس‌ها و u بردار متغیرهای تصمیم است. بردار u می‌توان به شکل زیر نمایش داد:

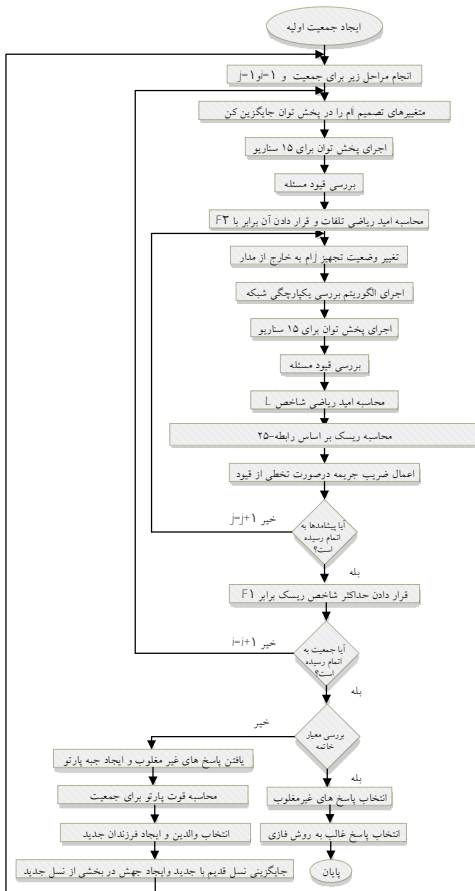
$$u = [v_{gi}, q_{ci}, t_{pi}] \quad (24)$$

$F1$ و $F2$ به ترتیب دو تابع هدف فنی و اقتصادی مسئله می‌باشند. $F1$ شاخص ریسک شبکه می‌باشد که در بخش ۲-۳ توضیح داده می‌شود. این شاخص جدید بر اساس شاخص L که در بخش ۱-۲ و عدم قطعیت پیشامدها محاسبه می‌شود. $F2$ امید ریاضی تلفات شبکه می‌باشد. این توابع در بخش بعدی توضیح داده خواهند شد. وقوع پیشامدها علت اصلی وقوع ناپایداری در شبکه‌های قدرت می‌باشد. لذا شاخص ریسک بعد از وقوع پیشامدها محاسبه می‌شود.

nb تعداد باس‌ها، v_{gi} ولتاژ ترمینال واحدهای نیروگاهی، q_{ci} توان راکتیو جبران سازها و t_{pi} تپ ترانسفورمرها می‌باشد. قیود روابط (۱۱) و (۱۲) بیانگر معادلات پخش توان است. قید رابطه (۱۳) V_{loadi} امید ریاضی ولتاژ باس‌های بار

مهم‌ترین چالش‌های بهره‌برداری و برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت تبدیل شده است (Li, 2014). زیربنای ارزیابی ریسک، کمی نمودن ریسک می‌باشد. شاخص ریسک باید ترکیبی از پیامد و احتمال باشد. پیامد روش اصلی اندازه‌گیری ریسک شبکه می‌باشد. یعنی اگر انحرافی رخ ندهد، شبکه در ریسک قرار نمی‌گیرد. همچنین برد ریسک از احتمال ایجاد تخطی از قیود بهره‌برداری قابل محاسبه است. شرط یک شاخص ریسک مناسب پیروی از معیار انسجام است. آرتزرن دچهار شرط مهم برای انسجام شاخص ریسک بیان نمود (Danielsson, 2011):

- ۱- یکنواختی: هرچه احتمال خروج و یا پیامد پیشامد بیشتر باشد، ریسک نیز باید بیشتر گردد.
- ۲- تغییرناپذیری انتقال: اگر خروج تجهیز باعث ایجاد تخطی از قیود بهره‌برداری نگردد، هرچند محتمل باشد، ریسک برای آن بی‌معنی است.
- ۳- همگنی مثبت: اگر پیامد خروج دو تجهیز با احتمال وقوع یکسان مشابه افزایش یا کاهش پیدا کند، ریسک محاسباتی هم باید یکسان تغییر نماید و بالعکس.



شکل (۵): فلوچارت الگوریتم پیشنهادی

می‌باشد که بعد از برنامه‌ریزی باید در محدوده مجاز قرار گیرد. قید رابطه (۱۴) محدودیت امید ریاضی مگاولت آمپر توان عبوری از خطوط است که باید کمتر از حد مجاز باشد. قیود (۱۵) و (۱۶) به ترتیب محدودیت P_{Gi} و Q_{Gi} توان اکتیو و راکتیو تولیدی واحدهای نیروگاهی، (۱۷) محدودیت تپ ترانسفورمرها Tap_i ، قید (۱۸) محدودیت توان راکتیو جبران سازها می‌باشد. قید (۱۹) اطمینان ایجاد می‌کند که در سناریوهای مختلف ناپایداری ولتاژ در شبکه رخ ندهد. Q_W^{min} و Q_W^{max} حد بالا و پایین توان راکتیو واحد بادی، PF_{tag}^{max} و PF_{lead}^{max} حد بالای ضریب قدرت پیش‌فاز و پس‌فاز و P_W^S توان تولیدی واحد بادی در سناریو S می‌باشد.

قیود (۲۰) و (۲۱) محدودیت تولید توان اکتیو و راکتیو نیروگاه بادی می‌باشند. حدود توان راکتیو واحد بادی از روابط (۲۲) و (۲۳) قابل محاسبه است.

مقادیر قیودی که به صورت امید ریاضی محاسبه می‌شوند ممکن است در برخی سناریوها کمی از حد مجاز خارج شوند. با توجه به احتمال رخ داد هر سناریو، این تخطی ریسکی را ایجاد می‌نماید. بهره‌برداران با تقبل این ریسک امکان استفاده بهتر از منابع را فراهم می‌آورند. همچنین با قبول آن امکان گسترش فضای جستجو برای الگوریتم بهینه‌سازی ایجاد می‌شود. اگر ریسک تخطی از قیدی زیاد باشد، مقدار امید ریاضی آن از محدوده مجاز خارج می‌گردد. در آن صورت آن متغیر تصمیم مشمول اعمال ضریب جریمه می‌گردد. بعد از فرمول نویسی مسئله به عنوان یک مسئله بهینه‌سازی دو هدفه فنی-اقتصادی غیرقطعی، از الگوریتم بهینه‌سازی تکاملی SPEA-II به منظور یافتن جبهه پارتو استفاده می‌شود. سپس روش تصمیم‌گیری فازی پاسخ غالب را برمی‌گزیند. فلوچارت نمایش داده شده در شکل (۵) مراحل روش پیشنهادی در این مقاله را نمایش می‌دهد. بعد از وقوع هر پیشامد، الگوریتم بررسی یکپارچگی شبکه^۲ (NCC) انجام می‌شود. این الگوریتم به منظور شناسایی باس‌های ایزوله شده از همگرایی الگوریتم پخش توان نیوتن-رافسون جلوگیری می‌نماید. شکل (۶) فلوچارت مراحل انجام این الگوریتم را نمایش می‌دهد.

۲-۱- شاخص ریسک شبکه

رفتار احتمالاتی، منشأ ریسک در سیستم‌های قدرت می‌باشد (Li, 2012). ارزیابی ریسک، امروزه به یکی از

^۲ Network Connectivity Check

مقدار شاخص L برای باس در هر سناریو می‌باشد که از رابطه (۱) محاسبه می‌گردد. π_s احتمال هر سناریو است که از جدول (۲) قابل استخراج است. بایان محاسبات بر حسب درصد، $RISK_s$ عددی بین ۰ تا ۱۰۰ می‌باشد. از قواعد ۱ تا ۳ آرتزرن مشخص است که رابطه ریسک با پیامد رابطه مستقیم است. شرایطی را فرض کنید که FOR تجهیز ۰ بوده اما خروج آن پیامد قابل توجهی در شبکه داشته باشد، از آنجاکه حفظ امنیت سیستم قدرت مهم‌ترین وظیفه راهبران شبکه می‌باشد، آن‌ها در چنین شرایطی ریسک ۰ را برای این پیشامد نمی‌پذیرند. لذا در این مقاله ارتباط احتمال وقوع (FOR) با ریسک با استفاده از تابع نمائی مدل شده است. رابطه (۲۶) شاخص پیشنهادی را ارائه می‌دهد.

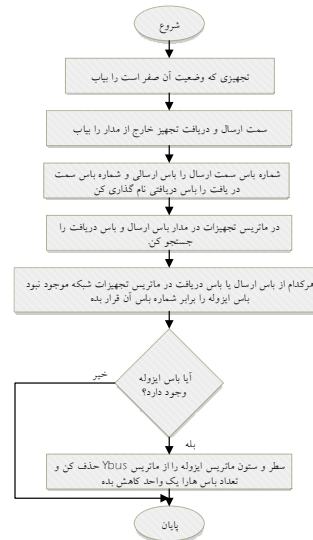
$$Risk_c = \alpha L_{index} * e^{\beta FOR} \quad (26)$$

α و β ضرایب وزنی به منظور نرمال نمودن شاخص و همچنین اهمیت نسبی هر کدام از پیامد و احتمال می‌باشند. $Risk_c$ ، ریسک محاسبه شده در اثر هر پیشامد می‌باشد. این شاخص با شروط ذکر شده توسط آرتزرن سازگار است و هنگامی که FOR صفر باشد، برد آن به اندازه اهمیت نسبی پیامد مؤثر می‌باشد. برای محاسبه ضرایب وزنی فرض کنید که برد ریسک بین ۰ تا ۱۰۰ درصد باشد. امید ریاضی شاخص L نیز بین ۰ تا ۱۰۰ درصد قابل تغییر است. اطلاعات مربوط به FOR شبکه در ضمیمه آورده شده است. حداکثر مقدار FOR در شبکه مورد مطالعه ۱۰ درصد می‌باشد. با فرض اینکه در حداکثر مقدار شاخص L و FOR، شاخص ریسک نیز باید حداکثر باشد، داریم:

$$100 = 100\alpha * e^{10\beta} \quad (27)$$

با تعیین ضریب وزنی پیشامد، می‌توان ضریب وزنی احتمال را محاسبه نمود. در این مقاله اهمیت نسبی هر کدام ۵۰ درصد در نظر گرفته شده است. لذا $\alpha = 0/5$ و $0/693 = \beta$ محاسبه می‌شود. این مقدار برای حداکثر مقدار شاخص ریسک، پیامد و احتمال بدست آمده است. با توجه به ماهیت نمائی تأثیر احتمال در شاخص ریسک معرفی شده، هرچه احتمال وقوع پیشامد بیشتر باشد، وزن آن در ریسک شبکه بزرگ‌تر می‌شود. این موضوع با معیارهای بهره‌برداری شبکه سازگار است. به منظور نرمال نمودن شاخص، $0/1005 = \alpha$ در نظر گرفته می‌شود. رابطه (۲۸) شاخص نهایی محاسبه ریسک ناپایداری ولتاژ برای هر باس در این مقاله ارائه می‌دهد.

$$Risk_c = 0/005 * Risk_s * e^{0/0693*FOR} \quad (28)$$



شکل (۶): فلوچارت الگوریتم بررسی یکپارچگی شبکه

۴- جمع پذیری: اگر مجموع ریسک کل شبکه مدنظر باشد، بزرگ‌ترین ریسک محاسبه شده بین تجهیزات شبکه، ریسک شبکه در نظر گرفته می‌شود و نباید ریسک تک تک تجهیزات را باهم جمع نمود.

معیارهای معمول مانند آنچه در (Li, 2014) ارائه شده است، از حاصل ضرب پیامد در احتمال برای سنجش کمی ریسک استفاده می‌کنند. در شبکه‌های قدرت، احتمال خروج تجهیزات از سابقه قبلی و توسط نرخ خروج اضطراری محاسبه می‌شود. ممکن است در بازه مطالعه، تجهیزاتی خروج اضطراری نداشته باشد. در این صورت با توجه به غیرقابل پیش‌بینی بودن پیشامدهای تصادفی، ریسک طبق معیار ذکر شده در (Li, 2014) صفر می‌گردد که از دید بهره‌برداری قابل قبول نمی‌باشد. در واقع ریسک صفر نه وجود دارد و نه قابل حصول است زیرا که پیشامدهای تصادفی غیرقابل کنترل می‌باشند. مگر آنکه پیشامد، پیامدی به همراه نداشته باشد. لذا در این مقاله، بر اساس معیارهای ذکر شده توسط آرتزرن، شاخص ریسک جدیدی ارائه گردیده است. برای محاسبه این شاخص ریسک ابتدا امید ریاضی شاخص L برای ۱۵ سناریو جدول (۳) محاسبه می‌شود.

$$RISK_s = \sum_{i=1}^{15} L_i * \pi_s \quad (25)$$

که در آن، $RISK_s$ ریسک ناپایداری ولتاژ می‌باشد. این شاخص در واقع امید ریاضی وقوع ناپایداری ولتاژ است. L_i

۴-۱- الگوریتم بهینه‌سازی SPEA-II و روش

تصمیم‌گیری فازی

مسئله ORPD مطرح‌شده در این مقاله از نوع چند هدفه می‌باشد که توابع هدف به‌طور هم‌زمان بهینه‌شده و پاسخ‌های نا مغلوب توسط الگوریتم بهینه‌سازی پیدا می‌شوند. در واقع مسئله بهینه‌سازی چند هدفه بهینه‌سازی توابع اهداف متناقض می‌باشد که بهبود در یکی بدون بدتر نمودن شرایط دیگری امکان ندارد. الگوریتم بهینه‌سازی پاسخ‌های نا مغلوب را می‌یابد که به آن جبهه پارتو گویند. الگوریتم‌های تکاملی برای یافتن جبهه پارتو در مسائلی که حل آن‌ها توسط روش‌های دقیق مشکل است، به الگوریتم‌های رایجی تبدیل‌شده‌اند (Garcia et al., 2019). این الگوریتم‌ها در قیاس با روش‌های دقیق دارای مزایای مانند: سازگاری با توابع هدف و قیود غیرخطی و یافتن جبهه پارتو بدون وجود اطلاعات اولیه از تابع هدف می‌باشند. از معروف‌ترین این الگوریتم‌ها، SPEA-II می‌باشد. این الگوریتم توسط زیتلر و همکاران در سال ۲۰۰۱ معرفی شد. این الگوریتم به دنبال ایرادات گرفته‌شده به الگوریتم SPEA-I معرفی گردید (Zitler et al., 2001). مراحل انجام الگوریتم به شرح زیر است:

- ۱- ایجاد جمعیت اولیه (جمعیت اولیه شامل متغیرهای تصمیم می‌باشد)
- ۲- محاسبه توابع هدف برای تمامی جمعیت اولیه
- ۳- ایجاد آرشیو خالی
- ۴- تعیین اعضای نا مغلوب
- ۵- اگر تعداد اعضای نا مغلوب از حداکثر مقدار آرشیو بیشتر است، آن را کاهش دهید و اگر کمتر است از بین اعضای مغلوب آرشیو را تکمیل نمایید
- ۶- محاسبه قوت پارتو برای جمعیت موجود در آرشیو
- ۷- با استفاده از روش تورنمنت انتخاب والدین برای ایجاد جمعیت جدید
- ۸- تشکیل نسل جدید با استفاده از ایجاد فرزندان
- ۹- عمل جهش در جمعیت جدید
- ۱۰- تکرار مراحل تا رسیدن به معیار خاتمه

نتیجه نهایی الگوریتم بهینه‌سازی SPEA-II ایجاد جمعیتی از اعضای نا مغلوب و جبهه پارتو می‌باشد. بعد از انجام محاسبات برای جمعیت اولیه، مراحل ۳ تا ۱۰ الگوریتم انجام و در صورت رسیدن به معیار خاتمه نتایج نهایی چاپ

هرزمان که میزان پیامد ناشی از پیشامد ۰ باشد، مقدار شاخص ریسک نیز صفر می‌گردد. اما در صورت صفر بودن احتمال وقوع پیشامد، جزء نمایی ۱ شده و مقدار شاخص به اندازه اهمیت نسبی بخش پیامد محاسبه می‌شود. در نهایت شاخص ریسک شبکه و با در نظر گرفتن معیار چهارم ذکرشده از رابطه (۲۹) محاسبه می‌شود:

$$F_1 = \max(\max(RISK_C) \text{ و } RISK_S^{Base-case}) \quad (29)$$

که در آن، $RISK_S^{Base-case}$ مقدار امید ریاضی شاخص ناپایداری ولتاژ در حالت پایه یا حالتی که تجهیز از مدار خارج نشده است، می‌باشد. از این شاخص به منظور رتبه‌بندی پیشامدها نیز می‌توان استفاده نمود.

۳-۱- تلفات

تلفات در شبکه‌های قدرت به دلیل فلوی جریان و مقاومت خطوط انتقال و تجهیزات ایجاد می‌شود. تلفات باعث افزایش هزینه‌های بهره‌برداری شده و همچنین نیاز به سرمایه‌گذاری را افزایش می‌دهد (Jazaeri et al., 2013). کاهش تلفات سیستم یکی از معمول‌ترین اهداف در بخش توان بهینه شبکه‌های قدرت می‌باشد. مقدار تلفات را می‌توان از اختلاف تولید توان اکتیو و مصرف آن بدست آورد:

$$P_{loss} = P_G + P_W - P_L \quad (30)$$

مقدار مورد انتظار تلفات در سناریوهای مختلف از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$F_2 = P_{loss} = \sum_{i=1}^{15} (P_G^i + P_W^i - P_L^i) * \pi_s^i \quad (31)$$

P_G^i توان تولیدی واحدهای نیروگاهی در سناریو i می‌باشد، P_W^i تولید نیروگاه بادی در سناریو i و P_L^i توان مصرفی شبکه در سناریو i می‌باشد. بعد از وقوع هر پیشامد وظیفه بهره‌بردار شبکه برگرداندن هرچه سریع‌تر حالت بهره‌برداری نرمال به شبکه است. لذا، تلفات شبکه برای هر متغیر تصمیم در حالت نرمال بهره‌برداری محاسبه می‌شود و آنالیز پیشامد در آن دخیل نمی‌باشد. اما زمان بازگرداندن تجهیز به شبکه تابع عوامل مختلفی مانند شدت حادثه رخ داده، نوع عملکرد تجهیز حفاظتی و گزارش اپراتورهای پست از وضعیت آب و هوایی و خود تجهیز می‌باشد. برخی تجهیزات بلافاصله بعد از خروج به مدار بازگردانده می‌شوند و برخی نیاز به بازدید و یا تعمیر توسط گروه‌های تعمیراتی دارند.

در سناریو اول عدم قطعیت‌های شبکه در نظر گرفته نشده‌اند. در این سناریو کارایی الگوریتم SPEA-II در حل مسئله OPRD با مقایسه نتایج مقاله با مراجع مختلف سنجیده می‌شود. سناریو دوم عدم قطعیت تولید نیروگاه بادی و پیش‌بینی بار را در OPRD بررسی می‌نماید. وقوع پیشامدها می‌تواند باعث ایجاد ناپایداری ولتاژ گردد و یا حاشیه پایداری ولتاژ را کاهش دهد لذا وقوع این پیشامدها باید در مسائل برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت لحاظ گردد. اما وقوع پیشامدهای خروج تجهیزات در شبکه‌های قدرت امری تصادفی است و با عدم قطعیت همراه است. سناریو سوم OPRD را با عدم قطعیت موجود در پیشامدها، تولید نیروگاه بادی و پیش‌بینی بار بررسی می‌نماید. در سناریو چهارم اثر مکان منبع تجدید پذیر بر شبکه بررسی می‌شود.

شبکه تغییر یافته IEEE-30 باس نشان داده شده در شکل (۷) در شامل ۶ ژنراتور، ۴۱ خط انتقال ۴ ترانسفورمر و ۹ جبران ساز موازی می‌باشد. تپ ترانسفورمرها از ۰/۹ تا ۱/۱ پروینت تغییر می‌نماید. واحد بادی به منظور مقایسه نتایج با مراجع دیگر، بر روی باس شماره ۲۰ با حداکثر توان ۵۶ مگاوات قرار گرفته است.

۲-۱- سناریو اول

در این سناریو عدم قطعیت‌های شبکه قدرت در نظر گرفته نشده و نیروگاه بادی نیز به شبکه متصل نگردیده است. این سناریو به منظور مقایسه نتایج با مراجع دیگر ارائه شده است. توابع $F1$ و $F2$ به ترتیب حداقل نمودن شاخص L و تلفات می‌باشد. در جدول (۴) مقادیر دو تابع قبل از بهینه‌سازی و بازه تغییرات آن‌ها در جبهه پارتو و توابع متناظر با پاسخ غالب را ارائه می‌دهد. همان‌طور که از نتایج مشخص است برای پاسخ غالب، شاخص L نسبت به قبل از بهینه‌سازی ۱۰/۵٪ درصد بهبود یافته است. همچنین تلفات شبکه ۴۵٪ کاهش یافته است. لذا الگوریتم پیشنهادی در این سناریو ضمن افزایش حاشیه پایداری ولتاژ، تلفات شبکه را نیز کاهش داده است. این موضوع به دلیل استفاده بهینه از منابع مگاوازی شبکه به پیرو آن فلولی بهینه توان در شبکه می‌باشد.

همان‌طور که بیان شد این سناریو به منظور مقایسه نتایج با منابع دیگر ارائه شده است. جدول (۵) نتایج قیاس آورده شده است. همان‌طور که از جدول (۵) مشخص است، الگوریتم SPEA-II در قیاس با مراجع نتایج بهتری را در زمینه کمینه نمودن توابع بدست آورده است. اما با اعمال

می‌شود. بعد از حصول معیار خاتمه الگوریتم SPEA-II، جبهه پارتو شامل تعداد اعضای غیر مغلوب بدست می‌آید. برای اجرای نتایج OPRD در شبکه لازم است یک پاسخ به عنوان پاسخ غالب از بین جبهه پارتو انتخاب گردد. روش تصمیم‌گیری فازی در این مقاله برای این منظور استفاده شده است. در روش تصمیم‌گیری فازی برای هر عضو جبهه پارتو یک تابع عضویت مطابق (۳۲) در نظر گرفته می‌شود:

$$\mu_p = \begin{cases} 1 & f_p \leq f_{min} \\ \frac{f_p - f_{max}}{f_{min} - f_{max}} & f_{min} \leq f_p \leq f_{max} \\ 0 & f_p \geq f_{max} \end{cases} \quad (32)$$

μ_p دار تابع عضویت p امین عضو جبهه پارتو، مقدار تابع هدف p امین عضو جبهه پارتو و f_{min} و f_{max} به ترتیب حداکثر و حداقل مقدار تابع هدف در جبهه پارتو می‌باشد. مقدار تابع عضویت بین ۰ تا ۱ تغییر می‌نماید. بعد از محاسبه مقدار تابع عضویت با استفاده از روش حداقل-حداکثر پاسخ بهینه انتخاب می‌شود.

۲- نتایج شبیه‌سازی

کارایی برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو امنیت مقید غیرقطعی پیشنهادی در این مقاله، بر روی شبکه استاندارد IEEE-30 باس آزمایش شده است. برای این منظور ۳ سناریو مختلف طراحی گردیده تا در حالات مختلف، کارایی الگوریتم به اثبات برسد. در یک سناریو دیگر اثر نزدیکی یا دوری منبع تجدید پذیر به مرکز بار شبکه بررسی شده است. این ۴ سناریو شامل:

۱- OPRD معین بدون وقوع پیشامدها و اتصال نیروگاه بادی

۲- OPRD غیرقطعی بدون وقوع پیشامدها و با وجود عدم قطعیت نیروگاه بادی و پیش‌بینی بار

۳- OPRD غیرقطعی با در نظر گرفتن عدم قطعیت پیشامدها، تولید نیروگاه بادی و پیش‌بینی بار

۴- بررسی اثر دور یا نزدیک بودن منبع تجدید پذیر به مرکز بار شبکه

۲-۲- سناریو دوم

در این سناریو نیروگاه بادی و پیش‌بینی نیاز مصرف مطابق جدول (۲) مدل شده‌اند. جدول (۶) مقادیر امید ریاضی توابع هدف محاسبه‌شده به همراه پاسخ غالب برای جبهه پارتو را در این سناریو نمایش می‌دهد. برای پاسخ غالب تلفات شبکه ۴/۸ مگاوات و شاخص L شبکه ۰/۱۱۰۷ می‌باشد.

اگر تولید نیروگاه بادی با مقدار مورد انتظار آن که از (۳۲) محاسبه می‌شود جایگزین شود، مقدار شاخص L و تلفات به ترتیب ۰/۱۰۷۰۷ و ۳/۸۴ مگاوات می‌شود.

$$EP_{genwind} = \sum_{i=1}^5 P_i \pi_{wi} = 29/2 \text{ MW} \quad (33)$$

همان‌طور که از نتایج جدول (۵) و نصب نیروگاه بادی با توان ۲۹ مگاوات مشخص است، اتصال نیروگاه بادی در محل نزدیک مصرف‌کننده‌ها افزایش حاشیه پایداری ولتاژ و کاهش تلفات را به همراه داشته است. اما وجود عدم قطعیت در تولید بادی و مصرف باعث کاهش حاشیه پایداری ولتاژ و افزایش تلفات به میزان به ترتیب ۳/۴٪ و ۲۵٪ شده است. مقدار ارزش اطلاعات دقیق (Expected Value of Perfect Information)

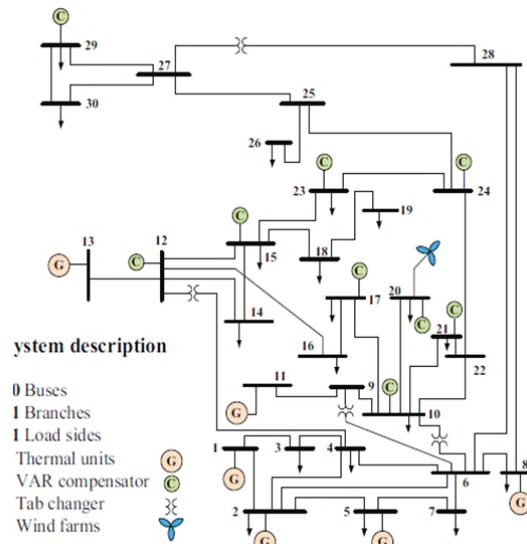
که بیانگر اهمیت داشتن اطلاعات دقیق در موضوع‌های غیرقطعی است، برای پاسخ غالب در تابع هدف تلفات، با مقایسه تلفات در این سناریو و سناریو قبلی ۱ مگاوات محاسبه می‌شود. این شاخص از اختلاف بین برنامه‌ریزی غیرقطعی و قطعی محاسبه می‌شود (Brige et al., 2010). همچنین الگوریتم در شرایط وجود عدم قطعیت نیز حاشیه پایداری ولتاژ را افزایش و تلفات سیستم را هم‌زمان کاهش داده است. اما وقوع پیشامدها همچنان می‌تواند کاهش حاشیه ناپایداری ولتاژ را به همراه داشته باشد.

شکل (۹) مقدار شاخص L را در سناریوهای مختلف باد و بار هنگام خروج خط ۳-۴ نمایش می‌دهد. همان‌طور که مشخص است، در برخی سناریوها شاخص L از ۱ فراتر رفته است که به معنی وقوع ناپایداری ولتاژ می‌باشد.

۲-۳- سناریو سوم

در این سناریو تمامی عدم قطعیت‌ها در نظر گرفته شده است. برای محاسبه شاخص ریسک از رابطه (۲۹) استفاده شده است. در این سناریو، الگوریتم مورد استفاده مشابه فلوجارت نمایش داده شده در شکل (۵) می‌باشد. همچنین الگوریتم نمایش داده شده در شکل (۶) به منظور بررسی یکپارچگی شبکه مورد استفاده واقع شده است. نیروگاه بادی و پیش‌بینی نیاز مصرف مطابق جدول (۳) مدل شده-

متغیرهای تصمیم بهینه در این سناریو در شبکه، خروج خط باس ۳ به ۴ به عنوان پیشامد، شاخص ریسک از ۰/۱ به ۰/۶۰۷۸ افزایش می‌یابد. وقوع این پیشامد کاهش حاشیه پایداری ولتاژ به مقدار ۵۰٪ را برای باس شماره ۳ در پی دارد. شکل (۸) تغییرات شاخص را برای باس ۳ و تمامی ۴۶ پیشامد ممکن در این سناریو نمایش می‌دهد. همان‌طور که مشخص است، حاشیه پایداری ولتاژ در اثر وقوع پیشامدها به شدت کاهش می‌یابد.



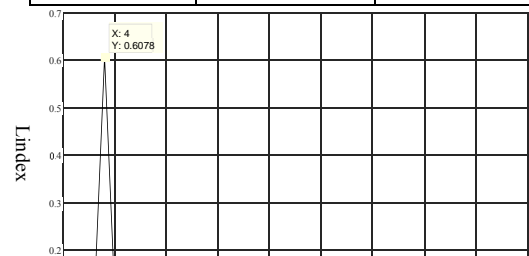
شکل (۷): شبکه تغییر یافته ۳۰- IEEE باس

جدول (۴): نتایج بدست آمده در سناریو ۱

	F1	F2 (MW)
قبل از بهینه‌سازی	۰/۱۲۵۷	۵/۶
بعد از بهینه‌سازی	۰/۱۱۲۳۶ - ۰/۱۱۱۰۸	۴/۴۲۰۶ - ۳/۷۶۱۹
پاسخ غالب	۰/۱۱۲۵۰۸	۳/۸۵۴۹

جدول (۵): مقایسه نتایج با منابع دیگر

مرجع	حداقل شاخص L بدست آمده	حداقل تلفات بدست آمده (P.U)
روش پیشنهادی مقاله	۰/۱۱۱۰۸۷	۰/۰۳۸۱۸۲
[۲]	۰/۱۱۷۶	۰/۰۴۲۸
[۲۷]	۰/۱۱۱	۰/۰۴۴۰۸۶
[۲۸]	۰/۱۲۷۳	۰/۰۵۱۷۴
[۲۹]	۰/۱۲	۰/۰۴۹۵۱



شکل (۸): شاخص L برای باس شماره ۳ در سناریو اول در

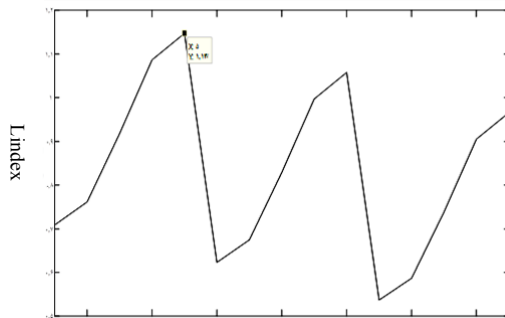
پیشامدهای مختلف

شماره پیشامد

برنامه‌ریزی بر اساس پیشامد به‌تنهایی، ممکن است هزینه‌های بهره‌برداری را افزایش داده و نتایج برنامه‌ریزی با معیارهای عملی بهره‌برداری سازگاری نداشته باشند. این موضوع به خصوص در قیاس دو پیشامد که پیامد نزدیک به هم دارند اما احتمال رخداد متفاوت، اهمیت بیشتری می‌یابد.

جدول (۹): نتایج بدست آمده در سناریو ۲

	F1	F2 (MW)
قبل از بهینه‌سازی	۰/۱۱۸۲	۵/۲۹
بعد از بهینه‌سازی	۰/۱۱۰۶۳ - ۰/۱۱۵۲	۴/۸۱۹ - ۴/۵۸۴
پاسخ غالب	۰/۱۱۰۷	۴/۸۱۱



شماره سناریو

شکل (۹): شاخص L برای باس شماره ۳ در سناریوهای مختلف و طی خروج خط ۳-۴

جدول (۶): جبهه پارتو در سناریو سوم

شماره پاسخ	تابع اول	تابع دوم (مگاوات)
۱	۰/۴۰۸۲	۴/۹۱
۲	۰/۴۱۱۵	۴/۵۲
۳	۰/۴۱۰۷	۴/۵۵
۴	۰/۴۰۸۰	۵/۰۹
۵ (پاسخ غالب)	۰/۴۱۰۵	۴/۵۵
۶	۰/۴۱۰۷	۴/۵۵
۷	۰/۴۱۱۵	۴/۵۲
۸	۰/۴۱۱۲	۴/۵۳
۹	۰/۴۱۱۵	۴/۵۳
۱۰	۰/۴۱۲۷	۴/۵۱

جدول (۷): نتایج بدست آمده در سناریو ۳

	F1	F2 (MW)
قبل از بهینه‌سازی	۰/۴۸	۵/۲۹
بعد از بهینه‌سازی	۰/۴۱۰۵	۴/۵۵

اند. جدول (۱۰) ضمیمه اطلاعات نرخ خروج اضطراری تجهیزات را نمایش می‌دهد. در جدول (۶) توابع هدف جبهه پارتو در این سناریو آورده شده است. تلفات در حالت پایه بهره‌برداری محاسبه می‌شود. پاسخ غالب، شماره ۵ می‌باشد. جدول (۷) توابع هدف را قبل از بهینه‌سازی و بعد از بهینه‌سازی برای پاسخ غالب نمایش می‌دهد. همان‌طور که از جدول (۷) مشخص است، شاخص ریسک ناپایداری ولتاژ شبکه به مقدار ۱۴/۵ درصد کاهش یافته است. همچنین تلفات شبکه نیز ۱۴ درصد کاهش داشته است. این موضوع به دلیل استفاده بهینه از منابع راکتیو شبکه رخ داده است. جدول (۸) متغیرهای تصمیم بهینه را برای پاسخ غالب نمایش می‌دهد.

کاهش تلفات و افزایش حاشیه پایداری ولتاژ به دلیل استفاده بهینه از منابع راکتیو و کنترل بهینه فلوی توان شبکه رخ داده است. این موضوع به معنی افزایش استفاده از منابع راکتیو نمی‌باشد چراکه ذخیره فنی توان راکتیو شبکه که از تفاوت توان راکتیو تولیدی واحدها با حداکثر مقدار قابل تولید آن‌ها محاسبه می‌شود، از مقدار ۳/۳۹ پریونیت قبل از بهینه‌سازی به ۴/۴۹ پریونیت بعد از بهینه‌سازی برای پاسخ غالب افزایش یافته است.

این موضوع باعث بهبود قابلیت کنترل ولتاژ در شرایط عادی بهره‌برداری و در مواجهه با حوادث شبکه می‌شود.

بعلاوه بر اساس شاخص ریسک معرفی شده، می‌توان پیشامدهای شبکه را رتبه‌بندی نمود. بعد از اعمال متغیرهای تصمیم بهینه در شبکه این رتبه‌بندی انجام شده و در جدول (۹) ۵ پیشامد شدیدتر آورده شده است. همچنین نتایج با شاخص ارائه شده توسط مرجع (Li, 2014) مقایسه شده است. همان‌طور که از نتایج مشخص است، شدیدترین پیشامد از لحاظ حاشیه پایداری ولتاژ، پیشامد خروج خط ۳ به ۴ می‌باشد. از جدول (۱۰) احتمال وقوع این پیشامد صفر می‌باشد لذا شاخص ریسکی که از حاصل ضرب پیامد در احتمال وقوع محاسبه گشته است، مقدار ریسک را صفر محاسبه می‌کند.

این پیشامد حاشیه پایداری ولتاژ را به شدت کاهش می‌دهد. لذا از دید بهره‌برداری نادیده گرفتن آن، منطقی نمی‌باشد. هرچند این پیشامد سابقه وقوع نداشته است، اما افزایش عمر تجهیزات، عوامل محیطی و... می‌توانند باعث وقوع پیشامدها شوند. لذا عدم وقوع پیشامد تا لحظه برنامه‌ریزی، نمی‌تواند ضمانت نماید که این پیشامد هرگز رخ نمی‌دهد. از طرفی،

جدول (۹): مقایسه نتایج شاخص ریسک با مرجع [۲۲]

شاخص ریسک	شاخص پیشنهادی	شاخص مرجع [۲۲]	باس متأثر از پیشامد	Lindex
خط ۳-۴	۰/۴۱۰۵	۰	۳	۰/۱۸۲
خط ۲۴-۲۵	۰/۳	۰/۰۰۱	۳۰	۰/۵۹۲
خط ۲۲-۲۴	۰/۲۷۳۳	۰/۰۲۰	۲۹	۰/۳۷
خط ۶-۷	۰/۲۶۶	۰/۰۲۶	۷	۰/۳۶۷
خط ۱۹-۲۰	۰/۲۵۰۱	۰/۰۱۹	۲۰	۰/۳۴

۲-۴- سناریو چهارم

در این سناریو محل نصب نیروگاه بادی در شبکه تغییر داده شده و اثر آن بر حاشیه پایداری ولتاژ و تلفات شبکه بررسی می‌شود. باس‌های کاندید جدید باس‌های شماره ۴ و ۲۸ می‌باشند (فرض شده است شرایط احداث نیروگاه بادی در این پست‌ها وجود دارد). به منظور بررسی اثر عدم قطعیت نیروگاه بادی، اثر پیشامدها و عدم قطعیت آن‌ها لحاظ نشده است. لذا مبتنی بر سناریو دوم نتایج آورده شده و باهم قیاس گردیده است. این باس‌ها از مرکز بار شبکه دورتر می‌باشند. جدول (۱۰) نتایج را نمایش می‌دهد.

همان‌طور که از نتایج مشخص است، نصب نیروگاه بادی در مرکز بار (باس ۲۰) نسبت به باس ۲۸ باعث کاهش حاشیه پایداری ولتاژ شده است. دلیل این موضوع پایین‌تر بودن حاشیه پایداری ولتاژ در باس‌های انتهایی شبکه ۳۰-IEEE باس می‌باشد. باس‌های انتهایی با خطوط بلندتر به شبکه متصل شده‌اند. اتصال نیروگاه بادی با حمایت ولتاژی که ایجاد می‌نماید همچنین کاهش فلولی توان به سمت این باس‌ها، افزایش حاشیه پایداری در آن‌ها را در پی دارد. اما این موضوع باعث افزایش تلفات شبکه شده است. اتصال نیروگاه بادی به باس شماره ۴، کاهش حاشیه پایداری ولتاژ را در شبکه ۳۰-IEEE باس را به همراه دارد. چراکه نیروگاه از مرکز بار و همچنین از باس‌های با حاشیه پایداری کم، دور شده است. تلفات شبکه در این حالت کاهش یافته است. این موضوع می‌تواند به دلیل تغییر فلولی توان باشد.

جدول (۱۰): نتایج بدست آمده در سناریو ۴ با در نظر

گرفتن عدم قطعیت نیروگاه بادی

شماره باس محل نصب نیروگاه بادی	Lindex	تلفات (مگاوات)
۲۰	- ۰/۱۱۵۲ ۰/۱۱۰۶۳	۴/۵۸ - ۴/۸۱
۲۸	- ۰/۱۰۷ - ۰/۱۰۸	۵/۵ - ۷/۸
۴	- ۰/۱۲۶۸ - ۰/۱۳	۴/۰ - ۴/۱

همچنین با استفاده از شاخص پیشنهادی خروج خط ۲۰-۱۹ با آنکه پیامد بیشتری دارد، اما دو برابر بودن احتمال وقوع پیشامد خروج خط ۶ به ۷ ریسک بالاتری برای آن را محاسبه نموده است. این در حالی است که پیامد خروج خط ۱۹-۲۰ فقط ۲۷ درصد بیشتر از خط ۶-۷ می‌باشد. از دید بهره‌برداری دو برابر بودن احتمال رخداد پیشامد خروج خط ۶-۷ اهمیت بیشتری دارد چراکه در شیفت‌های کاری بیشتر تجربه شده است. شاخص نیز این پیشامد را در رتبه بالاتری قرار داده است که با معیارهای عملی و بهره‌برداری سازگارتر است.

همان‌طور که قبلاً بیان شد، الگوریتم پیشنهادی ریسک ناپایداری ولتاژ و همچنین تلفات را در شبکه کاهش داده است و این اتفاق با استفاده بهینه از منابع راکتیو انجام شده است. خروج خط ۳ به ۴ نیز بیش‌ترین ریسک را در شبکه ایجاد می‌نماید. فلولی توان راکتیو قبل و بعد از بهینه‌سازی در این خط از ۸/۸ به ۲/۹ مگاوار کاهش می‌یابد و بارگذاری این خط نیز به میزان ۴۸ درصد کاهش می‌یابد. این موضوع پیامد خروج این خط در شبکه را کاهش داده است.

جدول (۸): متغیرهای تصمیم بهینه برای پاسخ غالب در

سناریو سوم

متغیر تصمیم ژنراتورها	پریونیت
Vg1	۰/۹۹۴۳
Vg2	۰/۹۸۹۵
Vg5	۰/۹۸۹
Vg8	۰/۹۹۴۷
Vg11	۰/۹۸۶۶
Vg13	۰/۹۶۹
متغیر تصمیم ترانسفورمرها	پریونیت
T6-9	۰/۹۹۶۳
T6-10	۰/۹۶۳۶
T4-12	۰/۹۹۱۴
T28-27	۱/۰۲۰۵
متغیر تصمیم جبران سازه‌های موازی	مگاوار
Q10	۱۳/۳۹
Q12	۲/۱۵۲
Q15	۵/۲۱۸
Q17	۱/۴۲۸
Q20	۱۱/۱۲۲
Q21	۹/۱۲۸
Q23	۴/۷۶
Q24	۸/۵۰۲
Q29	۸/۳۰۲

۱- نتیجه‌گیری

با استفاده از برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو می‌توان حاشیه پایداری ولتاژ در شبکه را افزایش و تلفات سیستم را کاهش داد. گسترش تولیدات پراکنده در شبکه مانند نیروگاه‌های بادی، برنامه‌ریزان را الزام می‌دارد اثر این واحدها در شبکه را در نظر بگیرند. به ویژه که این واحدها توانایی تزریق توان راکتیو به شبکه را دارند. اما تولید این واحدها با عدم قطعیت همراه است. در نظر گرفتن عدم قطعیت تولیدات پراکنده و توان مصرفی شبکه، برنامه‌ریزی توان راکتیو را هرچه بیشتر به معیارهای عملی و اجرایی نزدیک‌تر می‌نماید. اما عدم در نظر گرفتن پیشامدها که عامل اصلی اکثر ناپایداری‌های ولتاژ می‌باشند، نمی‌تواند به بهره‌برداران اطمینان از اجرای برنامه‌ریزی انجام‌شده بدهد. از طرفی این پیشامدها نیز با عدم قطعیت همراه می‌باشند. در این مقاله نشان داده شد عدم مدل‌سازی آن‌ها می‌تواند احتمال ناپایداری ولتاژ در شبکه را به همراه داشته باشد.

اما در نظر گرفتن این پیشامدها بدون احتمال آن‌ها می‌تواند افزایش هزینه‌های بهره‌برداری و دوری از معیارهای عملی بهره‌برداری را به همراه داشته باشد. برای ارزیابی احتمالی پیشامدها نیاز به شاخص کمی ریسک می‌باشد. در این مقاله شاخصی جدید مطابق معیارهای عملی ارائه گردید. با استفاده از الگوریتم پیشنهادی مبتنی بر الگوریتم بهینه‌سازی SPEA-II و شاخص ریسک جدید ارائه‌شده، برنامه‌ریزی بهینه توان راکتیو امنیت مقید بر روی شبکه استاندارد IEEE-30 باسه با نصب واحد بادی در آن انجام شد. نتایج نشان داد الگوریتم و شاخص ریسک پیشنهادی ضمن کاهش ریسک ناپایداری ولتاژ و تلفات شبکه، در قیاس با مراجع کارایی بهتری را ارائه داده و با معیارهای عملی بهره‌برداری سازگارتر است.

ضمیمه:

نرخ خروج اضطراری (FOR) از رابطه ۴ قابل محاسبه است. FOR از داده‌های مربوط به گذشته تجهیزات محاسبه می‌شود و بین ۰ تا ۱ تغییر می‌نماید. برای شبکه استاندارد IEEE-30 باس این اطلاعات در دسترس نمی‌باشد. از این رو بر اساس اطلاعات شبکه سراسری برق کشور، مقادیر جدول زیر برای FOR شبکه لحاظ گردیده است.

جدول (۱۱): نرخ خروج اضطراری تجهیزات

تجهیز	FOR	تجهیز	FOR	تجهیز	FOR
۲-۱	۰/۰۵۴۷	۱۴-۱۲	۰/۰۲۵	۲۵-۲۴	۰/۰۰۲
۳-۱	۰/۰۰۱۳۸	۱۵-۱۲	۰/۰۵۸	۲۶-۲۵	۰/۰۳۳۷
۴-۲	۰/۰۰۱۵	۱۶-۱۲	۰/۰۹۱۷	۲۷-۲۵	۰/۰۱۶۲
۴-۳	۰	۱۵-۱۴	۰/۰۲۸۵	۲۷-۲۸	۰/۰۷۹۳
۵-۲	۰/۰۸۴	۱۷-۱۶	۰/۰۷۵۲	۲۹-۲۷	۰/۰۵
۶-۳	۰/۱	۱۸-۱۵	۰	۳۰-۲۷	۰/۰۵۲۸
۶-۴	۰/۰۲۸	۱۹-۱۸	۰/۰۳۸	۳۰-۲۹	۰/۰۹۶۵
۷-۵	۰/۰۲۴۳	۲۰-۱۹	۰/۰۵۶۷	۲۸-۸	۰/۰۶۰
۷-۶	۰/۱	۲۰-۱۰	۰/۰۲۵۸	۲۸-۶	۰/۰۲۶۳
۸-۶	۰/۰۳۵	۱۷-۱۰	۰/۰۰۵	G1	۰/۰۵۶۲
۹-۶	۰/۰۱۹۶	۲۱-۱۰	۰/۰۹۳۸	G2	۰/۰۷۹
۱۰-۶	۰/۰۳۵۱	۲۲-۱۰	۰/۰۷۸	G5	۰/۰۸۴۷
۱۱-۹	۰/۰۶۱۶	۲۲-۲۱	۰/۰۳۹۲	G8	۰/۰۴۴
۱۰-۹	۰/۰۴۵	۲۳-۱۵	۰/۰۱۳	G11	۰/۰۰۸
۱۲-۴	۰/۰۳۵۷	۲۴-۲۲	۰/۰۵۶۹	G13	۰/۰۵
۱۳-۱۲	۰/۰۸۴	۲۴-۲۳	۰/۰۴۷	-	-

مراجع:

- Aboreshaid, S., Billinton, R, (1999) . Probabilistic evaluation of voltage stability. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February.
- Billinton, R., Allan, R. N, (1995) .Reliability Evaluation of Power Systems, Springer. 1984 edition (December 31, 1995).
- Brige, J., Louveaux, RF, (2010) .Introduction to stochastic programming, Second Edition. Springer, ISBN 978-1-4614-0236-7.
- Danielsson, J, (2011) .Financial risk forecasting: The theory and practice of forecasting market risk with implementation in R and Matlab. John Wiley & Sons.
- Garcia S., Trinh, C. T, (2019) .Comparison of Multi-Objective Evolutionary Algorithms to Solve the Modular Cell Design Problem for Novel Biocatalysis, Processes. 7, 361., doi:10.3390/pr7060361.
- Ghaljehei, M., Soltani, Z., Lin, J., Gharehpetian, G.B., Golkar, M.A, (2019) .Stochastic multi-objective optimal energy and reactive power dispatch considering cost, loading margin and coordinated reactive power reserve management. Electric Power Systems Research 166,163-177.
- Huang, J., Li, Z., Wu, Q.H,(2019) .Fully decentralized multiarea reactive power optimization considering practical regulation constraints of devices. Electrical Power and Energy Systems 105,351-364.
- Jazaeri, M., Mokari, M, (2013) .A new Technical-Economical algorithm to improve asymmetry in system voltages by SVC. European Journal of Scientific Research, ISSN 1450-216X / 1450-202X Vol.115 No.3 December, pp.410-425.
- Jordehi, R, (2018) .How to deal with uncertainties in electric power systems? A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 96, 145-155.

- Rabiee, A., Nikkha, S., Soroudi, A., Hooshmand, E, (2016). Information gap decision theory for voltage stability constrained OPF considering the uncertainty of multiple wind farms. *IET Renewable Power Generation*, 1752-1416.
- Tianjiang, W., Matin, M., Ilya, G, (2017). Optimal Power Flow with Multi-Objective Function in Active Unbalanced Distribution. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28-Sep.
- Thukaram, D., Yesuratnam, G, (2008). Optimal reactive power dispatch in a large power system with AC-DC and FACTS controllers, generation, transmission & distribution. *IET*, VOL. 2, pp.71-81.
- Verbic, G., Gubina, F, (2004). A new concept of voltage-collapse protection based on local phasors. *IEEE Trans on Power Delivery*, 19:576-81.
- Simpson, J.W, Dorfler, F, Bullo, F, (2016). Voltage collapse in complex power grids, nature communications. feb, 10.1038/ncomms 10790.
- Zhao, B., Guo, C., Cao, Y, (2005). A Multiagent-Based particle swarm optimization approach for optimal reactive power dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1070-1078.
- Zitzler, E., Laumanns, M., Thiele, L, (2001). SPEA2: Improving the strength pareto evolutionary algorithm. *TIK-Report* 103.
- Kessel, P., Glavitsch, H, (1986). Estimating the voltage stability of a power system. *IEEE Trans on Power Delivery*:346-54.
- Knittel, M., Majumdar, N., Schneider, M., Thie, N., Moser, A, (2020). Voltage Control in Transmission Grids Considering Uncertainties of Renewable Energy Sources. 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCON).
- Kundur, P.Sh, (1994). *Power System Stability and Control*. Vol. 7, McGraw-hill New York.
- Lei, P., Wang, C., Wu, Q., Yang, M, (2021). Risk Based distributionally Robust Reral-Time Dispatch Considering Voltage Security. *IEEE Transaction on Sustainable Energy*, Volume: 12, Issue: 1, Jan.
- Li, W, (2012). *Operation Reliability of Power Systems*. Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering, October, doi.org/10.1002/047134608X.W8187.
- Li, W, (2014). *Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications*, Second Edition. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Published by John Wiley & Sons, Inc.
- Lubis, R. S., Hadi Tumiran, S. P, (2013). Optimal power flow enhancement considering contingency with allocate FACTS. *International Journal of Energy Engineering*, 3(6): 294-306.
- Menezes, V. T., Luiz da Silva, C. P., da Costa, V. F, (2003). Dynamic VAR sources scheduling for Improving voltage stability margin. *IEEE Transaction on Power Systems*, VOL. 18, NO. 2, May.
- Modarresi, J., Gholipour, E., Khodabakhshian, A, (2016). A comprehensive review of the voltage stability indices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 63,1-12.
- Mohseni-Bonab, S. M, Rabiee, A, Mohammadi Ivatloo, B, (2017). Multi-Objective optimal reactive power dispatch considering uncertainties in the wind integrated power system. *Springer international publishing*, 10.1007/978-3-319-51118-4_12, AG.
- Mokari, M., Moradi, M.H, (2020). Security Constraint Optimal Reactive Power Dispatch under uncertainty in a wind integrated power system. 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 30 September.
- Musirin, I., Khawa, T., Rahman A, (2002). Novel fast voltage stability index (FVSI) for voltage stability analysis in power transmission system. *Student Conference on Research and Development Proceedings*, Shah Alam Malaysia.
- Nojvan, M., Seyedi, H., Ivatloo, B. H, (2017). Preventive Voltage Control Scheme Considering Demand Response, Correlated Wind and Load Uncertainties. *Journal of Energy Management and Technology (JEMT)*, 13, Paper no. JEMT1705-1011.
- Rabiee, A, Parniani, M, (2009). Optimal reactive power dispatch using the concept of dynamic VAR source value. *IEEE Power & Energy society general meeting*, 1932-5517, October.