

یک روش ترکیبی اعمال اصلاحی برای جلوگیری از حوادث پی در پی در شبکه برق

اصفهان - خوزستان با استفاده از مدل OPA

سعید حسنونند^۱، امین خدابخشیان^۲، اسکندر قلی پور^۳ و مجید معظمی^۴

۱- کارشناسی ارشد، دانشکده دانشکده فنی و مهندسی - دانشگاه اصفهان - اصفهان - ایران

saeedhasanvand@gmail.com

۲- استاد، دانشکده دانشکده فنی و مهندسی - دانشگاه اصفهان - اصفهان - ایران

aminkh@eng.ui.ac.ir

۳- دانشیار، دانشکده دانشکده فنی و مهندسی - دانشگاه اصفهان - اصفهان - ایران

e.gholipour@eng.ui.ac.ir

۴- دانشکده مهندسی برق - واحد نجف آباد - دانشگاه آزاد اسلامی - نجف آباد - ایران

m_moazzami@pel.iaun.ac.ir

چکیده: با توجه به افزایش روزافزون مصرف انرژی الکتریکی، سیستم‌های قدرت امروزی در حاشیه پایداری کمتری نسبت به گذشته کار می‌کنند. وقوع خاموشی‌های بزرگ در سال‌های اخیر نشان می‌دهد که ریسک وقوع خاموشی سراسری افزایش یافته است. خطاهای پی در پی، علل اصلی وقوع خاموشی‌های بزرگ هستند. در این مقاله، یک استراتژی کنترل اعمال اصلاحی بهینه برای سیستم قدرت اصفهان - خوزستان با استفاده از مدل استاندارد خاموشی OPA ارائه شده است. در این ساختار از SSSC، جابه‌جایی تولید و بارزدایی برای جلوگیری از وقوع حوادث پی در پی و خاموشی سراسری استفاده شده است. مکان نصب بهینه SSSC به منظور حذف اضافه‌بار و بهبود پروفیل ولتاژ سیستم با استفاده از الگوریتم‌های هوشمند ژنتیک و IPSO تعیین می‌شود. نتایج شبیه‌سازی حوادث پی در پی در شبکه برق اصفهان - خوزستان، توانایی روش پیشنهادی در جلوگیری از خاموشی سراسری و تأثیر زیاد SSSC در کاهش ریسک وقوع حوادث پی در پی و بهبود پاسخ دینامیکی سیستم را نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: حوادث پی در پی، SSSC، مدل OPA، شبکه اصفهان - خوزستان، الگوریتم IPSO.

۱- مقدمه

شبکه ایجاب می‌کند که در صورت نبود عنصری از شبکه، سایر عناصر وظیفه آن را تقبل کرده و درصد بار بیشتری را تحمل می‌کنند. از این رو، گاه خروج یک عنصر و بخصوص یک خط می‌تواند باعث اضافه‌بار شدن سایر خطوط و آغازگر سناریوی حوادث پی در پی و به دنبال آن وقوع خاموشی سراسری شود [۱]. خاموشی‌های سراسری علاوه بر مشکلات اقتصاد و اجتماعی، زمینه‌ساز مشکلات سیاسی نیز هستند. در سال‌های اخیر، دنیا خاموشی‌های بزرگ و متعددی را تجربه کرده است. برای مثال، خاموشی سراسری سال ۱۹۹۶ در غرب آمریکا منجر به خاموشی ۱۱ ایالت شد. بزرگ‌ترین خاموشی تاریخ آمریکا در سال ۲۰۰۳ منجر به بی‌برق شدن ۵۰ میلیون نفر در سیستم قدرت آمریکا و کانادا

با افزایش تقاضای انرژی الکتریکی بحث پایداری و امنیت سیستم از اهمیت خاصی برخوردار است. کاهش حاشیه امنیت سیستم‌های قدرت باعث افزایش تعداد و دامنه خاموشی‌ها شده است. برقراری تعادل میان بار و تولید در

^۱ تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۲/۱۰/۲۵

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۵/۰۴/۲۰

نام نویسنده مسئول : مجید معظمی

نشانی نویسنده مسئول : ایران - اصفهان - نجف آباد - بلوار دانشگاه - دانشگاه آزاد اسلامی - واحد نجف آباد - دانشکده مهندسی برق.

است که عناصر FACTS در محاسبات پخش بار لحاظ شوند؛ بنابراین باید معادلات پخش بار با توجه به معادلات مدل‌کننده عنصر FACTS بازنویسی و اصلاح شوند. در مراجع [۱۲-۱۳] روش‌های مدل‌سازی ادوات FACTS در محاسبات پخش بار ارائه شده است. استفاده از روش‌های هوشمند یکی از ابزارهای مؤثر در حل مسئله بهینه‌سازی جایابی ادوات FACTS هستند که به‌تازگی بسیار به آن توجه شده است [۱۴-۱۵]. در [۱۶] مکان‌یابی برای TCPST, TCSC, TCVR و SVC به‌منظور پخش بار بهینه انجام شده که دو تابع هدف برای این کار در نظر گرفته شده است. حداکثر بارپذیری سیستم در بیشینه حاشیه امنیتی سیستم و حداقل هزینه کل تولید که مسئله بهینه‌سازی با استفاده از الگوریتم ازدحام باکتری^۳ (BFA) حل شده است و نتایج آن نشان می‌دهد که عملکرد حالت ماندگار سیستم قدرت به‌طور موثری بهبود یافته است. جایابی بهینه با هدف کاهش تلفات در مراجع [۱۷-۱۸] بررسی شده است. در [۱۹] از الگوریتم بهینه‌سازی زنبور عسل (BA)^۴ به‌منظور ماکزیمم کردن قدرت انتقالی موجود (ATC)^۵ و همچنین در نظر گرفتن محدودیت‌هایی مانند توان اکتیو و راکتیو ژنراتورها، حد حرارتی خطوط و ولتاژها در مکان‌یابی بهینه SVC و TCSC استفاده شده است. در این مقاله الگوریتم BA با الگوریتم ژنتیک مقایسه شده است. مزیت اصلی روش BA این است که به اطلاعاتی چون مقادیر ضریب جهش و تولید حالت‌های جدید نیاز ندارد. نتایج بر روی سیستم ۳۰ باسه، کارایی الگوریتم مدنظر را در افزایش ATC نشان می‌دهد. در پایداری گذرا شاهد تغییرات بزرگ زاویه روتور ژنراتور هستیم و ممکن است سیستم، پایداری خود را در همان نوسانات اول از دست بدهد؛ مگر آنکه از ادوات کنترلی و یا روش‌های بهبوددهنده پایداری استفاده شود؛ به‌گونه‌ای که سیستم قدرت در مقابل مجموعه‌ای از پیشامدها پایدار بماند. عناصر FACTS^۶ مبتنی بر کانورترها به دلیل پاسخ بسیار سریعی که دارند، توانایی عملکرد در چند سیکل اول بروز خطاها را دارند. در [۲۰] از سه روش هوشمند شبیه‌سازی گداخت (SA)^۷، جست‌وجوی تابو (TS)^۸ و الگوریتم ژنتیک (GA)^۹ برای تعیین مکان، سایز و انتخاب بهینه یکی از ادوات TCSC, TCVR, TCPST,

شد. در تابستان و پاییز سال ۲۰۰۳ چندین خاموشی سراسری بزرگ در اروپا از جمله انگلستان، سوئد، دانمارک و ایتالیا نیز به وقوع پیوست [۲]. با توجه به اهمیت موضوع برای مطالعه خاموشی در سیستم قدرت مدل‌های مختلفی ارائه شده است. از جمله این مدل‌ها می‌توان مدل‌های CASCADE [۳]، OPA^۱ [۴-۶]، خطای پنهان [۷]، منجستر [۸-۹] و TRELSS^۲ [۱۰-۱۱] را نام برد. دقت مدل‌سازی سیستم قدرت در هر روش متفاوت است. در میان این مدل‌ها، مدل OPA از سرعت عمل بالایی در محاسبات برخوردار است و در آن با مطالعات پخش بار و استفاده از اعمال اصلاحی همچون جابه‌جایی تولید و حذف بار از ادامه روند حوادث پی‌درپی جلوگیری می‌شود. علاوه بر این، با کنترل پارامترهای سیستم قدرت، کنترل پخش بار به‌منظور جلوگیری از اضافه‌بار شدن سایر خطوط بعد از یک یا چند خطا در طول خط امکان‌پذیر است.

در گذشته سیستم‌های قدرت از لحاظ شرایط دینامیکی نمی‌توانستند با سرعت بالا کنترل شوند. اگر سیستم‌های کنترل طوری طراحی شوند که سریع‌تر واکنش نشان دهند، امنیت سیستم قدرت به‌طور معنی‌داری بهبود داده می‌شود و درحالی‌که پایداری نیز در سطحی پذیرفتنی است، بهره‌برداری کامل از ظرفیت مجاز سیستم قدرت انجام می‌شود.

در این میان، کاربرد ادوات FACTS باعث استفاده هرچه بیشتر از منابع و ظرفیت‌های موجود در سیستم‌های قدرت، با حفظ امنیت سیستم قدرت و در مواردی حتی بهبود آن می‌شود [۱۲]. در این مقاله سعی شده است از حوادث پی‌درپی به علت اضافه‌بار یا خروج المان‌های سیستم قدرت جلوگیری شود. مهم‌ترین عامل در برطرف کردن اضافه‌بار خطوط در شرایط خطا، کنترل بر روی توان اکتیو عبوری از خطوط است. ادوات FACTS سری از جمله SSSC با کنترل توان اکتیو خطوط به‌طور مؤثری باعث کاهش خروج‌های پی‌درپی در سیستم قدرت می‌شوند.

به علت هزینه زیاد این ادوات بحث جایابی بهینه آن‌ها بسیار مهم است. برای جایابی بهینه این ادوات با توجه به هدف جایابی، برای مینیمم یا ماکزیمم کردن تابع هدف، لازم

نرم افزار شبیه سازی PowerWorld بر روی شبکه ۱۴ باسه نشان داده شده است. در مرجع [۲۶] از SSSC برای بهبود بارپذیری در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته استفاده شده است. در این مرجع، تنظیمات پارامترها و مکان بهینه SSSC و TCSC بررسی شده است. برای این منظور از الگوریتم جست و جو هارمونی (HSA)^{۱۱} به عنوان یک روش اکتشافی استفاده شده است. سپس نتایج حاصل از این الگوریتم با روش بهینه سازی ازدحام ذرات (PSO)^{۱۱} مقایسه شده و کارایی روش پیشنهادی در پیدا کردن بهترین محل و اندازه این ادوات نشان داده شده است. نتایج نشان می دهد که انتخاب موقعیت مطلوب و پارامترهای مناسب به طور مؤثری افزایش بارپذیری سیستم را در پی خواهد داشت.

در این مقاله، یک روش اعمال اصلاحی ترکیبی برای متوقف کردن روند خروج های پی در پی در شبکه برق اصفهان - خوزستان ارائه شده است. برای مطالعه خاموشی از مدل OPA استفاده شده است. در روش پیشنهادی از SSSC، جابه جایی تولید و بارزدایی به عنوان اعمال اصلاحی ترکیبی استفاده شده است. مکان نصب بهینه SSSC برای حذف اضافه بار خطوط و بهبود پروفیل ولتاژ سیستم با استفاده از الگوریتم هوشمند ژنتیک و IPSO^{۱۲} تعیین می - شود. به بیان دیگر، در ابتدا مدل OPA بر روی سیستم اجرا شده و خروجی آن (تغییر تولید و بارزدایی) تعیین شده است. سپس همین راهکار در حضور SSSC بررسی شده و نشان داده شده است که جابه جایی تولید و حذف بار کمتری خواهیم داشت که نشان دهنده اقتصادی تر بودن روش پیشنهادی است. در پایان، روند خروج های پی در پی در نرم افزار DIGSILENT در شبکه مدل نظر شبیه سازی شده و بهبود عملکرد و پایداری سیستم در برابر این خطاها در دو حالت وجود SSSC و حضور نداشتن آن در سیستم نشان داده شده است. نتایج شبیه سازی نشان دهنده تأثیر چشمگیر روش پیشنهادی در جلوگیری از خروج های پی در پی و کاهش ریسک خاموشی گسترده در شبکه اصفهان - خوزستان است.

۲- مدل OPA

برای مطالعات خاموشی و حوادث پی در پی، روش ها و

SVC و UPFC استفاده شده است که با هدف افزایش امنیت سیستم قدرت بر روی شبکه تست استاندارد ۱۱۸ باسه بوده است. نتایج حاصل از شبیه سازی نشان می دهد که هر سه روش نتایج مشابه داشته اند؛ با این تفاوت که GA و TS نسبت به SA سریع تر به جواب بهینه همگرا می شوند. در [۲۱] جایابی ادوات FACTS برای افزایش حاشیه امنیت، تحت شرایط وقوع خطا مطالعه شده است. در این ساختار، یک خط خارج می شود و برای آن یک شاخص تعریف می شود که مقدار آن برابر با تعداد خطوط اضافه بار و تعداد باس های با ولتاژ بیشتر از مقدار عادی است. سپس خطی که این شاخص برای آن عدد بیشتری دارد، شدیدترین خط در پیشامدها تعریف می شود. بعد از جایابی بهینه ادوات FACTS، این شاخص دوباره بررسی شده است که مقدار آن باید برای خط هایی که مقدار شاخص برای آن ها عدد بالاتری است، کاهش داشته باشد. در [۲۲] برای جلوگیری از خروج خط ها به صورت پی در پی از UPFC استفاده شده است؛ ولی جایابی بهینه آن در نظر گرفته نشده است. الگوریتم ژنتیک در [۲۳] از جایابی بهینه TCSC برای جلوگیری از خاموشی استفاده کرده است و نشان داده است که چگونه TCSC و SVC می توانند از خطاهای پی در پی منجر به خاموشی جلوگیری کنند. نرم افزار MATLAB و EUROSTAGT نتایج این شبیه سازی را بر روی شبکه تست ۱۴ باسه نشان می دهد که با قراردادن این ادوات، سیستم قدرت در مواقع خطا امنیت خود را حفظ کرده و از خطاهای پی در پی منجر به خاموشی جلوگیری شده است. در [۲۴] برای بهبود مدیریت تراکم در سیستم های قدرت از روش تجزیه و تحلیل حساسیت برای تعیین مکان SSSC در بازار برق استفاده شده است. این روش مستقل از نقطه کار سیستم است. نتایج عددی به دست آمده برای شبکه تست ۱۴ باسه اصلاح شده نشان می دهد که SSSC قابلیت انتقال سیستم و مدیریت تراکم را تا حد زیادی بهبود می دهد. در [۲۵] روش مبتنی بر حساسیت شاخص عملکرد توان اکتیو عبوری و ضریب توزیع خروج خطوط برای تعیین محل بهینه TCSC و SSSC به منظور افزایش امنیت سیستم قدرت ارائه شده است. تأثیر روش ارائه شده برای مکان یابی بهینه با استفاده از

داده می‌شود. شرط برابری تولید و بار در معادله (۳) بیان شده است.

$$\sum_{\text{generators}} \Delta P_i = \sum_{\text{loads}} \Delta P_j \quad (3)$$

$$F = AP \quad (4)$$

ماتریس P توان اکتیو تزریقی در شینه‌ها و ماتریس A چگونگی پیکربندی شبکه را نشان می‌دهد که از روابط پخش بار DC به شرح زیر به دست می‌آید:

$$P = B\theta \quad (5)$$

$$\theta = XP \quad (6)$$

در مدل OPA، توان عبوری از خطوط i و j برابر با $b_{ij}(\theta_i - \theta_j)$ است که b_{ij} عکس راکتانس خط بین باس‌های i ام و j ام است و در معادله (۵) نشان داده شده است. با استفاده از رابطه (۵)، ماتریس θ از رابطه (۶) به دست می‌آید. برای تمام خطوط داریم:

$$F = N\theta \quad (7)$$

که در آن ماتریس F ماتریس توان اکتیو خطوط انتقال سیستم قدرت می‌باشد. پس داریم:

$$F = NXP = AP \quad (8)$$

قیود نامساوی مسئله به صورت زیر بیان می‌شود.

$$P_{\text{gen Min}} \leq P_{\text{gen}} \leq P_{\text{gen MAX}} \quad (9)$$

$$|F_{ij}| = F_{ij \text{ MAX}} \quad (10)$$

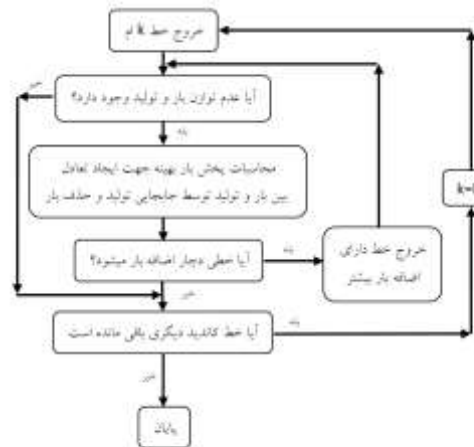
رابطه (۹) نشان می‌دهد که توان خروجی ژنراتور باید کمتر از حد مجاز و بیشتر از مقدار مینیمم برای بهره‌برداری اقتصادی از آن باشد و $F_{ij \text{ MAX}}$ نشان‌دهنده بیشترین ظرفیت خطوط است. با توجه به هزینه زیاد حذف بار نسبت به جابه‌جایی تولید در معادله (۱) ضریب وزنی بارزدایی $w=100$ در نظر گرفته می‌شود [۶-۴].

با روش برنامه‌ریزی مرتبه دوم مسئله به صورت عددی حل می‌شود. شرایط اولیه از یک حالت بهره‌برداری ممکن که قیود را برآورده می‌کند انتخاب می‌شود. پس از گذشت زمان در این پروسه، شبکه ممکن است به شرایطی برسد که نیاز به حذف بار داشته باشد و یا اینکه یک یا چند خط دچار اضافه‌بار شوند.

۳- الگوریتم بهینه‌سازی IPSO

روش‌های هوشمند بهینه‌سازی از تئوری انتخاب طبیعی

مدل‌های متفاوتی ارائه شده است. چندین محقق از آزمایشگاه ملی آکریج در ایالات متحده، مرکز تحقیقات مهندسی سیستم قدرت در دانشگاه ویسکانسین و دانشگاه آلاسکا، مدل OPA را تهیه کرده‌اند که نام آن برگرفته از حروف اول این کلمات است. این مدل در دو مدت زمانی ارائه شده است: دینامیک کوتاه مدت و دینامیک بلند مدت. در این مقاله از دینامیک کوتاه مدت استفاده شده است. به این ترتیب که پس از خروج یک خط و انجام محاسبات پخش بار، چنانچه خط دیگری دچار اضافه‌بار شده باشد، با انجام محاسبات پخش بار شرایط شبکه در حالت پس از اختلال سعی می‌شود که با جابه‌جایی تولید ژنراتورها و یا در شرایط اضطراری با حذف توسط محاسبات برنامه‌ریزی مرتبه دوم، اضافه‌بار خطوط اصلاح شود و هم‌زمان شرط کاهش تابع هزینه نیز رعایت شود. فلوجارت الگوریتم مذکور در شکل (۱) نشان داده شده است. با فرض اینکه تمام ژنراتورها با یک قیمت برابر تولید می‌کنند و تمام بارها در یک اولویت قرار دارند، مسئله بهینه‌سازی مقید به صورت زیر مدل‌سازی می‌شود. رابطه (۱) تابع هزینه را نشان می‌دهد.



شکل (۱): فلوجارت مدل OPA

$$\text{cost} = \sum_{\text{generators}} |\Delta P_i| + \sum_{\text{loads}} W|\Delta P_j| \quad (1)$$

برای مینیمم کردن تابع هزینه تمام جملات باید مثبت باشند. بنابراین می‌توان جملات داخل قدر مطلق را به توان ۲ رساند و مسئله را به صورت یک مسئله بهینه‌سازی درجه دو یا QP به صورت زیر تبدیل کرد [۲۷].

$$\text{cost} = \sum_{\text{generators}} (\Delta P_i)^2 + \sum_{\text{loads}} W(\Delta P_j)^2 \quad (2)$$

که در آن قیود تساوی این مسئله با معادلات (۳) و (۴)

موقعیت ذرات برتر برسازند. در عین حال، موقعیت ذرات برتر نیز در حال تغییر است. تغییر موقعیت هر ذره براساس بهترین تجربه خود ذره در حرکات قبلی ($Pbest$) و بهترین تجربه کل ذرات همسایه ($gbest$) صورت می‌گیرد. پارامتر لغزش (v)، تغییر موقعیت ذره را به صورت زیر بیان می‌کند:

$$v_{j,g}^{(t+1)} = wv_{j,g}^{(t)} + c_1 r_1 (Pbest_{j,g} - x_{j,g}^{(t)}) \quad (11)$$

$$+ c_2 r_2 (gbest_{j,g} - x_{j,g}^{(t)})$$

$$x_{j,g}^{(t+1)} = x_{j,g}^{(t)} + v_{j,g}^{(t+1)} \quad (12)$$

در روابط بالا مقدار α بیانگر موقعیت ذره، n تعداد ذرات گروه، m تعداد اعضای تشکیل دهنده ذره و r_1 و r_2 تولید کننده یک مقدار تصادفی بین صفر و یک هستند. ضریب لختی (w) باعث ایجاد تعادل در جست و جوی محلی و جست و جوی کلی در الگوریتم می‌شود. انتخاب مناسب w باعث تکرار کمتر الگوریتم برای رسیدن به نقطه بهینه می‌شود. این ضریب از مقدار 0.9 تا مقدار 0.4 در طول اجرای الگوریتم و بر اساس رابطه زیر کاهش می‌یابد:

$$w = w_{\max} - \frac{w_{\max} - w_{\min}}{iter_{\max}} * iter \quad (13)$$

c_1 و c_2 پارامتر شناخت فردی و پارامتر شناخت اجتماعی هستند و معمولاً به گونه‌ای انتخاب می‌شوند که $c_1 + c_2 = 4$ باشد.

در الگوریتم IPSO برای بهبود عملکرد روش PSO کلاسیک، در هر تکرار $gbest$ بهترین موقعیت ذرات و $gworst$ بدترین موقعیت ذرات انتخاب می‌شوند. این دو عامل از اطلاعات موجود حذف می‌شوند و بین سایر داده‌های مربوط به موقعیت ذرات متوسط گیری صورت می‌گیرد که با P_{ak} نمایش داده می‌شود و با رابطه (۱۴) بیان می‌شود:

$$P_{ak}^{(t)} = \sum_{i=1}^{m-2} \frac{X_i(t)}{m-2} \quad (14)$$

بردار سرعت در روش پیشنهادی با رابطه (۱۵) اصلاح می‌شود:

$$v_{j,g}^{(t+1)} = wv_{j,g}^{(t)} + c_1 r_1 (Pbest_{j,g} - x_{j,g}^{(t)}) + c_2 r_2 (gbest_{j,g} - x_{j,g}^{(t)}) + c_3 r_3 (P_{ak}^{(t)} - x_{j,g}^{(t)}) \quad (15)$$

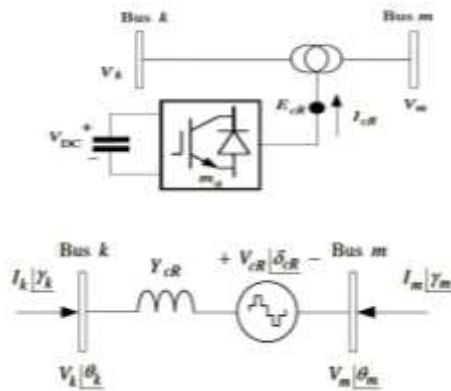
که c_3 یک عدد ثابت و r_3 یک عدد تصادفی بین 0 تا 1 است.

بهره می‌گیرند و به بهبود مرحله‌ای یک دسته از حالت‌ها می‌پردازند؛ بنابراین به یک تابع هدف خوش رفتار نیاز ندارد و بهینه‌سازی هر نوع تابع هدف اعم از غیرخطی یا دارای مرتبه بالا با این روش‌ها انجام می‌شود. به همین دلیل در بسیاری از مسائل بهینه‌سازی در سیستم قدرت توجه شده است. الگوریتم‌های تکاملی انواع مختلفی دارند که در اینجا از الگوریتم ژنتیک و الگوریتم IPSO (نسخه بهبود یافته الگوریتم PSO) استفاده شده است. الگوریتم ژنتیک به عنوان یک روش شناخته شده در حل مسائل بهینه‌سازی، قابلیت و توانایی خود را در حل مسائل بهینه‌سازی نشان داده است. به عنوان روش مبنا و علاوه بر الگوریتم ژنتیک روش جدیدتر IPSO نیز به کار گرفته شده است. از مزایای روش PSO نسبت به الگوریتم ژنتیک سرعت و کارایی بیشتر از لحاظ همگرایی است [۲۸]. برای افزایش همگرایی در الگوریتم PSO هر عضو از فضای اطلاعات، موقعیت و مسیر حرکت خود را با دیگر اعضا به اشتراک می‌گذارد. براین اساس، تنها اطلاعات $Pbest$ و $gbest$ کافی نیستند و در کنار این پارامترها باید دیگر اطلاعات مربوط به اعضا در نظر گرفته شوند و در طی فرآیند بهینه‌سازی به کار گرفته شوند. این مطلب ایده اصلی الگوریتم IPSO را تشکیل می‌دهد [۲۹].

برای توضیح الگوریتم IPSO ابتدا الگوریتم PSO کلاسیک بیان می‌شود. الگوریتم PSO از نوع الگوریتم‌های تکاملی است که Eberhart و Kennedy در سال ۱۹۹۵ آن را مطرح کردند [۳۰] و برگرفته شده از رفتار ذرات هجومی دسته کلاغ‌ها است. در حرکت یک دسته از کلاغ‌ها، یک کلاغ (سرگروه) بهترین موقعیت را دارد و بقیه کلاغ‌ها با توجه به موقعیت خود و کلاغ‌های مجاور سعی دارند مکان خود را بهتر کنند و به سرگروه نزدیک شوند. در این حین، چنانچه یکی از اعضا توانست موقعیت بهتری نسبت به سرگروه پیدا کند، او به عنوان سرگروه انتخاب می‌شود. عملکرد الگوریتم PSO نیز به این صورت است که دسته‌ای از ذرات به عنوان متغیرهای مسئله بهینه‌سازی در محیط جست و جو پخش می‌شوند. روشن است که بعضی از ذرات، موقعیت بهتری نسبت به ذرات دیگر خواهند داشت. در نتیجه، بر طبق رفتار ذرات هجومی، بقیه ذرات سعی می‌کنند موقعیت خود را به

۱۲۰ یک روش ترکیبی اعمال اصلاحی برای جلوگیری از حوادث پی‌درپی در شبکه برق اصفهان - خوزستان با استفاده از مدل OPA

۴- مدل SSSC در سیستم قدرت

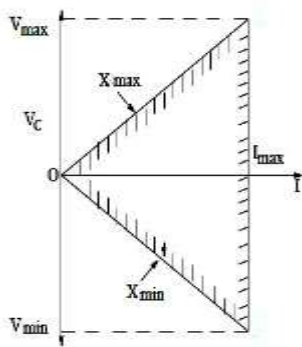


شکل (۲): طرحی از SSSC و مدار معادل آن در سیستم قدرت [۱۲]

با توجه به تزریق یک ولتاژ در زاویه دلخواه با SSSC می‌توان آن را با یک امپدانس معادل در سیستم قدرت مدل کرد که وابسته به ولتاژ و جریان نیست و این یکی از مزیت‌های SSSC به شمار می‌رود. در شکل (۳) بازه کنترلی این امپدانس نشان داده شده است [۳۲].

۴-۱- جایابی بهینه SSSC

تابع هدف برای تعیین مکان بهینه و سایز SSSC با حذف یا مینیمم کردن اضافه‌بار و اختلاف ولتاژ باس‌ها با رابطه (۱۸) بیان می‌شود [۲۳ و ۳۳].



شکل (۳): محدوده کنترلی امپدانس سری معادل با SSSC [۳۷]

$$Ft = \sum_{l=1}^{ntl} W_l \left(\frac{S_l}{S_{l-max}} \right)^{2q} + \sum_{m=1}^{nb} W_m \left(\frac{V_{m-ref} - V_m}{V_{m-ref}} \right)^{2r} \quad (18)$$

S_l و S_{lmax} به ترتیب توان ظاهری عبوری و حداکثر توان ظاهری خط l ام، V_m دامنه ولتاژ در باس m ام، V_{mref}

کاربرد ادوات FACTS باعث استفاده هرچه بیشتر از منابع و ظرفیت‌های موجود در سیستم‌های قدرت، با حفظ امنیت سیستم قدرت و در مواردی حتی بهبود آن می‌شود. در این مقاله، از حوادث پی‌درپی به علت اضافه‌بار یا خروج المان‌های سیستم قدرت جلوگیری شده است. مهم‌ترین عامل در برطرف کردن اضافه‌بار خطوط در شرایط خطا، کنترل بر روی توان اکتیو عبوری از خط است. ادوات FACTS موازی همچون SVC و STATCOM به علت تأثیر محلی و همچنین تأثیر کم بر کنترل توان اکتیو برای این بررسی که انجام خواهند شد مناسب به نظر نمی‌رسند. ادوات FACTS سری با کنترل توان اکتیو خطوط می‌توانند به‌طور مؤثری باعث کاهش خروج‌های پی‌درپی در سیستم قدرت شوند. ادوات سری - موازی همچون UPFC کارایی و قابلیت بیشتری دارند؛ برای مثال، ولتاژ، زاویه و امپدانس را هم‌زمان کنترل می‌کند. از آنجاکه در این مقاله از مدل OPA (که از پخش بار DC بهره می‌برد) استفاده شده است، تنها کنترل امپدانس مورد استفاده است که SSSC هم به تنهایی قادر به کنترل آن است و معایب TCSC همچون مشکل رزونانس را ندارد [۳۱]. SSSC با تزریق یک ولتاژ به‌صورت سری تنظیم توان اکتیو عبوری را ممکن ساخته است و به علت داشتن منبع DC از شبکه توان اکتیو نمی‌کشد. SSSC در رابطه (۱۶)، اندازه ولتاژ سری تزریقی را نشان داده است.

$$E_{cr}^p = V_{cr}^p (\cos \delta_{cr}^p + j \sin \delta_{cr}^p) \quad (16)$$

در این رابطه E_{cr}^p ولتاژ تزریقی به سیستم قدرت است. V_{cr}^p اندازه این ولتاژ و δ_{cr}^p زاویه این ولتاژ را بیان می‌کند. اندازه و زاویه فاز SSSC به‌منظور برآورده کردن توان اکتیو و راکتیو عبوری از SSSC تنظیم می‌شوند. برای اندازه ولتاژ V_{cr} که تابعی از منبع DC است مقدار حداکثر و حداقل تعریف می‌شود. زاویه ولتاژ δ_{cr} نیز مقداری بین ۰ تا ۳۶۰ درجه خواهد داشت [۱۲]. طرحی از SSSC و مدار معادل آن شامل یک منبع ولتاژ و راکتانس در شکل (۲) نمایش داده شده است.

۵-۱- جایابی بهینه SSSC در شبکه‌ی اصفهان -

خوزستان

برای جایابی SSSC، ۲۲ خط در نظر گرفته شده است. این خطوط از خطوط مهم بوده‌اند و دارای خصوصیات زیر هستند.

۱- خطوط شبکه که بارگذاری بالایی دارند و از لحاظ مدیریت تراکم بااهمیت هستند.

۲- خطوط ارتباطی بین دو ناحیه که کل توان تبدیلی بین این دو ناحیه با این ۵ خط صورت می‌پذیرد و خروج هر کدام از این خط‌ها اهمیت ویژه‌ای دارد.

۳- خطوط بلند موجود در شبکه که از نقطه‌نظر پایداری، مهم هستند.

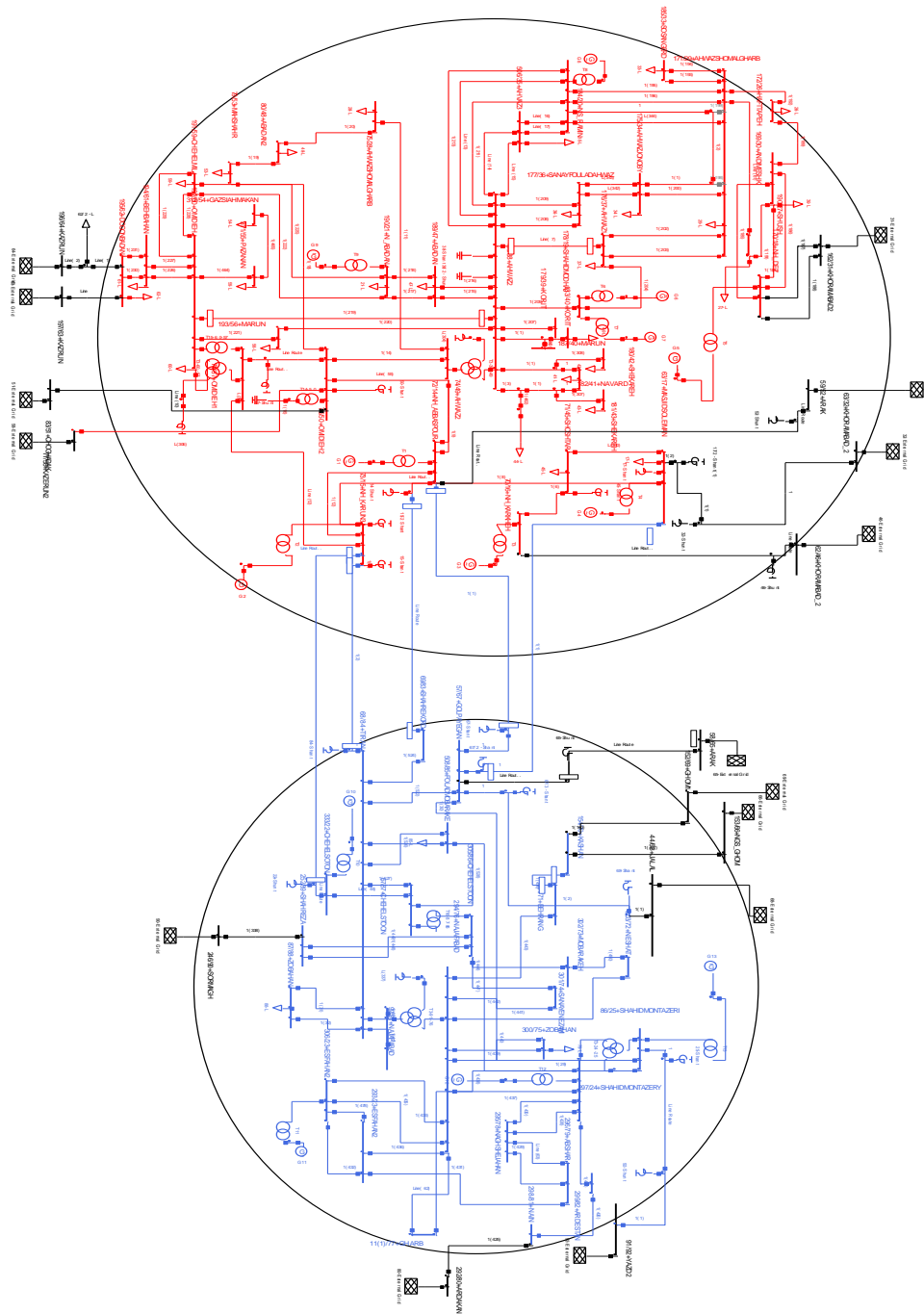
بهینه‌سازی به ترتیب در ۴ حالت مختلف انجام شده است: حالت‌های عادی بار شبکه، بارگذاری ۱۲۰٪، خروج خط‌ها با بارگذاری بالا و طول دربردارنده خطوط با شماره ۵، ۲۸ و ۳۲ و در پایان خروج خط پربار بین دو ناحیه با شماره ۱۰۷؛ و در هر حالت، مسئله با دو روش الگوریتم ژنتیک و IPSO به صورت مجزا حل شده است. در همه حالت‌ها و با استفاده از دو روش، بهینه‌ترین مکان برای نصب SSSC خط شماره ۲۹ به دست آمده است که خط ارتباطی بین نیروگاه شهید عباسپور و پست اهواز ۲ به طول ۱۳۷ کیلومتر است. نتایج نهایی بهینه‌سازی در شکل (۵) برای حالات مختلف شبیه‌سازی شامل بارگذاری‌های مختلف و خروج چندین خطوط (که پیش از این گفته شد) آورده شده است. این نتایج نشان می‌دهد که الگوریتم IPSO در حداقل‌سازی تابع هدف عملکرد بهتری داشته و به جواب بهینه سراسری همگرا شده است. دیگر متغیر کنترلی مسئله علاوه بر مکان جبران‌کننده سری درصد جبران‌سازی خط توسط آن است که با توجه به مرجع [۲۰] محدوده جبران‌سازی خط از ۸۰- درصد راکتانس خط تا ۲۰+ درصد آن در نظر گرفته شده است ($0.8 XL < X_{SSC}$). مقادیر بهینه به دست آمده در همه حالت‌های مختلف شبیه‌سازی در شکل (۶) بر حسب پریونیت نشان داده شده است. همان‌طور که انتظار می‌رود این مقادیر همگی منفی بوده است و نشان‌دهنده جبران خاصیت سلفی خط است.

ولتاژ نامی باس m برحسب پریونیت هستند. W_m و W_l ضرایب وزنی برای هم‌مقیاس کردن دو جمله در تابع هدف را نشان می‌دهند و چون هر جمله بر کمیتی از همان جنس تقسیم شده است، نیازی به استفاده از ضرایب وزنی برای هم‌بعد کردن دو جمله نیست. ضرایب وزنی برای انحراف ولتاژ ۱۰٪ و برای تراکم بارگذاری خطوط ۱۰۰٪ در نظر گرفته می‌شود [۲۳ و ۳۳]. ntl و nb نشان‌دهنده تعداد خطوط و تعداد باس‌ها در سیستم هستند. جمله اول، تابع هدف نسبت بارگذاری در خطوط و جمله دوم، نشان‌دهنده اختلاف ولتاژ باس‌ها با ولتاژ مرجع است. این تابع هدف نشان می‌دهد که با کاهش اضافه‌بارها در خطوط و یا تفاضل ولتاژها از ولتاژ مرجع، تابع هدف هم کاهش می‌یابد؛ بنابراین مینیمم کردن این تابع هدف به یک مسئله بهینه‌سازی تبدیل می‌شود که با استفاده از الگوریتم IPSO و ژنتیک حل شده است. ابتدا با الگوریتم، مقادیر تولیدشده برای SSSC در معادلات پخش بار قرار داده می‌شود و در صورت همگراشدن پخش بار، تابع هدف، محاسبه و دوباره جمعیت جدید تولید می‌شود و محاسبات، تکرار و تابع هدف مجدداً محاسبه می‌شود. اگر مقدار آن از مقدار قبلی کمتر بود، مقدار جدید ذخیره می‌شود. بسته به مقدار تکرار در الگوریتم‌ها این پروسه آن قدر تکرار می‌شود تا مقدار تابع هدف به مینیمم‌ترین مقدار خود برسد. در نهایت سایز و خطی که SSSC در آن بهینه‌ترین جواب را داشته است در خروجی مشخص می‌شود.

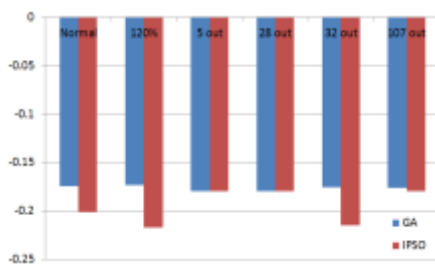
۵- شبکه مورد مطالعه

برق منطقه‌ای اصفهان و خوزستان، دو ناحیه از کل شبکه سراسری ایران است که با توجه به وسعت این دو ناحیه، بخش زیادی از تولید و مصرف کل شبکه را شامل می‌شود؛ به طوری که طبق آمار و ارقام در سال ۱۳۸۹ مقدار ۱۴۳۸۳ مگاوات [۳۴-۳۵] از کل تولید کشور مربوط به این دو ناحیه بوده است که حدود یک چهارم تولید کل کشور است. با توجه به اهمیت این دو ناحیه، مطالعات این مقاله بر روی شبکه عملی اصفهان - خوزستان انجام شده است. دیاگرام تک خطی این سیستم در شکل (۴) ارائه شده است.

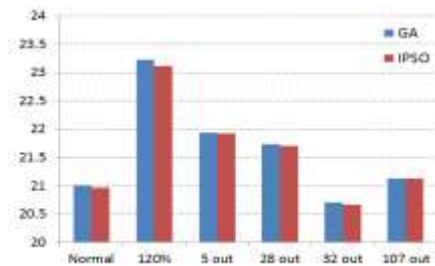
۱۲۲ یک روش ترکیبی اعمال اصلاحی برای جلوگیری از حوادث پی‌درپی در شبکه برق اصفهان - خوزستان با استفاده از مدل OPA



شکل (۴): دیاگرام تک خطی شبکه اصفهان - خوزستان



شکل (۶): مقادیر راکتانس بهینه SSSC برحسب پروتیت در حالت‌های مختلف شبیه‌سازی



شکل (۵): مقادیر تابع هدف برای هر دو الگوریتم در حالت‌های مختلف شبیه‌سازی

۶- بررسی سناریوهای مختلف در شبکه با

استفاده از مدل OPA و SSSC

از آنجاکه مواقع پیک بار یکی از بدترین حالت‌های بهره‌برداری در شبکه قدرت است، در ابتدا بار شبکه به اندازه حداکثر توان تولیدی افزایش یافته است که برابر با مقدار ۹۷۶۰ مگاوات است. سه سناریو که مربوط به خروج خطوط با بارگذاری بالا و یا خطوط مهم با طول بالا در شبکه است، به منظور مطالعه خروج‌های پی‌درپی در نظر گرفته شده است.

برای شروع سناریوی اول، خط ۱۱۲ که یکی از خطوط پر بار شبکه است از سیستم خارج می‌شود. به دنبال آن، ۹ خط دیگر در چهار مرحله به صورت اجباری به دلیل اضافه بار از سیستم خارج می‌شوند. در صورتی که بخواهیم سیستم دچار خاموشی کامل نشود، باید ۲۳۳۳ مگاوات که تقریباً یک چهارم کل بار سیستم است، حذف بار اجباری شود که مقدار بسیار چشمگیری است.

با استفاده از راهکارهای پیشنهادی مدل OPA می‌توان از ابتدا این روند را متوقف کرد. جهت بررسی موضوع دو روش استفاده می‌شود. در حالت اول با استفاده از مدل OPA و با حضور SSSC در مکان بهینه آن، یعنی خط شماره ۲۹ (خط ارتباطی بین نیروگاه شهید عباسپور و پست اهواز ۲) و در حالت دوم بدون حضور SSSC بر روی این خط، وضعیت خروجی‌های سیستم بررسی می‌شوند. با خارج شدن خط ۱۱۲ و حل مسئله با استفاده از مدل OPA در هر دو حالت با حذف بار و تغییر تولید لازم به دست آمده از این مدل، خطوط اضافه بار شده قبلی بر روی حداکثر توان عبوری قرار می‌گیرند و به علت حذف بار از سیستم خارج نمی‌شوند؛ بنابراین خروج‌های متوالی در این مرحله متوقف می‌شوند. به منظور جلوگیری از روند خروج‌های متوالی در مدل OPA حذف بار در نظر گرفته می‌شود که در جدول (۱) مقدار حذف بار برای هر کدام از بارهای سیستم در هر دو حالت شبیه‌سازی آورده شده است. طبق این جدول، در حالت استفاده از SSSC به همراه مدل

OPA حذف بار کمتری نسبت به استفاده از مدل OPA به تنهایی لازم است. به طوری که با حل مسئله با حضور SSSC بر روی خط ۲۹ و استفاده از مدل OPA و با حذف بار به اندازه ۶۷۹ مگاوات از خروج‌های بعدی جلوگیری می‌شود. در حالی که با استفاده از مدل OPA به تنهایی، ۷۳۴ مگاوات حذف بار خواهیم داشت که نشان می‌دهد که SSSC با کاهش حذف بار به مقدار ۵۵ مگاوات در افزایش قابلیت اطمینان شبکه در جلوگیری از قطع برق مصرف‌کنندگان مؤثرتر است. جدول (۲) مقدار کاهش تولید برای ژنراتورهایی که نیاز به تغییر دارند را در حالت‌های حضور SSSC و حضور نداشتن آن نشان می‌دهد. این ژنراتورها در بردارنده ژنراتورهای نیروگاه دز، شهید مدحج، مارون و رامین می‌شوند که از لحاظ موقعیت نزدیک به خط خارج شده هستند.

این دو عمل اصلاحی در سیستم قدرت با تغییر بارگذاری خطوط از اضافه بار سایر المان‌ها جلوگیری می‌کند؛ در نتیجه خروج اجباری ناشی از اضافه بار نخواهیم داشت و روند خروج‌ها متوقف خواهد شد. همان‌طور که در جدول‌های (۱) و (۲) نشان داده شده است، وجود SSSC باعث شده است که به حذف بار و جابه‌جایی تولید کمتری نسبت به حالت وجود نداشتن آن در سیستم نیاز باشد. به منظور برآوردن قیود سیستم، مجموع تغییرات در تولید ژنراتورها در دو حالت حضور داشتن و نداشتن SSSC برابر با مجموع حذف بار در این دو حالت است.

در سناریوی دوم خط شماره ۷۳ خارج شده است که ناشی از این خروج اولیه، ۷۷۴ مگاوات حذف بار و ۶ خروج اجباری خواهیم داشت. در ادامه مانند سناریوی اول، عمل شده و وضعیت سیستم بررسی شده است.

بعد از خروج اولیه خط ۷۳، با استفاده از مدل OPA در هر دو حالت بدون SSSC و وجود آن بر روی خط ۲۹ می‌توان از اضافه بار شدن سایر خطوط و در نتیجه خروج آن‌ها جلوگیری کرد.

۱۲۴ یک روش ترکیبی اعمال اصلاحی برای جلوگیری از حوادث پی‌درپی در شبکه برق اصفهان - خوزستان با استفاده از مدل OPA

جدول (۱): تغییرات بارهای سیستم برحسب پروتیت برای توقف خروج‌های پی‌درپی، شروع سناریو با خروج خط ۱۱۲

شماره باس	مقدار حذف بار با حضور SSSC	مقدار حذف بار بدون SSSC	شماره باس	مقدار حذف بار با حضور SSSC	مقدار حذف بار بدون SSSC
۱۷	۹۷۴۶/۲	۰۱۴۶/۳	۵۴	۰۶۹۳/۲	۰۹۰۳/۲
۲۱	۱۹۱۴/۵	۲۷۲۴/۵	۵۵	۰۶۹۶/۲	۰۹۰۶/۲
۲۳	۶۸۷۶/۲	۷۴۷۶/۲	۵۶	۸۷۸۸/۱۴	۱۶۸۸/۱۵
۲۴	۶۸۵۸/۲	۷۴۵۸/۲	۵۸	۳۲۱۰/۲	۳۴۱۰/۲
۲۶	۰۱۵۸/۸	۱۴۵۸/۸	۵۹	۲۹۳۷/۳	۳۳۸۷/۳
۲۷	۰۱۵۹/۸	۸۱۵۰۹	۶۰	۰۸۱۵/۲	۱۰۱۵/۲
۲۸	۴۹۲۱/۳	۵۳۲۱/۳	۶۱	۰۵۷۵/۲	۰۷۷۵/۲
۲۹	۹۱۸۴/۷	۰۴۸۴/۸	۶۲	۰۳۵۵/۲	۰۵۵۵/۲
۳۰	۰۶۵۷/۸	۱۹۵۷/۸	۶۴	۰۲۴۱/۲	۰۴۴۱/۲
۳۱	۱۲۴۶/۸	۲۶۱۶/۸	۶۵	۷۴۶۵/۲	۸۰۲۵/۲
۳۲	۹۶۶۶/۲	۰۱۶۶/۳	۶۷	۷۴۲۵/۲	۸۰۲۵/۲
۳۳	۹۲۱۲/۷	۰۵۱۲/۸	۶۸	۷۲۰۸/۲	۷۷۰۸/۲
۳۴	۹۰۳۹/۷	۰۴۳۹/۸	۷۰	۶۱۶۰/۲	۶۶۶۰/۲
۳۵	۹۰۰۵/۷	۰۳۳۵/۸	۷۱	۶۳۴۳/۲	۶۸۹۳/۲
۳۶	۹۰۲۵/۷	۰۳۲۵/۸	۷۲	۶۹۴۷/۲	۷۵۰۷/۲
۳۷	۹۰۸۳/۷	۰۴۸۳/۸	۷۳	۷۰۸۹/۲	۷۵۸۹/۲
۴۰	۸۹۴۶/۷	۰۲۷۶/۸	۷۵	۶۹۲۴/۲	۷۴۲۴/۲
۴۱	۸۹۳۸/۷	۸۰۳۳۸	۷۸	۶۸۴۱/۲	۷۴۴۱/۲
۴۲	۸۹۷۰/۷	۰۳۰۰/۸	۷۹	۶۸۱۶/۲	۷۴۸۶/۲
۴۳	۸۹۶۳/۷	۰۲۹۳/۸	۸۰	۶۲۵۷/۲	۶۸۰۷/۲
۴۴	۸۹۶۰/۷	۰۲۹۰/۸	۸۱	۶۳۵۳/۲	۶۸۹۳/۲
۴۵	۱۹۸۴/۳	۲۴۸۴/۳	۸۲	۰۲۹۰/۸	۰۲۹۰/۸
۴۶	۲۰۱۱/۳	۲۴۱۱/۳	۸۳	۷۳۳۵/۲	۷۹۳۵/۲
۴۷	۳۶۰۰/۵	۴۴۰۰/۵	۸۵	۷۱۵۵/۲	۷۶۵۵/۲
۴۸	۹۳۸۴/۲	۹۶۸۴/۲	۸۸	۷۱۵۳/۲	۷۷۱۳/۲
۵۱	۳۰۷۴/۲	۳۲۷۴/۲	۸۹	۷۰۷۰/۲	۷۶۲۰/۲
۵۲	۸۰۸۶/۲	۸۶۸۶/۲	۹۰	۶۸۹۹/۲	۷۴۹۹/۲
۵۳	۵۷۶۴/۲	۶۰۶۴/۲	۹۲	۶۸۴۱/۲	۷۴۴۱/۲

جدول (۳): جدول تغییرات بارهای سیستم برحسب پروتیت برای توقف خروج‌های پی‌درپی، شروع سناریو با خروج خط

۷۳

شماره باس	مقدار حذف بار با حضور SSSC	مقدار حذف بار بدون SSSC	شماره باس	مقدار حذف بار با حضور SSSC	مقدار حذف بار بدون SSSC
۱۷	۹۷۴۶/۲	۰۱۴۶/۳	۵۴	۰۶۹۳/۲	۰۹۰۳/۲
۲۱	۱۹۱۴/۵	۲۷۲۴/۵	۵۵	۰۶۹۶/۲	۰۹۰۶/۲
۲۳	۶۸۷۶/۲	۷۴۷۶/۲	۵۶	۸۷۸۸/۱۴	۱۶۸۸/۱۵
۲۴	۶۸۵۸/۲	۷۴۵۸/۲	۵۸	۳۲۱۰/۲	۳۴۱۰/۲
۲۶	۰۱۵۸/۸	۱۴۵۸/۸	۵۹	۲۹۳۷/۳	۳۳۸۷/۳
۲۷	۰۱۵۹/۸	۸۱۵۰۹	۶۰	۰۸۱۵/۲	۱۰۱۵/۲
۲۸	۴۹۲۱/۳	۵۳۲۱/۳	۶۱	۰۵۷۵/۲	۰۷۷۵/۲
۲۹	۹۱۸۴/۷	۰۴۸۴/۸	۶۲	۰۳۵۵/۲	۰۵۵۵/۲
۳۰	۰۶۵۷/۸	۱۹۵۷/۸	۶۴	۰۲۴۱/۲	۰۴۴۱/۲
۳۱	۱۲۴۶/۸	۲۶۱۶/۸	۶۵	۷۴۶۵/۲	۸۰۲۵/۲
۳۲	۹۶۶۶/۲	۰۱۶۶/۳	۶۷	۷۴۲۵/۲	۸۰۲۵/۲
۳۳	۹۲۱۲/۷	۰۵۱۲/۸	۶۸	۷۲۰۸/۲	۷۷۰۸/۲
۳۴	۹۰۳۹/۷	۰۴۳۹/۸	۷۰	۶۱۶۰/۲	۶۶۶۰/۲
۳۵	۹۰۰۵/۷	۰۳۳۵/۸	۷۱	۶۳۴۳/۲	۶۸۹۳/۲
۳۶	۹۰۲۵/۷	۰۳۲۵/۸	۷۲	۶۹۴۷/۲	۷۵۰۷/۲
۳۷	۹۰۸۳/۷	۰۴۸۳/۸	۷۳	۷۰۸۹/۲	۷۵۸۹/۲
۴۰	۸۹۴۶/۷	۰۲۷۶/۸	۷۵	۶۹۲۴/۲	۷۴۲۴/۲
۴۱	۸۹۳۸/۷	۸۰۳۳۸	۷۸	۶۸۴۱/۲	۷۴۴۱/۲
۴۲	۸۹۷۰/۷	۰۳۰۰/۸	۷۹	۶۸۱۶/۲	۷۴۸۶/۲
۴۳	۸۹۶۳/۷	۰۲۹۳/۸	۸۰	۶۲۵۷/۲	۶۸۰۷/۲
۴۴	۸۹۶۰/۷	۰۲۹۰/۸	۸۱	۶۳۵۳/۲	۶۸۹۳/۲
۴۵	۱۹۸۴/۳	۲۴۸۴/۳	۸۲	۰۲۹۰/۸	۰۲۹۰/۸
۴۶	۲۰۱۱/۳	۲۴۱۱/۳	۸۳	۷۳۳۵/۲	۷۹۳۵/۲
۴۷	۳۶۰۰/۵	۴۴۰۰/۵	۸۵	۷۱۵۵/۲	۷۶۵۵/۲
۴۸	۹۳۸۴/۲	۹۶۸۴/۲	۸۸	۷۱۵۳/۲	۷۷۱۳/۲
۵۱	۳۰۷۴/۲	۳۲۷۴/۲	۸۹	۷۰۷۰/۲	۷۶۲۰/۲
۵۲	۸۰۸۶/۲	۸۶۸۶/۲	۹۰	۶۸۹۹/۲	۷۴۹۹/۲
۵۳	۵۷۶۴/۲	۶۰۶۴/۲	۹۲	۶۸۴۱/۲	۷۴۴۱/۲

جدول (۲): تغییرات تولید در ژنراتورهای سیستم برحسب MW بعد از بارزدایی (علامت - کاهش تولید و علامت + افزایش تولید)

نام نیروگاه	تغییر تولید ژنراتور بدون SSSC	تغییر تولید ژنراتور با حضور SSSC
دز	-۲۶۱/۱	-۲۵۵/۳
شهید مدحج	-۲۰۰	-۱۵۰
مارون	-۶۰	-۶۰
رامین	-۲۱۲/۸	-۲۱۳/۲
جمع	-۷۳۳/۹	-۲۷۸/۵

طبق جدول (۳) مقادیر حذف بار در حالت بدون SSSC بیشتر از حالتی است که این عنصر در سیستم وجود ندارد؛ یعنی برای متوقف کردن خروج‌های متوالی جمعاً به ۲۵۱/۵ مگاوات حذف بار بدون SSSC نیاز خواهیم داشت که ۶/۳ مگاوات حذف بار بیشتر از حالتی است که SSSC در شبکه حضور دارد.

علاوه بر حذف بار، تولید برخی از ژنراتورها نیز تغییر خواهد داشت. تغییرات لازم در تولید ژنراتورهای نیروگاه دز، شهید مدحج، مارون و رامین در جدول (۴) آورده شده

جدول (۵): تغییرات بارهای سیستم برحسب پریونیت برای توقف خروج‌های پی‌درپی، شروع سناریو با خروج خط ۳۹

شماره باس	مقدار حذف بار با حضور SSSC	مقدار حذف بار بدون SSSC	شماره باس	مقدار حذف بار با حضور SSSC	مقدار حذف بار بدون SSSC
۱۷	۰/۵۵۴۶	۰/۶۱۴۶	۵۴	۰/۵۴۳۶	۰/۶۰۳۶
۲۱	۰/۵۳۹۴	۰/۵۹۷۴	۵۵	۰/۵۴۳۶	۰/۶۰۳۶
۲۳	۱/۷۰۷۶	۱/۸۹۷۶	۵۶	۰/۵۳۸۸	۰/۵۹۸۸
۲۴	۱/۵۹۵۸	۱/۷۷۵۸	۵۸	۰/۵۴۱۰	۰/۶۰۱۰
۲۶	۰/۵۳۵۸	۰/۵۸۵۸	۵۹	۰/۵۴۱۷	۰/۶۰۱۷
۲۷	۰/۵۳۲۹	۰/۵۸۸۹	۶۰	۰/۵۴۱۵	۰/۶۰۱۵
۲۸	۰/۵۵۲۱	۰/۶۱۲۱	۶۱	۰/۵۳۷۵	۰/۵۹۷۵
۲۹	۰/۵۳۸۴	۰/۵۸۸۴	۶۲	۰/۵۴۵۵	۰/۵۹۵۵
۳۰	۰/۵۳۵۷	۰/۵۸۵۷	۶۴	۰/۵۳۹۱	۰/۵۹۹۱
۳۱	۰/۵۲۹۶	۰/۵۸۴۶	۶۵	۰/۵۹۸۵	۰/۶۷۰۵
۳۲	۰/۵۴۶۶	۰/۶۱۶۶	۶۷	۰/۶۰۲۵	۰/۶۷۲۵
۳۳	۰/۵۴۱۲	۰/۵۹۱۲	۶۸	۰/۵۹۰۸	۰/۶۷۰۸
۳۴	۰/۵۳۳۹	۰/۵۹۳۹	۷۰	۱/۸۱۶۰	۲/۰۱۶۰
۳۵	۰/۵۳۷۵	۰/۵۹۳۵	۷۱	۱/۷۹۳۳	۱/۹۹۴۳
۳۶	۰/۵۴۲۵	۰/۵۹۲۵	۷۲	۲/۰۳۳۷	۲/۲۴۷۷
۳۷	۰/۵۳۸۳	۰/۵۹۸۳	۷۳	۳/۰۱۸۹	۳/۳۴۸۹
۴۰	۰/۵۳۷۶	۰/۵۹۴۶	۷۵	۱/۳۳۲۴	۱/۹۲۲۴
۴۱	۰/۵۳۳۸	۰/۵۹۳۸	۷۸	۱/۶۲۴۱	۱/۸۰۴۱
۴۲	۰/۵۳۸۰	۰/۵۹۴۰	۷۹	۱/۶۵۸۶	۱/۸۴۸۶
۴۳	۰/۵۳۷۳	۰/۵۹۴۳	۸۰	۱/۶۵۳۷	۱/۸۳۸۷
۴۴	۰/۵۳۸۰	۰/۵۹۴۰	۸۱	۱/۶۴۵۳	۱/۸۲۹۳
۴۵	۰/۵۴۸۴	۰/۶۰۸۴	۸۲	۱/۶۲۹۴	۱/۸۱۲۴
۴۶	۰/۵۵۱۱	۰/۶۱۱۱	۸۳	۰/۶۱۳۵	۰/۶۹۳۵
۴۷	۰/۵۴۰۰	۰/۶۰۰۰	۸۵	۰/۴۶۵۵	۰/۵۲۵۵
۴۸	۰/۵۴۸۴	۰/۶۰۸۴	۸۸	۰/۶۴۰۳	۰/۷۱۷۳
۵۱	۰/۵۳۷۴	۰/۵۹۷۴	۸۹	۳/۲۲۵۰	۳/۵۷۷۰
۵۲	۰/۵۵۸۶	۰/۶۲۸۶	۹۰	۳/۲۵۹۹	۳/۶۰۹۹
۵۳	۰/۵۴۶۴	۰/۶۰۶۴	۹۲	۰/۸۱۴۱	۰/۹۰۴۱

جدول (۶): تغییرات تولید در ژنراتورهای سیستم برحسب MW بعد از بارزدایی (علامت - کاهش تولید و علامت + افزایش تولید)

نام نیروگاه	تغییر تولید ژنراتور بدون SSSC	تغییر تولید ژنراتور با حضور SSSC
اصفهان ۲	-۳۵/۹	-۳۲/۴
شهید منتظری	-۲۳/۱	-۲۰/۹
جمع	-۵۹	-۵۳/۳

است. مجموع این تغییرات در هر دو حالت شبیه‌سازی حضورداشتن و نداشتن SSSC با مجموع حذف بار در این دو حالت برابر است.

در سناریوی سوم، خط ۳۹ کاندید خروج اولیه شده و به دنبال خروج این خط، در چهار مرحله، ۶ خط خارج شده است و برای حفظ سیستم باید ۵۹۰ مگاوات حذف بار داشته باشیم. مشابه دو حالت قبل، در حالت اول با استفاده از مدل OPA و با حضور SSSC در مکان بهینه آن، یعنی خط شماره ۲۹ (خط ارتباطی بین نیروگاه شهید عباسپور و پست اهواز ۲) و در حالت دوم بدون حضور SSSC، بر روی این خط وضعیت خروج‌های سیستم بررسی شده است.

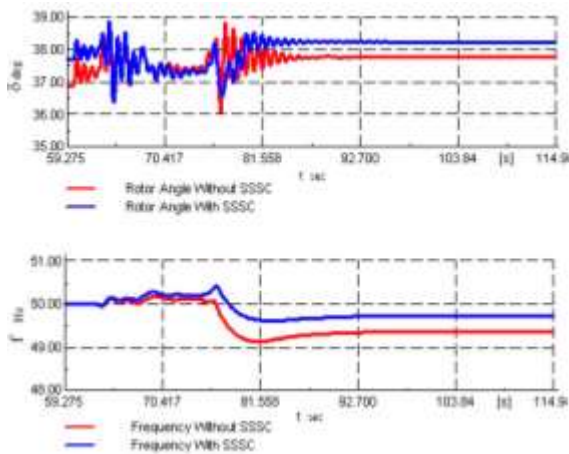
مقدار حذف بار لازم در هر کدام از بارهای شبکه در جدول (۵) ارائه شده است. این مقدار با وجود SSSC در سیستم مجموعاً برابر ۵۳/۳ مگاوات خواهد بود؛ در صورتی که با اعمال مدل OPA به تنهایی و بدون حضور SSSC، ۵۹ مگاوات حذف بار خواهیم داشت که نشان می‌دهد وجود SSSC در اقتصادی‌بودن این روش نقش داشته است؛ زیرا ۵/۷ مگاوات حذف بار کمتری را تحمیل کرده است.

جدول (۴): تغییرات تولید در ژنراتورهای سیستم برحسب MW بعد از بارزدایی (علامت - کاهش تولید و علامت + افزایش تولید)

نام نیروگاه	تغییر تولید ژنراتور بدون SSSC	تغییر تولید ژنراتور با حضور SSSC
دز	-۸۰/۲	-۷۷/۸
شهید مدحج	-۶۲/۳	-۶۰/۴
مارون	-۴۵	-۴۵
رامین	-۶۴	-۶۲
جمع	-۲۵۱/۵	-۲۴۵/۲

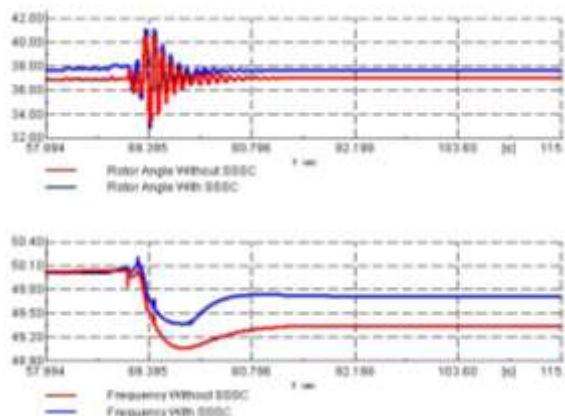
با حذف بار در سیستم، تولید برخی از ژنراتورها کاهش پیدا می‌کند که با استفاده از مدل OPA به دست می‌آید. این ژنراتورها در نیروگاه اصفهان ۲ و شهید مدحج هستند. مقدار کاهش تولید برای هر کدام از نیروگاه‌ها در دو حالت مختلف شبیه‌سازی به دست آمده است و طبق جدول (۶) بیان می‌شود. مجموع کاهش تولید در هر حالت با مجموع حذف بار برای برآوردن قیود سیستم برابر است.

نامی نزدیک‌تر می‌شود.



شکل (۷): مشخصه‌های دینامیکی سیستم در سناریوی اول

برای بررسی سناریوی دوم، خط ۷۳ که یکی از خطوط مهم و با بارگذاری بالا است در زمان ۶۰ ثانیه در شبیه‌سازی خارج می‌شود. خط ۷۵ بعد از خروج خط ۷۳ در ۶۵ ثانیه خارج می‌شود. پس از این دو خط، ترانس متصل به باس‌های ۳۸ و ۴۹ (ترانس شماره ۱۴۲) در ۶۷ ثانیه و در پی آن خطوط موازی ۷۶ و ۷۷ در زمان ۷۰ ثانیه از سیستم خارج می‌شوند. بعد از خروج خطوط ۷۶ و ۷۷، دو ترانس متصل به باس‌های ۸۶ و ۸۷ (ترانس شماره ۱۲۷) و ترانس متصل به باس‌های ۲۴ و ۲۵ (ترانس شماره ۱۴۵) در لحظه ۷۴ ثانیه از شبکه خارج می‌شوند. در شبیه‌سازی این سناریو در محیط نرم‌افزار DigSILENT مقدار حذف بار به ترتیب ۱۲۶، ۱۵۵، ۱۹۴ و ۲۹۹ مگاوات بوده است. شکل (۸) نشان می‌دهد که میرایی زاویه روتور بیشتر شده است و روش پیشنهادی با وجود SSSC بهبود چشمگیری در بازیافت فرکانس ایجاد کرده است.



شکل (۸): مشخصه‌های دینامیکی سیستم در سناریوی دوم

۷- نتایج شبیه‌سازی دینامیکی سیستم مورد

مطالعه در سناریوهای مختلف

برای نشان دادن بهبود عملکرد دینامیکی سیستم مدّ نظر از نرم‌افزار DigSILENT استفاده شده است که قابلیت‌های مناسبی جهت مدل‌سازی شبکه‌های بزرگ و تحلیل‌های دینامیکی دارد.

با این نرم‌افزار با توجه به قابلیت بالا و دقیق در مدل‌سازی دینامیکی رفتار تجهیزات مختلف سیستم در شبکه‌های بزرگ، تمام شبیه‌سازی‌های این قسمت شامل بررسی سناریوهای ذکر شده در قسمت قبل انجام شده است. در شبیه‌سازی سیستم تحت مطالعه در نرم‌افزار DigSILENT، در کلیه ژنراتورها، گاورنرها و AVR های سیستم با مدل‌هایی مانند: avr_ESAC5A، avr_ESST3A، avr_ESST1A، avr_ESDC1A، avr_IEEET1، gov_GAST، gov_IEEEG1، gov_IEEEG2، gov_TGOV1 و gov_GAST2A و همچنین SSSC و سیستم کنترلی آن به صورت دقیق مدل‌سازی شده‌اند. روند سناریوهای مختلف بررسی شده در بخش قبل، در نرم‌افزار DigSILENT در دو حالت حضورداشتن و نداشتن SSSC بررسی شده است.

در شبیه‌سازی سناریوی اول که در قسمت قبل بیان شد، خط ۱۱۲ که یکی از خطوط پربار شبکه است در زمان ۶۰ ثانیه از سیستم خارج می‌شود. بعد از خروج این خط، ترانس متصل به باس‌های ۳۸ و ۴۹ (ترانس شماره ۱۴۲) در ۶۳ ثانیه قطع می‌شود. سپس ترانس خطوط شماره ۱۳ و ۷۵ و ترانس بین باس‌های ۵۷ و ۶۰ (ترانس شماره ۱۳۲) در لحظه ۶۷ ثانیه و در ادامه خط‌های ۱۲ و ترانس بین ۲۴ و ۲۵ (ترانس شماره ۱۴۵) و خط ۷۳ در زمان ۷۵ ثانیه از سیستم جدا می‌شوند که به ترتیب در هر مرحله ۱۰۶، ۱۸۵ و ۴۴۳ مگاوات حذف بار لازم است. این سناریو در دو حالت حضورداشتن و نداشتن SSSC و با حذف بار مشابه مدل OPA بررسی شده است. نتایج شبیه‌سازی در شکل (۷) نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، استفاده از SSSC کاهش دامنه نوسانات و بهبود عملکرد سیستم را نتیجه می‌دهد. فرکانس سیستم در روش پیشنهادی با وجود SSSC بعد از وقوع خط‌های پی‌درپی یادشده، به مقدار

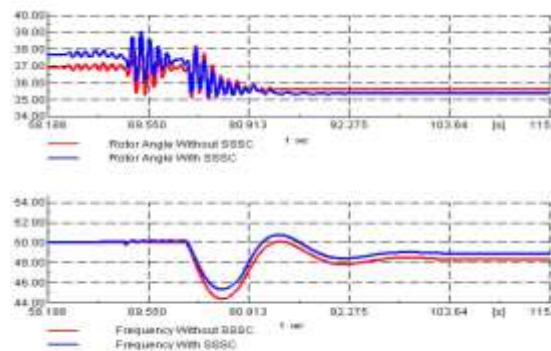
اجباری آن‌ها ناشی از این اضافه‌بار، باعث توقف روند خروج‌های پی‌درپی خواهند شد. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که نخست با تعیین اعمال اصلاحی مناسب که در بردارنده تغییر در مقدار تولید و حذف بار با مقدار مشخص است، می‌توان از روند حوادث پی‌درپی جلوگیری کرد و خطر خاموشی سراسری را کاهش داد و دوم با استفاده از ادوات FACTS سریعی مانند SSSC پایداری دینامیکی سیستم قدرت بهبود می‌یابد. همچنین با استفاده از این ادوات در سیستم قدرت، سایر اعمال اصلاحی اقتصادی‌تر می‌شوند. مقدار بارزدایی در حضور SSSC نسبت به وجودداشتن آن در سیستم مطالعه‌شده کمتر شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که روش پیشنهادی قادر است به‌طور مؤثری از خطاهای پی‌درپی در شبکه اصفهان - خوزستان جلوگیری کند.

مراجع

- [1] Dobson I, Carreras B A., Lynch V E., Newman D E. "Complex systems analysis of series of blackouts: Cascading failure critical points, and self-organization," Chaos 17, 026103, 2007.
- [2] Sun K; Han Z-X, "Analysis and Comparison on Several Kinds of Models of Cascading Failure in Power System," Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, IEEE/PES, 2005.
- [3] Dobson I, Carreras B. A., Newman D. E., "A loading-dependent model of probabilistic cascading failure," Probability in the Engineering and Informational Sciences, Vol. 19, No.1, pp. 15-32, 2005.
- [4] Dobson I, Carreras B A., Lynch V E., Newman D E. Newman, "An initial model for complex dynamics in electric power system blackouts," Hawaii International Conference on System Science, 2001.
- [5] Carreras B.A., Lynch V.E., Sachtjen M.L., Dobson I., Newman D.E., "Modeling blackout dynamics in power transmission networks with simple structure," 34th Hawaii Int. Conf. System Sciences, Maui, HI, Jan. 2001.
- [6] Mei S, He F, Zhang X, Wu S, and Wang G, "An Improved OPA Model and Blackout Risk Assessment," IEEE Transactions on power systems, Vol. 24, No.2, pp.814-823, 2009.
- [7] Chen J., Thorp J.S., Dobson I., "Cascading dynamics and mitigation assessment in power system disturbances via a hidden failure model," International Journal Electrical Power and Energy Systems, Vol.27, No.4, pp. 318-326, 2005.
- [8] Nedic D.P., Dobson I., Kirschen D.S., Carreras B.A., V.E. Lynch "Criticality in a cascading failure blackout model," International Journal of

سناریوی سوم با خروج خط ۳۹ که از خطوط مهم در شبکه و در قسمت خوزستان و به طول ۱۳۴ کیلومتر است، در ثانیه ۶۰ شروع می‌شود. ترانس متصل به باس‌های ۸۶ و ۸۷ (ترانس شماره ۱۲۷) بعد از خروج خط ۳۹ از سیستم در لحظه ۶۳ ثانیه خارج می‌شود. در مرحله بعد، ترانس بین باس‌های ۷۶ و ۹۱ (ترانس شماره ۱۴۴) در ۶۷ ثانیه و بعد از آن ترانس بین خطوط ۲۴ و ۲۵ (ترانس شماره ۱۴۵) در لحظه ۷۴ ثانیه از سیستم خارج می‌شوند و در پی آن، خطوط ۸۷ و ۱۰۱ و ترانس بین خطوط ۵۷ به ۶۰ (ترانس شماره ۱۳۲) و ترانس بین خطوط ۳۸ به ۴۹ (ترانس شماره ۱۴۲) هم‌زمان در ثانیه ۸۰ از سیستم جدا می‌شوند. در این سناریو مقدار بار حذف‌شده به ترتیب ۱۴۵، ۱۱۵، ۹۷ و ۲۳۳ مگاوات بوده است.

با شبیه‌سازی دینامیکی این سناریو طبق شکل (۹) تأثیر SSSC در بهبود پاسخ سیستم در برابر خروج‌ها شامل تغییر زاویه روتور و افزایش فرکانس سیستم در حالت ماندگار مشاهده می‌شود.



شکل (۹): مشخصه‌های دینامیکی سیستم در سناریوی سوم

۸- نتیجه‌گیری

در مطالعه انجام‌شده بر روی شبکه اصفهان - خوزستان در ابتدا با جایابی بهینه SSSC با دو روش الگوریتم ژنتیک و الگوریتم IPSO، مکان بهینه برای نصب این تجهیزات به دست آمده است. سپس با اعمال مدل OPA چند سناریو، بررسی و راهکارهایی همچون جابه‌جایی تولید و بارزدایی ارائه شده است. این دو عمل اصلاحی در سیستم قدرت با تغییر بارگذاری خطوط که از حل مسئله پخش بار به دست می‌آید با جلوگیری از اضافه‌بار سایر المان‌ها و خروج

- Bologna, Vol. 3, pp.1-7, 2003.
- [21] Rashed G.I, Shaheen H.I., Duan X.Z., Cheng S.J. "Evolutionary optimization techniques for optimal location and parameter setting of TCSC under single line contingency," *Applied Mathematics and Computation*, Vol. 205, No.1, pp. 133-147, 2008.
- [22] Hong Ma, Crow ML, Chowdhury BH., Lininger A "Cascading Line Outage Prevention with Multiple UPFCs," 39th North American Power Symposium, NAPS '07., 2007.
- [23] Radu D, Besanger Y, "Blackout prevention by optimal insertion of FACTS devices in power systems," *Future Power Systems, International Conference, IEEE*, pp. 1-6, 2005.
- [24] Eghtedarpour N, Seifi A, "Sensitivity-Based Method for the Effective Location of SSSC," *Journal of Power Electronics*, Vol. 11, No. 1, pp. 67-76, 2011.
- [25] Vaidya PS, "Optimal Location of Series FACTS Devices for Enhancing Power System Security," 4th International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET), 2011.
- [26] Mohammadi M, Rezazadeh A, Sedighzadeh M, "Optimal Placement and Sizing of FACTS Devices for Loadability Enhancement in Deregulated Power Systems," *Recent Researches in Artificial Intelligence and Database Management*, Vol. 2, No.1 pp.148-156, 2012.
- [27] Aghamohamadi M, Davarikia H, "A novel method to investigate network contingency based on cascading failure and blackout," 25th International Electrical Engineering Conference, 2009 (in persian).
- [28] Harison D, Raja T., "PSO Based Solution for the Optimal Location and Control Parameter Settings of UPFC in a Restructured Power System", *European Journal of Scientific Research*, Vol. 83, No.4, pp. 590 – 601, 2012.
- [29] Hongqing F, Long C, Zuyi S, "Application of an improved PSO algorithm to optimal tuning of PID gains for water turbine governor," *Energy Conversion and Management*, Vol. 52, No.4, pp. 1763-1770, 2011.
- [30] Kennedy J, Eberhart R, "Particle Swarm Optimization," *IEEE International Conference on Neural Networks*, Vol. 4, pp.1-6, 1995.
- [31] Hingorani G, Laszlo G, "Understanding FACTS", Wiley-IEEE Press edition, 10 Dec. 1999.
- [32] Padiyar K. R. "FACTS Controllers in Power Transmission and Distribution," New Age International, 2007
- [33] Debs A.S., "Modern Power Systems Control and Operation," Kluwer-Academic Publishers, Springer, England, 1988
- [34] www.erec.co.ir
- [35] www.kzrec.co.ir
- Electrical Power and Energy Systems, Vol. 28, No.9, pp. 627-633, 2006.
- [9] Kirschen D.S., Jayaweera D., Nedic D.P., Allan R.N., "A probabilistic indicator of system stress," *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 19, No. 3, pp. 345-354, 2004.
- [10] Transmission reliability evaluation for large-scale systems (TRELSS): User's manual, EPRI, Palo Alto, CA: 2000.
- [11] Hardiman R.C., Kumbale M.T., Makarov Y.V., "An advanced tool for analyzing multiple cascading failures," 8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems, Ames Iowa, September 2004.
- [12] Acha A., Claudio R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, "FACTS Modelling and Simulation in Power Networks," Wiley & sons, LTD, England, 2004.
- [13] Radman G, Raja R S, "Power Flow Model /Calculation for Power Systems with Multiple FACTS Controllers," *Electric Power Systems Research*, Vol: 77, no.12, 2007.
- [14] Benabid R., Boudour M., Abido M. A., "Optimal Placement of FACTS devices for Multi-objective Voltage Stability Problem," *Power Systems Conference and Exposition. PSCE '09. IEEE/PES 2009*.
- [15] Wibowo R.S, Yorino N, Eghbal M, Zoka Y, Sasaki Y., "FACTS devices allocation for congestion management considering voltage stability by means of MOPSO," *Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific. /TD-ASIA*, 2009.
- [16] Lu Z, Li M.S, Jiang L, Wu Q.H, "Optimal allocation of FACTS devices with multiple objectives achieved by bacterial swarming algorithm," *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE 10.1109/PES, 2008*.
- [17] Majumdar S, Chakraborty A K, Chattopadhyay P.K., "Active Power Loss Minimization With FACTS Devices Using SA/PSO Techniques," *Third International Conference on Power Systems, Kharagpur, INDIA 27-29 Dec. 2009*.
- [18] Momoh J. A., Zhu J. Z.; "A new Approach to Optimal Power Flow with Phase Shifter," *IEEE International Conference on systems, Man, and Cybernetics*, Vol. 5, No.2, pp. 4794-4799, 1998.
- [19] Idris R. M, Khairuddin A., Mustafa M.W., "Optimal Allocation of FACTS Devices for ATC Enhancement Using Bees Algorithm," *World Academy of Science, Engineering and Technology* Vol. 54, No.1, pp. 123-130, 2009.
- [20] Gerbex S, Cherkaoui R, Germond A, "Optimal location of FACTS devices to enhance power system security," *Power Tech Conference, IEEE*

-
- ¹ ORNL-PSerc-Alaska
 - ² Transmission reliability evaluation for large-scale systems
 - ³ Bacterial Foraging Optimization Algorithm
 - ⁴ Bee Algorithm
 - ⁵ Available Transfer Capacity
 - ⁶ Flexible AC transmission system
 - ⁷ Simulated Annealing
 - ⁸ Tabu Search
 - ⁹ Genetic Algorithm
 - ¹⁰ Harmony Search Algorithm
 - ¹¹ Particle swarm optimization
 - ¹² Improved Particle swarm optimization

۱۳۰ یک روش ترکیبی اعمال اصلاحی برای جلوگیری از حوادث پی‌درپی در شبکه برق اصفهان - خوزستان با استفاده از مدل OPA