

حضور بهینه‌ی ادوات FACTS پیش از وقوع خطا جهت بهبود پایداری گذرای سیستم قدرت بر اساس اختلاف زاویه ولتاژ ترمینال ژنراتورها

محمد سعید مهدوی^۱، دانشجوی دکتری؛ گنورگ قره پتیان^۲، استاد؛ نقی مودبی^۱، دکتری

۱- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی امیرکبیر - تهران - ایران - msmahdavi@aut.ac.ir

۲- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی امیرکبیر - تهران - ایران - grptian@aut.ac.ir

۳- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی امیرکبیر - تهران - ایران - n.moaddabi@rayavin.com

چکیده: حفظ پایداری گذرای سیستم قدرت بستگی به عوامل مختلفی از جمله شرایط اولیه‌ی سیستم قبل از وقوع خطا دارد، لذا می‌توان انتظار داشت که با تغییر متغیرهای سیستم مانند زاویه‌ی روتور ژنراتورها در حالت ماندگار سیستم بتوان پایداری شبکه در برابر خطا را افزایش داد، این تغییر با حضور دائم ادوات FACTS و تنظیم بهینه آن‌ها به صورت آنلاین امکان‌پذیر است. زمان بحرانی رفع خطا به عنوان دقیق‌ترین معیار ارزیابی پایداری گذرا خود می‌تواند تابع هدف این مسئله‌ی بهینه‌سازی باشد، ولی تعیین زمان بحرانی رفع خطا که مستلزم شبیه‌سازی حوزه‌ی زمان شبکه ضمن بررسی وقوع مکرر خطا می‌باشد امری زمان‌بر است و برای تنظیم آنلاین ادوات FACTS در یک سیستم قدرت که در هر لحظه متغیرهایش در حال تغییر هستند مناسب نیست. در این مقاله جهت بهبود پایداری گذرای یک شبکه‌ی هوشمند از طریق تنظیم آنلاین ادوات FACTS تابع هدف جدیدی بر اساس کاهش اختلاف زاویه‌ی ولتاژ ترمینال ژنراتورها ارائه می‌شود که سرعت بهینه‌سازی را به طرز چشمگیری افزایش می‌دهد. کمینه‌ساختن این تابع هدف با به کارگیری بهینه‌ی ادوات FACTS، معادل بیشینه‌ساختن پایداری گذرا خواهد بود. علاوه بر تنظیمات ادوات FACTS نوع، تعداد و مکان بهینه آنها نیز لحاظ می‌شود و در تعیین تعداد این ادوات هزینه‌ی سرمایه‌گذاری نیز لحاظ می‌شود.

واژه‌های کلیدی: پایداری گذرا، زمان بحرانی رفع خطا، اختلاف زاویه ولتاژ ژنراتورها، ادوات FACTS، الگوریتم بهینه‌سازی اجتماع ذرات

Optimal presence of FACTS devices before fault occurrence for transient stability enhancement based on terminal voltage angle difference of the generators

M. S. Mahdavi¹, PhD student; G. B. Gharehpetian,² Professor; N. Moaddabi³, PhD

1- Department of Electrical Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran, Email: msmahdavi@aut.ac.ir

2- Department of Electrical Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran, Email: grptian@aut.ac.ir

3- Department of Electrical Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran, Email: n.moaddabi@rayavin.com

Abstract: The ability of network generators to maintain their synchronism after a fault depends on several factors, including the initial conditions of the system before the fault, so it can be expected that by changing the system variables, such as the angle of the generator rotors in the system, the system stability can be against the fault. This change is possible by the Permanent presence of FACTS devices. The critical clearing time of fault as the most accurate criterion for transient stability evaluation can be the objective function of our optimization problem, but the determination of the critical clearing time, which involves the time domain simulation of the network along with the repeated examination of the fault occurrence It is time consuming to adjust the FACTS devices to a power system that is changing at any one time. In this paper, we present a new objective function based on the reduction of the voltage angle difference between generators terminals, which greatly increases the speed of optimization, in order to improve the transient stability of smart grid by setting up the online FACTS devices. Minimizing this objective function by optimizing the FACTS is equivalent to maximizing transient stability. In addition to optimal tuning, optimal type, number and allocation of them are considered for long term. in determining the optimal number of these devices, the cost of investment is also considered.

Keywords: Transient Stability, Critical Clearing Time, Voltage Angle Difference Between Generators Terminals, FACTS, PSO

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۶/۷/۱۴

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۶/۱۰/۳

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۷/۲/۱۹

نام نویسنده مسئول: گنورگ قره پتیان

نشانی نویسنده مسئول: تهران - خیابان حافظ - روبروی پل حافظ-دانشگاه صنعتی امیرکبیر - دانشکده مهندسی برق.

۱- مقدمه

افزایش روزافزون نیاز جوامع بشری به برق، موجب گسترش چشمگیر ابعاد سیستم‌های قدرت در سراسر جهان شده است. تغییر ناگهانی بار شبکه، حذف بخش بزرگی از تولید یا مصرف، وقوع اتصال کوتاه در نقطه‌ای از شبکه یا حتی تغییر توپولوژی شبکه در اثر بلایای طبیعی و غیره نمونه‌هایی از خطراتی هستند که پایداری سیستم قدرت را تهدید می‌کنند. لذا حفظ سنکرونیسم ژنراتورهای شبکه که اصطلاحاً پایداری گذرا خوانده می‌شود، همواره چالشی فراروی طراحان و بهره برداران سیستم قدرت بوده است [۱].

در مواجهه با چنین چالشی دو رویکرد عمده وجود دارد، رویکرد اول، که بیشتر جنبه‌ی درمان دارد شامل عملیاتی جهت حفظ پایداری سیستم پس از وقوع خطا می‌باشد در حالیکه رویکرد دوم پیشگیری از ناپایداری سیستم قبل از وقوع خطاست. رویکرد اول، شامل کنترل پارامترهای شبکه پس از وقوع خطا است به گونه‌ای که سیستم در نهایت پایدار بماند. در رویکرد دوم، هدف تغییر شرایط ماندگار سیستم است به گونه‌ای که احتمال ناپایداری شبکه در صورت وقوع خطا تا حد امکان کاهش یابد. مطالعات صورت گرفته در حوزه‌ی بهبود پایداری گذرا عمدتاً حول رویکرد اول متمرکز شده‌اند. کنترل سیستم تحریک ژنراتورها کنترل ادوات FACTS و ... راهکارهایی است که تاکنون برای بهبود پایداری گذرا ارائه شده‌اند.

با وقوع یک اغتشاش بزرگ مانند اتصال کوتاه سه فاز در شبکه، اولین نوسان زاویه‌ی روتور نقش تعیین کننده‌ای در پایداری یا ناپایداری سیستم بازی می‌کند [۱]. به عبارت دیگر خطا هر چه زودتر از شبکه حذف شود، احتمال پایدار ماندن شبکه بیشتر است. حداکثر زمان ممکن میان وقوع خطا و رفع آن در شبکه طوریکه سنکرونیسم شبکه از دست نرود را زمان بحرانی رفع خطا (CCT) می‌نامند. زمان بحرانی رفع خطا دقیق‌ترین معیار ارزیابی پایداری گذرا به شمار می‌رود [۲]. علاوه بر CCT مجموع انرژی جنبشی ژنراتورهای سیستم، دامنه‌ی پیک نوسان اول و زمان نشست نوسان نیز از شاخص‌های ارزیابی پایداری گذرا به شمار می‌روند [۳]. تاکنون در تحلیل پایداری گذرا روش‌های مختلفی ارائه شده است. شبیه سازی حوزه‌ی زمان [۴]، روش لیپانوف [۵] و روش سطوح معادل تعمیم یافته [۶] در کنار روش‌های مبتنی بر تشخیص الگو و هوش مصنوعی [۷] از مهمترین روش‌های تعیین و تخمین CCT هستند. روش شبیه سازی حوزه‌ی زمان که روش معمول اکثر نرم افزارهای محاسباتی است بر پایه‌ی حل معادلات حالت سیستم و انتگرال گیری عددی درست پس از وقوع خطا تا رسیدن شبکه به حالت ماندگار استوار است.

تاکنون مطالعات مربوط به استفاده از ادوات FACTS جهت بهبود پایداری گذرا بیشتر مربوط به ورود موقت عنصر FACTS بلافاصله پس از وقوع خطا، جهت تغییر امیدانس خط یا تثبیت ولتاژ باسبار بوده است. طراحی کنترل کننده‌ی مناسب ادوات FACTS برای حضور آنها پس از وقوع خطا تا رسیدن شبکه به حالت ماندگار، موضوع مطالعات

بسیاری بوده است [۸-۱۰]. برخی مطالعات انجام گرفته در حوزه‌ی حضور ادوات FACTS در شبکه برای بهبود پایداری گذرا، با هدف مدیریت گرفتگی خطوط و افزایش بارپذیری آنها بوده است [۱۱].

مرجع [۱۲] را می‌توان یکی از مهمترین مطالعات صورت گرفته در زمینه بهبود پایداری گذرا با حضور ادوات FACTS دانست. در این مرجع از روش آنالیز حساسیت برای تعیین نقاط بهینه‌ی نصب دو عنصر TCSC و STATCOM استفاده شده است. با فرض مرکز لختی^۲ جهت تعیین مرجع زاویه‌ی روتور و مرجع تغییرات سرعت ژنراتور، حساسیت زاویه‌ی نسبی روتور و تغییرات نسبی سرعت ژنراتور را مبنای محاسبات آنالیز حساسیت قرار داده و مبنای تحقیق صحت کار را بررسی نمودار زاویه‌ی روتور ژنراتور قرار داده است.

مرجع [۱۳] با فرض حضور دائم ادوات FACTS در شبکه پیش از وقوع خطا تابع انرژی این ادوات را در فرمولاسیون CTEF تعیین کرده است. با وجود اذعان به تأثیر مثبت حضور دائم ادوات FACTS پیش از وقوع خطا بر بهبود پایداری گذرا این مرجع از بهینه سازی حضور این ادوات صحبتی نکرده است. مرجع [۱۴] پایداری گذرا شبکه را با الگوریتم PSO بهبود یافته بهینه نموده است. با وجود فرض حضور ادوات FACTS متغیرهای بهینه سازی در این مطالعه توان ژنراتورها تغییر تپ ترانس و خازن‌های جبران‌ساز هستند. حل مسئله پخش بار اقتصادی با قیود پایداری گذرا نیز در برخی مراجع مورد توجه قرار گرفته [۱۵-۱۹] ولی در این مسائل اولاً پایداری گذرا تنها به عنوان یک قید لحاظ می‌شود و ثانیاً اینگونه مسائل بهینه معمولاً به دلیل استفاده از روش شبیه سازی حوزه زمان بسیار کند هستند.

مرجع [۲۰] از اقدامات پیشگیرانه‌ای مانند شناسایی هوشمند و آنلاین بارهای تاثیرگذار بر ناپایداری و حذف آنها برای حفظ پایداری شبکه استفاده کرده است.

مرجع [۲] با رویکرد بهبود پایداری شبکه پیش از وقوع خطا ایده‌ی نزدیک کردن زاویه‌ی روتور ژنراتورهای نزدیک به هم در شبکه را به وسیله کنترل توان ژنراتورها در قالب یک درخت تصمیم گیری ارائه کرده است. در این مرجع نشان داده شده است که زاویه‌ی ولتاژ ترمینال ژنراتور را می‌توان تقریب خوبی از زاویه روتور ژنراتور دانست. در این مقاله از ادوات FACTS پیش از وقوع خطا و با هدف تغییر شرایط حالت دائمی کار شبکه برای نزدیک کردن زاویه‌ی روتور ژنراتورها جهت بهبود پایداری گذرا استفاده می‌شود. ابتدا ژنراتورهای شبکه به چند دسته تقسیم می‌شوند به گونه‌ای که ژنراتورهای نزدیک به هم در یک دسته جای گیرند. سپس تابع هدف جدیدی بر اساس اختلاف زاویه‌ی ولتاژ ژنراتورهای هر دسته ارائه می‌شود. طی حل یک مسئله‌ی بهینه سازی بر اساس الگوریتم بهینه سازی اجتماع ذرات مکان نصب و تنظیمات بهینه‌ی ادوات FACTS شامل TCSC SVC و UPFC را به گونه‌ای تعیین می‌کنیم که تابع هدف پیشنهادی کمینه گردد. در تعیین تعداد بهینه ادوات FACTS هزینه‌ی سرمایه گذاری این ادوات را نیز لحاظ کرده و در نهایت بهترین نوع از بین این سه

سازی و در نتیجه برای تنظیم آنلاین ادوات FACTS مناسب خواهد بود. علاوه بر این تعیین نوع، تعداد و مکان ادوات FACTS نیز باید با هدف بیشینه سازی پایداری گذرا صورت گیرد. هر چند این بهینه سازی برخلاف تنظیمات بهینه‌ی FACTS، تنها یک بار در زمان طراحی سیستم صورت می‌گیرد ولی جهت کامل تر بودن مقایسه تمامی عوامل شامل نوع، تعداد، مکان و تنظیمات FACTS برای بهینه سازی لحاظ می‌شوند. در تعیین تعداد این ادوات هزینه‌ی سرمایه گذاری نیز به عنوان یک عامل تعیین کننده باید لحاظ شود. به این ترتیب حل مسئله در دو فاز صورت می‌گیرد. فاز اول روش مستقیم است که شامل بهینه سازی ادوات FACTS با تابع هدف قرار دادن زمان بحرانی رفع خطا می‌باشد و فاز دوم روش پیشنهادی است که شامل بهینه سازی ادوات FACTS با تابع هدف قرار دادن اختلاف زاویه‌ی ولتاژ و ولتاژ ترمینال ژنراتورهای شبکه است.

۳- شاخص ارزیابی پایداری گذرا

همانطور که در بخش قبل بیان شد تعیین نوع، تعداد، مکان و تنظیمات بهینه‌ی ادوات FACTS جهت بهبود پایداری گذرا در روش مستقیم از طریق در نظر گرفتن CCT به عنوان تابع هدف مسئله‌ی بهینه سازی صورت می‌گیرد. اما از آنجا که حل این مسئله‌ی بهینه سازی بسیار زمان بر است مخصوصاً برای تنظیم آنلاین و لحظه به لحظه‌ی ادوات FACTS مناسب نیست. در روش پیشنهادی این مقاله که روش غیر مستقیم است با در نظر گرفتن اختلاف زاویه‌ی ولتاژ ترمینال ژنراتورهای شبکه امکان پذیر است.

۴ CCT-

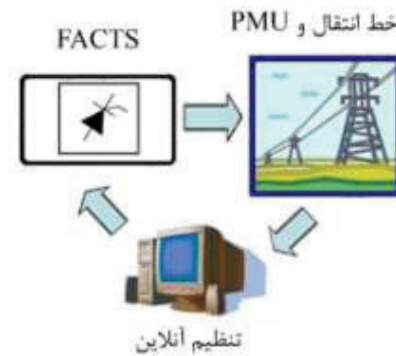
CCT معیار دقیقی برای ارزیابی پایداری گذرای شبکه است. هرچه میزان CCT بیشتر باشد شبکه می‌تواند آن خطا را برای مدت زمان بیشتری تحمل کند و پایداری گذرای شبکه بیشتر خواهد بود. روش مستقیم محاسبه‌ی CCT شبیه سازی مکرر وقوع خطا در حوزه‌ی زمان با افزایش گام به گام زمان رفع خطاست تا جایی که از آن به بعد شبکه ناپایدار شود. این نقطه‌ی زمانی همان CCT است که دقت محاسبه‌ی آن به گام افزایش زمان بستگی دارد [۲۱]. منظور از ناپایدار شدن شبکه افزایش فزاینده و بدون بازگشت زاویه‌ی روتور ژنراتورهاست.

در تعیین CCT علاوه بر شرایط شبکه، مکان وقوع خطا و نوع آن نیز تأثیر گذار است. از آنجا که اتصال کوتاه سه فاز نسبت به سایر انواع اتصال کوتاه شدیدتر است، در ادامه فرض می‌کنیم که محاسبه‌ی CCT برای وقوع اتصال کوتاه سه فاز با امپدانس خطای صفر و در یک باس مشخص شبکه صورت می‌گیرد. اما CCT محاسبه شده به این طریق به محل وقوع خطا وابسته است. مثلاً CCT برای خطا در یک باسبار متصل به ژنراتور نسبت به خطا در نقاط دیگر شبکه کمتر است. یک راه حل برای این مشکل، یافتن یک CCT کل برای شبکه است. در شبکه‌ای با N باس بار، اگر CCT برای خطا در باس n ام شبکه را با

عناصر انتخاب خواهد شد. از آنجا که دقیق‌ترین معیار ارزیابی پایداری گذرا زمان بحرانی رفع خطاست برای اثبات درستی عملکرد روش پیشنهادی یک بار همین مسئله با قرار دادن CCT شبکه به عنوان تابع هدف بهینه سازی حل می‌شود و نتایج دو روش را با یکدیگر مقایسه می‌گردد. بنابراین شبیه سازی ها در دو فاز صورت می‌گیرد. فاز اول شبیه سازی را که شامل بهینه سازی با تابع هدف CCT است روش مستقیم می‌نامیم و فاز دوم را که در آن تابع هدف اختلاف زاویه‌ی ولتاژ ترمینال‌های ژنراتورهای مجاور است روش پیشنهادی نامگذاری می‌کنیم. بخش دوم مقاله به توضیح شاخص CCT و بخش سوم به توضیح روش پیشنهادی بر اساس اختلاف زاویه ولتاژ ژنراتورها خواهد پرداخت. در بخش چهارم روند کلی حل مسئله بهینه سازی با الگوریتم PSO به هر دو روش مستقیم و پیشنهادی اختصاص دارد. بخش پنجم شامل شبیه سازی و مقایسه دو روش تحت سیستم نمونه ۳۹ باس IEEE و بخش ششم شامل نتیجه گیری خواهد بود.

۲- بهبود آنلاین پایداری گذرا در شبکه هوشمند

فرض کنید شبکه‌ی هوشمندی مجهز به تعدادی عنصر FACTS و واحدهای PMU در باسبارهای مختلف در اختیار است. هدف ما تنظیم بهینه‌ی این ادوات به صورت آنلاین است طوریکه پایداری گذرای شبکه بیشینه گردد.



شکل ۱: تنظیم آنلاین ادوات FACTS جهت بهبود پایداری گذرا

مطابق شکل ۱ اطلاعات شبکه مانند اندازه و فاز ولتاژ باسبارها و فلوی توان خطوط به صورت لحظه به لحظه در اختیار خواهد بود. این اطلاعات همگی به یک واحد پردازنده منتقل خواهد شد. وظیفه‌ی این واحد حل یک مسئله‌ی بهینه سازی است که در هر لحظه تنظیمات بهینه‌ی ادوات FACTS را به گونه‌ای تعیین می‌کند که پایداری گذرای شبکه بیشینه شود. در گام بعد این تنظیمات بهینه به ادوات FACTS موجود در شبکه منتقل شده و این سیکل پیوسته ادامه خواهد داشت. در نگاه نخست تابع هدف این مسئله بهینه سازی باید زمان بحرانی رفع خطا باشد. اما محاسبه CCT بسیار زمان بر بوده و برای تنظیم آنلاین و لحظه به لحظه‌ی ادوات FACTS مناسب نیست. لذا در بخش‌های بعد تابع هدف جدیدی با عنوان اختلاف زاویه ولتاژ ترمینال ژنراتورهای شبکه ارائه می‌شود که منجر به سرعت بسیار بالای شبیه

ولتاژ ترمینال ژنراتورهای مجاور شبکه به جای CCT بیشینه سازی پایداری گذرای شبکه امکان پذیر است.

برای تحلیل دقیق بحث پایداری گذرا در این قسمت معادلات دیفرانسیل حاکم بر سیستم قدرت، برای یک سیستم چند ماشینه را ارائه می‌کنیم. یک شبکه‌ی قدرت با n باس و m ژنراتور را در نظر بگیریم. تحلیل ریاضی وقوع خطا در این سیستم به روش سطوح برابر^۳ امکان پذیر نیست، بنابراین ناچار به حل معادلات حاکم بر سیستم پس از وقوع خطا هستیم، تا با به دست آوردن متغیرهای حالت سیستم در حوزهی زمان، روند حرکت سیستم به سمت پایداری یا ناپایداری را مشخص کنیم. در گام اول باید معادلات دیفرانسیل ماشین سنکرون i ام را تعیین کنیم. با صرف نظر کردن از کنترل تحریک ژنراتور و اثر سیم پیچ‌های میراکننده، معادله‌ی دیفرانسیل نوسانات زاویه‌ی روتور برای ژنراتور i ام (δ_i) مطابق رابطه‌ی (۲) خواهد بود:

$$\frac{H_i \cdot d^2 \delta_i}{\pi f_0 \cdot dt^2} = P_{mi} - \sum_{j=1}^m |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2)$$

در این رابطه H_i ثابت اینرسی ژنراتور i ام، $|E'_i| \angle \delta_i$ ولتاژ داخلی ژنراتور i ام، f_0 فرکانس مبنای شبکه و P_{mi} توان مکانیکی ورودی ژنراتور i ام پس از وقوع خطاست که به دلیل اینرسی بالای دریچه‌ی بخار، با توان الکتریکی خروجی ژنراتور قبل از وقوع خطا برابر فرض می‌شود. در اثر وقوع خطا با امیدانس خطای صفر، محل وقوع خطا در سیستم، زمین شده و در واقع ساختار شبکه عوض می‌شود. $|Y_{ij}| \angle \theta_{ij}$ مربوط به ماتریس ادمیتانس شبکه پس از وقوع خطاست که از بازآرایی سیستم در اثر خطا تشکیل می‌شود. همانطور که در مقدمه نیز ذکر شد، حل این معادله‌ی دیفرانسیل، در حوزهی زمان در اکثر نرم افزارهای تحلیل سیستم قدرت، از طریق انتگرال گیری عددی، از زمان وقوع خطا تا رسیدن شبکه به حالت ماندگار یا ناپایداری صورت می‌گیرد. با حل این معادله، زاویه‌ی روتور ژنراتورهای شبکه به صورت تابعی از زمان محاسبه می‌شود. با این وجود در مطالعه‌ی پایداری گذرای شبکه معمولاً به جای زاویه‌ی روتور از زاویه‌ی نسبی روتور استفاده می‌شود. راه حل این مشکل تعیین یک زاویه‌ی مرجع، برای زاویه‌ی روتور تمام ژنراتورهای شبکه است. دو راه برای تعیین زاویه‌ی روتور مرجع وجود دارد. اول اینکه زاویه‌ی روتور ژنراتوری که بزرگترین ثابت اینرسی را در شبکه داراست به عنوان مرجع انتخاب شود و دوم اینکه از روشی موسوم به مرکز اینرسی^۴ (COI) استفاده شود. در این روش، زاویه‌ی روتور مرکز اینرسی (δ_{COI}) که مطابق رابطه‌ی (۳) تعریف می‌شود به عنوان مرجع زاویه‌ی روتور فرض شود:

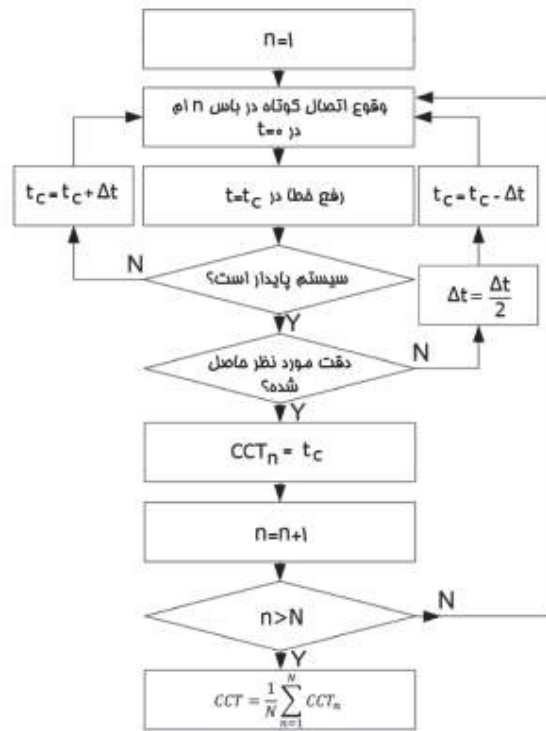
$$\delta_{COI} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^m M_i \delta_i \quad (3)$$

که در آن M_i دو برابر H_i است و M_T از رابطه‌ی (۴) حساب می‌شود:

CCT_n نشان دهیم، زمان بحرانی رفع خطای منسوب به کل شبکه را که با CCT_{total} نشان می‌دهیم را برابر با میانگین CCT_n ها تعریف می‌کنیم:

$$CCT_{total} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N CCT_n \quad (1)$$

الگوریتم مورد استفاده‌ی ما برای تعیین CCT در فلوچارت شکل ۲ نشان داده شده است.



شکل ۲: تعیین زمان بحرانی رفع خطای متوسط کل شبکه

در این فلوچارت n شماره‌ی باسباری است که در آن خطا رخ می‌دهد، N تعداد کل باس بارهای شبکه و Δt گام زمانی می‌باشد. ابتدا برای باس اول خطا در $t = 0$ روی باسبار اول گذاشته می‌شود و در $t = t_c$ برداشته می‌شود. اگر شبکه پایدار بود، t_c را به اندازه‌ی Δt افزایش می‌دهیم و اگر ناپایدار بود چنانچه هنوز به دقت لازم دست نیافته‌ایم گام زمانی Δt را نصف می‌کنیم تا به دقت دلخواه برسیم و t_c را همان CCT_n فرض کنیم. این روند برای تمام باسبارها تکرار می‌شود و در نهایت از رابطه (۱) CCT_{total} حساب می‌شود.

۴- ارائه‌ی روش پیشنهادی

از آنجا که حل این مسئله‌ی بهینه سازی به روش مستقیم بسیار زمانبر است مخصوصاً برای تنظیم آنلاین و لحظه به لحظه‌ی ادوات FACTS مناسب نیست. در روش پیشنهادی با در نظر گرفتن اختلاف زاویه‌ی

ترمینال یک ژنراتور را می‌توان با دقت بالایی، تخمین مطلوبی از زاویه‌ی روتور ژنراتور دانست. چون هدف ما از بهینه‌سازی فاز دوم، اساساً افزایش سرعت بهینه‌سازی برای کاربرد آنلاین ادوات FACTS جهت بهبود پایداری شبکه‌ی هوشمند است، لذا برای محاسبه‌ی تابع هدف $AngDiff_{total}$ به‌طور تقریبی رابطه‌ی (۷) را بر اساس زاویه‌ی ولتاژ ترمینال ژنراتورهای شبکه به شکل رابطه‌ی (۸) ارائه می‌کنیم. که در آن θ_k زاویه‌ی ولتاژ ترمینال ژنراتور k ام است.

$$AngDiff_{total} = \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^{h_i-1} \sum_{k=j+1}^{h_i} (\theta_k - \theta_j) \quad (8)$$

هدف ما از فاز دوم شبیه‌سازی کمینه‌کردن این تابع هدف از طریق تعیین بهینه‌ی مکان و تنظیمات ادوات FACTS به وسیله‌ی الگوریتم PSO می‌باشد.

۴ روند حل مسئله

در این بخش روند حل مسئله بر اساس هر دو روش مستقیم و پیشنهادی ارائه خواهد شد. از میان عناصر FACTS عنصر SVC به نمایندگی از عناصر موازی عنصر TCSC به نمایندگی از عناصر سری و عنصر UPFC به نمایندگی از عناصر ترکیبی مورد استفاده قرار ارائه شده در شکل ۶، تعداد، مکان و تنظیمات بهینه‌ی عنصر FACTS را می‌یابیم و در نهایت با مقایسه نتایج، از بین این سه عنصر، عنصر بهینه را مشخص می‌کنیم. منظور از تنظیمات ادوات FACTS پارامترهای جدول ۱ است. فلوچارت شکل ۶ روند حل را هم برای روش مستقیم و هم روش پیشنهادی نشان می‌دهد. تفاوت این دو روش اولاً در نوع شبیه‌سازی و ثانیاً در تابع هدف بهینه‌سازی است. در روش مستقیم شبیه‌سازی باید در حوزه‌ی زمان و با مدل دقیق ادوات FACTS [۱۲] و ژنراتورها و غیره صورت پذیرد ولی در روش پیشنهادی شبیه‌سازی شامل حل برنامه‌ی پخش بار نیوتون رافسون با در نظر گرفتن مدل ادوات FACTS در پخش بار [۲۲] خواهد بود.

در فلوچارت شکل ۶، n نشان دهنده‌ی تعداد عنصر FACTS و N حداکثر تعداد عنصر FACTS قابل نصب در شبکه است. فرض کنید عنصر FACTS مورد بررسی SVC باشد. ابتدا تعداد SVC های موجود در شبکه را یک فرض می‌کنیم پس تعداد متغیرهای مسئله برابر ۲ است، یکی مکان نصب SVC و دیگری تنظیمات آن یعنی B_{SVC} . با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی اجتماع ذرات، مقادیر بهینه‌ی این دو متغیر را بار اول به روش CCT با شبیه‌سازی حوزه زمان و بار دوم به روش پیشنهادی بر اساس اختلاف زاویه ولتاژ ترمینال ژنراتورهای مجاور با حل پخش بار تعیین می‌کنیم. در روش مستقیم تابع هدف مسئله‌ی بهینه‌سازی $1/CCT_{total}$ فرض شده و هدف کمینه ساختن این تابع هدف است. در روش پیشنهادی اما $AngDiff_{total}$ به عنوان تابع هدف مسئله بهینه‌سازی در نظر گرفته شده و کمینه خواهد شد.

$$M_T = \sum_{i=1}^m M_i \quad (4)$$

به این ترتیب زاویه‌ی نسبی روتور هر ژنراتور ($\bar{\delta}_i$) از رابطه‌ی (۵) به دست می‌آید:

$$\bar{\delta}_i = \delta_i - \delta_{COI} \quad (5)$$

با نگاهی دقیق‌تری به رابطه‌ی (۲) می‌توان مشاهده کرد که تغییرات زاویه‌ی روتور یک ژنراتور به توان الکتریکی ورودی (P_{mi})، دامنه‌ی ولتاژهای درونی ژنراتورها (E')، ادمیتانس بین ژنراتورها (Y_{ij}) و همچنین اختلاف زاویه‌ی روتورشان بستگی دارد. اگر بتوان به گونه‌ای اختلاف زاویه‌ی نسبی روتور ژنراتورها را کاهش داد (سمت راست رابطه‌ی (۲))، در نتیجه دامنه‌ی پیک نوسان اول کمتر شود و به این ترتیب پایداری گذرای شبکه بهبود یابد. اگر به سمت راست رابطه‌ی (۲) دقیق‌تر نگاه کنیم، ادمیتانس معادل شبکه بین دو ژنراتور i و j (Y_{ij}) در اختلاف زاویه‌ی روتورشان ($\delta_i - \delta_j$) ضرب می‌شود. پس می‌توان گفت که هر چه دو ژنراتور در شبکه به هم نزدیک‌تر باشند، (Y_{ij} بیشتر)، اختلاف زاویه‌ی روتورشان، تأثیر بیشتری بر نوسانات زاویه‌ی روتور دارد. اختلاف زاویه‌ی روتور ژنراتورهایی که در شبکه فاصله‌ی مکانی زیادی با هم دارند، عملاً تأثیر چندانی نخواهد داشت. لذا می‌توان ژنراتورهای شبکه را به چند گروه تقسیم کرد، طوری که در هر گروه، ژنراتورهایی که نزدیک هم هستند حضور داشته باشند، کاهش مجموع اختلاف زاویه‌ی دوبه‌دوی ژنراتورهای یک گروه به معنای کاهش نوسانات زاویه روتور و در نتیجه بهبود پایداری گذرای شبکه خواهد بود.

شبکه‌ای با m ژنراتور را فرض کنید. اگر این m ژنراتور را از نظر موقعیت قرارگیری در شبکه به a گروه تقسیم کنیم و تعداد ژنراتورهای موجود در گروه i ام را با h_i نمایش دهیم، اولاً مجموع اختلاف زاویه‌ی روتور ژنراتورهای موجود در گروه i ام را که با $AngDiff_i$ نشان می‌دهیم از رابطه‌ی (۶) حساب می‌شود:

$$AngDiff_i = \sum_{j=1}^{h_i-1} \sum_{k=j+1}^{h_i} (\delta_k - \delta_j) \quad (6)$$

در نهایت مجموع $AngDiff_i$ گروه‌های مختلف به عنوان یک تابع هدف با نام $AngDiff_{total}$ طبق رابطه‌ی (۷) محاسبه می‌شود:

$$AngDiff_{total} = \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^{h_i-1} \sum_{k=j+1}^{h_i} (\delta_k - \delta_j) \quad (7)$$

کار کردن با زاویه‌ی روتور ژنراتورها به دلیل سخت بودن اندازه‌گیری آن، امر دشواری است، در عوض در کاربردهای آنلاین شبکه و مخصوصاً در مورد شبکه‌های هوشمند که به PMU مجهزند کار کردن با دامنه و فاز ولتاژ باسبارها (که به راحتی از طریق PMU قابل رویت‌اند) راحت‌تر است. طبق مطالعه‌ی مرجع [۲]، زاویه‌ی ولتاژ

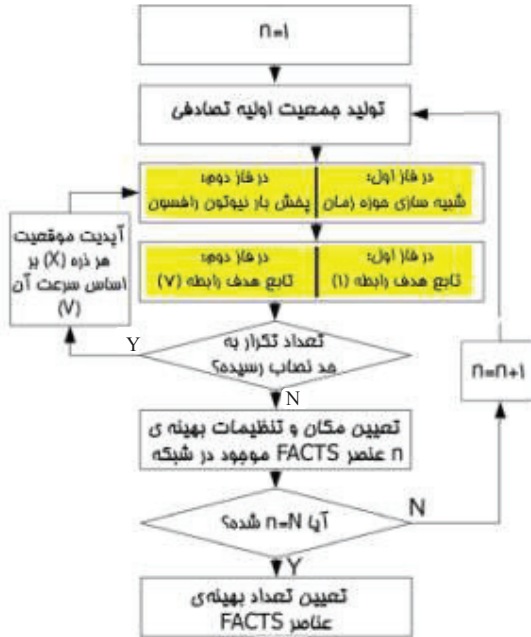


شکل ۴: متغیرهای بهینه سازی متناظر با n عدد TCSC موجود در شبکه



شکل ۵: متغیرهای بهینه سازی متناظر با n عدد UPFC موجود در شبکه

که در آن‌ها i مکان نصب و B و k و r و Y و Q تنظیمات عناصر FACTS اند که در جدول ۱ آمده‌اند.



شکل ۶: الگوریتم بهینه سازی مسئله به هر دو روش مستقیم و پیشنهادی به کمک PSO

۵- شبیه سازی

در این بخش به شبیه سازی فازهای اول و دوم و مقایسه‌ی آن‌ها می‌پردازیم. با انتخاب شبکه‌ی ۳۹ باسه ی نیوانگلند به عنوان شبکه‌ی نمونه، بهبود پایداری گذرای این شبکه را با حضور بهینه‌ی ادوات FACTS بررسی خواهیم کرد. در بخش اول شبکه‌ی ۳۹ باسه ی نمونه را در نرم افزار DIgSILENT ترسیم کرده و با کدنویسی الگوریتم PSO در محیط DPL و انجام شبیه‌سازی حوزه‌ی زمان، نوع، تعداد، مکان و تنظیمات سه عنصر SVC، TCSC و UPFC را طوری تعیین می‌کنیم که زمان بحرانی رفع خطا بیشینه گردد. DPL قابلیت برنامه نویسی نرم افزار DIgSILENT است که امکان پیاده سازی انواع الگوریتم‌های تکراری را در فضای شبیه سازی حوزه‌ی زمان میسر می‌سازد. در بخش دوم ابتدا ژنراتورهای شبکه‌ی نمونه ۳۹ باسه را به سه گروه تقسیم کرده و با کدنویسی پخش بار نیوتون رافسون در دل الگوریتم PSO، این بار نوع، تعداد، مکان و تنظیمات بهینه‌ی عناصر فوق را به گونه‌ای تعیین می‌کنیم که $AngDiff_{total}$ کمینه گردد. در بخش سوم، نتایج به دست آمده در فاز دوم را وارد نرم افزار DIgSILENT می‌کنیم و با شبیه‌سازی در حوزه‌ی زمان، CCT شبکه به ازای تعداد بهینه‌ی هر یک

در گام بعد تعداد SVCها را یکی افزایش می‌دهیم ($n=2$) حال با الگوریتم PSO مقادیر بهینه ۴ متغیر مسئله را که شامل مکان و تنظیمات SVC اول و مکان و تنظیمات SVC دوم است حساب می‌کنیم و این کار را تا $n=N$ ادامه می‌دهیم. در نهایت آن مقدار از n که به ازای آن مقدار FF1 و FF2 کمینه باشد، تعداد بهینه‌ی SVC را به ترتیب در روش CCT و روش پیشنهادی تعیین می‌کند. برای روش CCT از رابطه‌ی (۹) و برای روش پیشنهادی از رابطه‌ی (۱۰) به دست می‌آید.

$$FF1 = \frac{1}{CCT_{total}} + k_1 \sum_{i=1}^n C_{FACTS_i} \quad (9)$$

$$FF2 = AngDiff_{total} + k_2 \sum_{i=1}^n C_{FACTS_i} \quad (10)$$

در این رابطه C_{FACTS_i} هزینه‌ی سرمایه گذاری i امین SVC موجود در شبکه است. k_1 و k_2 ضرایب وزنی تأثیر هزینه در FF هستند که با نرمالیزاسیون و بر اساس نسبت مقادیر هزینه و $\frac{1}{CCT_{total}}$ و $AngDiff_{total}$ در شبکه نمونه مورد بررسی تعیین می‌شود. روند بالا را عیناً برای UPFC و TCSC نیز انجام می‌دهیم. هزینه‌ی سرمایه گذاری هر دستگاه از عناصر UPFC، TCSC و SVC به ترتیب در روابط (۱۱) تا (۱۳) آمده است [۲۳].

$$C_{UPFC} = 0.0003S^2 - 0.2691S + 188.22 \quad (11)$$

$$C_{TCSC} = 0.0015S^2 - 0.7130S + 153.75 \quad (12)$$

$$C_{SVC} = 0.0003S^2 - 0.3051S + 127.38 \quad (13)$$

به این ترتیب هزینه‌ی تجهیزات FACTS در تعیین تعداد بهینه این ادوات لحاظ خواهد شد.

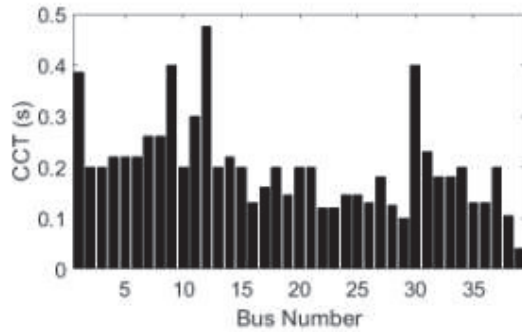
الگوریتم PSO در حل این مسئله تنها وظیفه‌ی یافتن مکان و تنظیمات بهینه‌ی عناصر FACTS را به عهده دارد. در تکرار اول الگوریتم PSO جمعیتی از ذرات تولید می‌شود. موقعیت هر ذره (X) مقادیر تصادفی از تعداد متغیر مسئله است. برای هر ذره متناسب با این مقادیر متغیرها، مکان نصب و تنظیمات عناصر FACTS تعیین و مطابق الگوریتم شکل ۶ مقدار تابع هدف (بسته به فاز اول یا فاز دوم شبیه سازی) محاسبه می‌شود. در تکرارهای بعد، موقعیت ذره از طریق محاسبه‌ی سرعت ذره (V) به روز می‌شود. در پایان تکرارها موقعیت ذره‌ای که کمترین هزینه را دارد، نشانگر بهترین مکان نصب و تنظیمات برای n عنصر موجود در شبکه است. متغیرهای مسئله با فرض حضور n عنصر SVC، TCSC و UPFC به ترتیب در شکل‌های ۳ تا ۵ نشان داده شده است.



شکل ۳: متغیرهای بهینه سازی متناظر با n عدد SVC موجود در شبکه

۴-۴-۵ سناریوی اول

در سناریوی اول، شبیه سازی، بدون حضور ادوات FACTS، مطابق فلوجارت شکل ۲ CCT_i ها را برای هر کدام از باس های شبکه جداگانه حساب می‌کنیم. در شکل ۷ مقادیر CCT_i ها برای تمام باسبازهای شبکه نشان داده شده است. بر اساس مقادیر CCT_i ها و از رابطه‌ی (۱) مقدار CCT_{total} از میانگین CCT_i ها برای کل شبکه برابر با ۰,۲۰۵۵، به دست می‌آید.



شکل ۷: CCT متناظر با باس‌های مختلف شبکه‌ی ۳۹ باسه بدون حضور ادوات FACTS

۴-۴-۵ سناریوی دوم

در سناریوی دوم حضور SVC در شبکه را بررسی می‌کنیم. حداکثر تعداد ممکن برای SVC را ۸ در نظر گرفته ($N=8$) و طبق فلوجارت شکل ۶ به ازای هر تعداد SVC، مقادیر بهینه‌ی مکان و B_{SVC} را به وسیله‌ی PSO پیدا می‌کنیم. در شکل ۸ به ازای هر تعداد SVC مقدار CCT_{Total} بهینه‌ی به دست آمده با رنگ مشکی نشان داده شده است. طبق رابطه‌ی (۹) متناظر با هر تعداد SVC (n هر FFI نیز برای تعیین تعداد بهینه‌ی SVC محاسبه شده و در شکل ۹ به رنگ مشکی نشان داده شده است. مطابق این شکل کمترین میزان FFI با گذاشتن سه SVC در شبکه به دست آمده است. مکان و B_{SVC} بهینه برای این سه عنصر و مقادیر تابع هدف بهینه‌ی حاصل در جدول ۲ آمده است.

۴-۴-۵ سناریوی سوم

در سناریوی سوم حضور TCSC در شبکه را بررسی می‌کنیم. حداکثر تعداد ممکن برای TCSC را ۸ در نظر گرفته ($N=8$) و طبق فلوجارت شکل ۶ به ازای هر تعداد TCSC، مقادیر بهینه‌ی مکان و k_{TCSC} را با PSO پیدا می‌کنیم. به ازای هر تعداد TCSC (n هر مقدار CCT_{Total} بهینه‌ی به دست آمده در شکل و FFI متناظر در شکل ۹ با رنگ قرمز نشان داده شده است. مطابق این شکل کمترین میزان FFI با گذاشتن چهار TCSC در شبکه به دست آمده است. مکان و k_{TCSC} بهینه برای این چهار عنصر و مقادیر تابع هدف بهینه‌ی حاصل در جدول ۲ آمده است.

از سه عنصر SVC، TCSC و UPFC که با تنظیمات بهینه در محل بهینه‌ی به دست آمده از فاز دوم قرار گرفته‌اند را به دست آورده و با CCT بهینه‌ی به دست آمده از فاز اول مقایسه کرده و درستی نتایج فاز دوم را و تأثیر آن در بهبود پایداری گذرای شبکه را بررسی می‌کنیم. در فاز چهارم شبیه سازی، تغییرات زاویه‌ی روتور نسبی یکی از ژنراتورهای شبکه را به عنوان معیار دیگر پایداری گذرا بررسی می‌کنیم و تأثیر حضور بهینه‌ی ادوات FACTS بر آن را تحلیل می‌نماییم.

۴-۵ فاز اول: روش مستقیم

در این بخش با شبیه سازی شبکه‌ی نمونه و پیاده سازی الگوریتم اجتماع ذرات جهت افزایش CCT_{total} و در نتیجه بهبود پایداری گذرای شبکه، کارایی و صحت عملکرد این روش مورد بررسی قرار می‌گیرد. شبکه‌ی نمونه‌ی مورد بررسی ما در این مقاله، شبکه ۳۹ باس نیوانگلند است. این شبکه از ۳۹ باسبار، ۳۴ خط انتقال، ۱۲ ترانس و ۱۰ ژنراتور سنکرون تشکیل شده است. $S_{base} = 100MW$ و ولتاژ سطح انتقال ۳۴۵ کیلوولت فرض شده است. اینرسی و پارامترهای گذرای ژنراتورها نیز عیناً مطابق داده‌های شبکه‌ی استاندارد نیوانگلند در نظر گرفته شده است. همچنین مدل دقیق ادوات SVC، TCSC و UPFC برای شبیه سازی حوزه زمان در محیط نرم افزار DigSILENT پیاده‌سازی شد.

فلوجارت‌های شکل‌های ۲ و ۶ به همراه الگوریتم بهینه سازی اجتماع ذرات در قالب برنامه‌هایی در محیط برنامه نویسی این نرم افزار (DPL) نوشته شد. با توجه به قابلیت‌های DPL، تنها با قرار دادن یک عدد از عنصر FACTS مورد نظر در صفحه‌ی ترسیم شبکه، از طریق کدنویسی و بدون نیاز به تنظیمات دستی، امکان اتصال آن عنصر به هر نقطه‌ی شبکه و جایابی بهینه وجود دارد.

حداکثر تعداد تکرارهای الگوریتم PSO، برابر با ۱۰۰ و تعداد اعضای جمعیت ذرات ۵۰ فرض می‌شود. رنج تغییرات تنظیمات ادوات FACTS نیز به شرح جدول ۱ است.

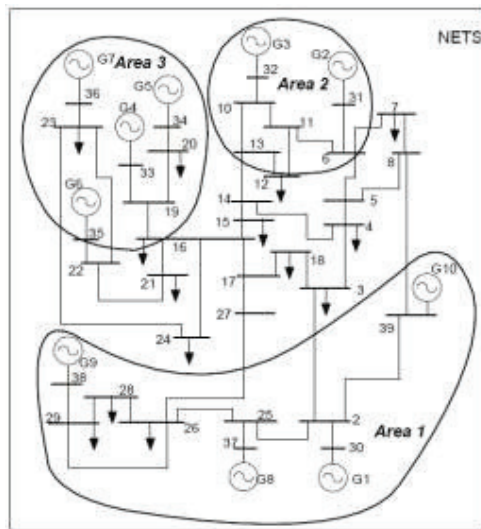
جدول ۱: محدوده‌ی تنظیمات ادوات FACTS

پارامتر	کمینه	بیشینه
B_{SVC}	-800^{uS}	800^{uS}
k_{TCSC}	-0.8	0.2
r_{UPFC}	0	$0.1V_n$
γ_{UPFC}	-180°	180°
Q_{UPFC}	-100^{MVar}	100^{MVar}

که در آن V_n ولتاژ نامی خطوط انتقال شبکه‌ی نمونه‌ی نیوانگلند بوده و برابر ۳۴۵ کیلوولت می‌باشد. در این فاز شبیه‌سازی k_1 برای رابطه‌ی (۹) برابر با ۰,۰۰۱ در نظر گرفته می‌شود.

$$AngDiff_{total} = [(\theta_{32} - \theta_{31})] + \left[\sum_{j=33}^{35} \sum_{k=j+1}^{36} (\theta_k - \theta_j) \right] + \left[\sum_{j=37}^{38} \sum_{k=j+1}^{39} (\theta_k - \theta_j) \right] + \sum_{k=37}^{39} (\theta_k - \theta_{30})$$

که در آن θ_k زاویه ولتاژ باسبار k ام شبکه است. فلوچارت شکل ۶ مبنای فرایند بهینه سازی مکان نصب و تنظیمات ادوات FACTS توسط الگوریتم PSO خواهد بود. حداکثر تعداد تکرارهای الگوریتم PSO، برابر با ۵۰۰ و تعداد اعضای جمعیت ذرات ۱۰۰ فرض می‌شود. در این فاز شبیه سازی مقدار k_2 برای رابطه‌ی (۱۰) برابر با ۰٫۰۱ لحاظ می‌شود. رنج تغییرات تنظیمات ادوات FACTS مشابه فاز اول است.



شکل ۱۰: تقسیم ژنراتورهای شبکه‌ی ۳۹ باسه به سه گروه

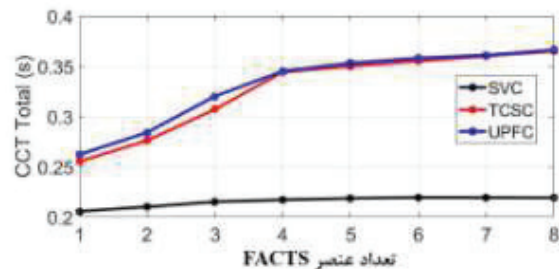
قبل از شروع فرایند بهینه سازی مقدار $AngDiff_{total}$ را بدون حضور ادوات FACTS در شبکه حساب می‌کنیم که مقدار آن برابر با ۴۴٫۳۰۲۴ به دست می‌آید.

۴-۴-۵ سناریوی اول

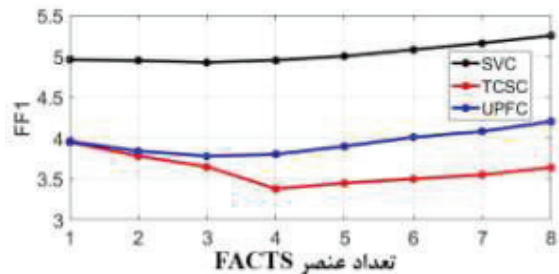
در سناریوی اول حضور SVC در شبکه را بررسی می‌کنیم. حداکثر تعداد ممکن برای SVC را مانند فاز اول، ۸ در نظر گرفته ($N=8$) و طبق فلوچارت شکل ۶ به ازای هر تعداد SVC، مقادیر بهینه‌ی مکان و B_{SVC} را توسط الگوریتم PSO پیدا می‌کنیم. در شکل ۱۰ به ازای هر تعداد SVC مقدار $AngDiff_{total}$ بهینه‌ی به دست آمده با رنگ مشکی نشان داده شده است. طبق رابطه‌ی (۱۰) متناظر با هر تعداد SVC (هر n) نیز برای تعیین تعداد بهینه‌ی SVC محاسبه شده و در شکل ۱۱ به رنگ مشکی نشان داده شده است. مطابق این شکل کمترین میزان $FF2$ با گذاشتن دو SVC در شبکه به دست آمده است. مکان و B_{SVC} بهینه برای این سه عنصر و مقادیر تابع هدف بهینه‌ی حاصل در جدول ۳ آمده است. با مقایسه‌ی شکل ۸ و ۱۰، روند تغییرات مقادیر

۴-۵ سناریوی چهارم

در سناریوی چهارم حضور UPFC در شبکه را بررسی می‌کنیم. حداکثر تعداد ممکن برای UPFC را ۸ در نظر گرفته و طبق فلوچارت شکل ۶ به ازای هر تعداد UPFC، مکان و تنظیمات بهینه شامل V_{UPFC} ، θ_{UPFC} و Q_{UPFC} را با PSO پیدا می‌کنیم. به ازای هر تعداد TCSC مقدار CCT_{Total} بهینه‌ی به دست آمده در شکل ۸ و $FF1$ متناظر در شکل ۹ با رنگ آبی نشان داده شده است. مطابق این شکل کمترین میزان $FF1$ با گذاشتن سه UPFC در شبکه به دست آمده است. مکان و تنظیمات بهینه برای این سه عنصر و مقادیر تابع هدف بهینه‌ی حاصل در جدول ۲ آمده است.



شکل ۸: مقادیر بهینه CCT_{total} به دست آمده از الگوریتم PSO به ازای تعداد مختلف از انواع ادوات FACTS



شکل ۹: مقادیر بهینه $FF1$ به دست آمده از الگوریتم PSO به ازای تعداد مختلف از انواع ادوات FACTS

۴-۵-۴ فاز دوم: روش پیشنهادی

در این بخش ابتدا اطلاعات شبکه‌ی نمونه‌ی نیوانگلند را وارد برنامه‌ی پخش بار نیوتون رافسون می‌نماییم و سپس با گنجاندن مدل پخش بار عناصر SVC، TCSC و UPFC، این برنامه را جهت محاسبه‌ی تابع هدف در الگوریتم PSO به کار می‌گیریم تا با تعیین بهینه‌ی مکان نصب و تنظیمات ادوات FACTS این بار $AngDiff_{total}$ را به عنوان تابع هدف مسئله کمینه سازیم و به این ترتیب پایداری گذرای شبکه را بهینه کنیم. جهت محاسبه‌ی $AngDiff_{total}$ ، ژنراتورهای شبکه‌ی نمونه‌ی ۳۹ باسه را به سه گروه مجاور مطابق شکل ۱۱ تقسیم می‌کنیم. بنابراین رابطه‌ی (۸) به صورت رابطه (۱۴) برای محاسبه‌ی $AngDiff_{total}$ به کار می‌رود:

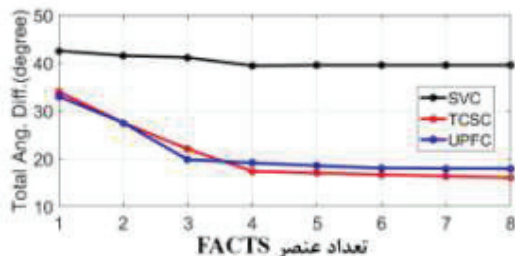
$$(14)$$

بهینه‌ی به ازای تعداد مختلف SVC برای CCT_{Total} و $AngDiff_{total}$ مورد عنصر SVC نمی‌تواند جایگزین مناسبی برای CCT در بهبود شباهت چندانی ندارند پس تابع هدف پیشنهادی $AngDiff_{total}$ در پایداری گذرا باشد.

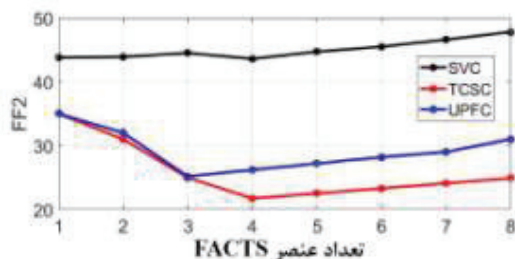
جدول ۲. نتایج بهینه‌ی فاز اول

FF1	هزینه (میلیون تومان)	CCT_{Total} (s)	تنظیمات	مکان	تعداد			
۵,۰۷	۲۸۴	۰,۲۱۵۵	B_{SVC}		۳	SVC		
			۴۷۳ μ s	۱۴				
			۲۰۲ μ s	۲۸				
			۳۳۱ μ s	۲۹				
۳,۳۸	۴۴۲	۰,۳۳۹۸	k_{TCSC}		۴	TCSC		
			-۰,۶۳	۲۳-۲۴				
			-۰,۷۷	۱۲-۲۲				
			-۰,۷۱	۱۲-۱۶				
۳,۷۸	۵۲۲	۰,۳۰۷۱	r_{UPFC}		۳	UPFC		
			۰,۰۹۴	۴۷,۸			۷۲	۴-۵
			۰,۰۸۱	۴۸,۷			۶۸	۲۳-۲۴
			۰,۰۸۷	۲۴,۸			۹۱	۱-۳۹

مکان و تنظیمات بهینه برای این سه عنصر و مقادیر تابع هدف بهینه حاصل در جدول ۳ آمده است. نتایج حاصل برای UPFC شباهت زیادی به نتایج فاز اول دارد و تابع هدف $AngDiff_{total}$ در مورد UPFC نیز برای بهبود پایداری گذرا معتبر است.



شکل ۱۱: مقادیر بهینه اختلاف زاویه ولتاژ ترمینال ژنراتورها به دست آمده از الگوریتم PSO به ازای تعداد مختلف از انواع ادوات FACTS



شکل ۱۲: مقادیر بهینه FF2 به دست آمده از الگوریتم PSO به ازای تعداد مختلف از انواع ادوات FACTS

در پایان به منظور تحقیق صحت نتایج الگوریتم PSO مسئله هم در فاز اول و هم در فاز دوم با الگوریتم ژنتیک حل می‌شود. جدول ۴ نتایج بهینه‌ی حاصل از الگوریتم PSO و ژنتیک را به تفکیک فازهای شبیه سازی نشان می‌دهد.

۴ ۴ ۵ -سناریوی دوم

در سناریوی سوم حضور TCSC در شبکه را بررسی می‌کنیم. حداکثر تعداد ممکن برای TCSC را ۸ در نظر گرفته (N=8) و طبق فلوچارت شکل ۶ به ازای هر تعداد TCSC، مقادیر بهینه‌ی مکان و k_{TCSC} را با الگوریتم PSO پیدا می‌کنیم. به ازای هر تعداد TCSC (هر n) مقدار $AngDiff_{total}$ بهینه در شکل ۱۰ و FF2 متناظر در شکل ۱۱ با رنگ قرمز نشان داده شده است. مطابق این شکل کمترین میزان k_{TCSC} یا گذاشتن چهار TCSC در شبکه به دست آمده است. مکان و k_{TCSC} بهینه برای این چهار عنصر و مقادیر تابع هدف بهینه حاصل در جدول ۳ آمده است. برخلاف SVC در مورد TCSC شباهت فراوانی میان نتایج فاز اول و دوم مشاهده می‌شود و این مطلب گویای آن است که تابع هدف پیشنهادی $AngDiff_{total}$ می‌تواند جایگزین مناسبی برای زمان بحرانی رفع خطا در بهبود پایداری گذرا باشد.

۴ ۴ ۵ -سناریوی سوم

در سناریوی چهارم حضور UPFC در شبکه را بررسی می‌کنیم. حداکثر تعداد ممکن برای UPFC را ۸ در نظر گرفته و طبق فلوچارت شکل ۶ به ازای هر تعداد UPFC، مکان و تنظیمات بهینه شامل r_{UPFC} ، θ_{UPFC} و Q_{UPFC} را با الگوریتم PSO پیدا می‌کنیم. به ازای هر تعداد TCSC مقدار $AngDiff_{total}$ بهینه در شکل ۱۰ و FF2 متناظر در شکل ۱۱ با رنگ آبی نشان داده شده است. مطابق این شکل کمترین میزان FF2 با گذاشتن سه UPFC در شبکه به دست آمده است.

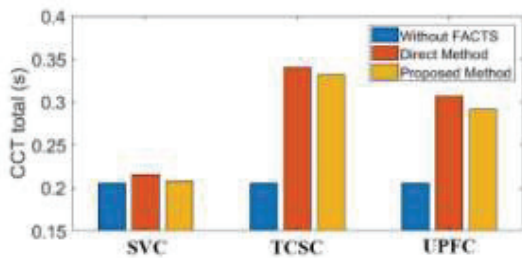
جدول ۳: نتایج بهینه‌ی فاز دوم

FF2	هزینه (میلیون تومان)	$AngDiff_{total}$	تنظیمات	مکان	تعداد			
۴۴,۲۴۱۲	۴۲۳	۴۰,۰۱۱۲	B_{SVC}		۴	SVC		
			۳۱۷ μ S	۲				
			۵۴۱ μ S	۱۱				
			۷۰۱ μ S	۱۶				
			۲۲۰ μ S	۲۲				
۲۱,۷۲۷۳	۴۳۷	۱۷,۳۵۷۳	k_{TCSC}		۴	TCSC		
			-۰,۴۹	۲۳-۲۴				
			-۰,۶۸	۲۱-۲۲				
			-۰,۸	۱۶-۲۱				
			-۰,۷۴	۱-۲				
۲۵,۱۷۳	۵۴۱	۱۹,۷۶۳	V_{UPFC}	γ_{UPFC}	Q_{UPFC}	۳	UPFC	
			۰,۰۸۹	۳۳,۴۱	۹۰			۲۳-۲۴
			۰,۰۹۷	۴۰,۵۵	۸۳			۱-۲
			۰,۰۹۲	۲۰,۰۰	۷۸			۴-۵

محسوب می‌شوند. ابتدا در شبکه‌ی نمونه‌ای که در نرم افزار DigSILENT ترسیم شده بود، بدون حضور ادوات FACTS، با تعریف وقوع اتصال کوتاه سه فاز در باس ۱۶ (که پر اتصال‌ترین باس شبکه است و احتمال وقوع خطا در آن محتمل‌تر است) در زمان $t=1s$ و رفع خطا (بدون تغییر در توپولوژی شبکه) در زمان $t=1.1s$ ، تغییرات زاویه‌ی نسبی روتور ژنراتور هشتم ($G8$) و ژنراتور اول ($G1$) را به دست می‌آوریم (که در شکل ۱۴ با نقطه چین آبی رنگ نشان داده شده است).

۵-۴ فاز سوم: تحقیق نتایج فاز دوم با شبیه سازی در حوزه زمان

در این بخش، مکان و تنظیمات بهینه‌ی ادوات FACTS حاصل از فاز سوم را برای شبیه سازی در حوزه‌ی زمان، وارد نرم افزار DigSILENT می‌کنیم. ادوات FACTS را با مقادیر بهینه‌ی به دست آمده از فاز دوم شبیه سازی در مکان‌های بهینه‌ی به دست آمده در شبکه قرار می‌دهیم و با اجرای فایل DPL ای که برای محاسبه‌ی CCT_{Total} نوشته شده مقدار CCT_{Total} را برای تعداد، مکان و تنظیمات بهینه‌ی SVC، TCSC و UPFC بر اساس جدول ۳ به دست آورده و با CCT_{Total} بهینه‌ی به دست آمده در فاز اول مقایسه می‌کنیم. نتایج حاصل در جدول ۵ نشان داده شده است.



شکل ۱۳: مقایسه‌ی بهبود پایداری حاصل از فاز اول و دوم بر اساس

CCT_{total}

سپس در سه سناریوی مختلف، هر بار یکی از سه عنصر SVC، TCSC و UPFC را به تعداد بهینه‌ی به دست آمده در فاز دوم، در محل بهینه و با تنظیمات بهینه‌ی جدول ۳ به شبکه فوق اضافه می‌کنیم و زاویه‌ی ولتاژ ترمینال ژنراتورهای هشتم و اول را برای هر یک از سه سناریو نیز به دست می‌آوریم. با این که به دلیل نصب دائمی ادوات FACTS، شرایط اولیه‌ی شبکه قبل از خطا متفاوت است و منحنی‌های نوسانات زاویه‌ی روتور این سه سناریو نقطه‌ی شروع متفاوتی دارند، برای مقایسه‌ی بهتر دامنه‌ی پیک نوسان اول و زمان نشست نوسانات، در شکل ۱۴، هر چهار منحنی حاصل را از یک نقطه شروع یکسان (نقطه شروع نوسانات زاویه‌ی نسبی روتور سناریوی اول بدون حضور ادوات FACTS) ترسیم کرده‌ایم.

در شکل ۱۳ سه ستون سمت چپ مربوط به SVC، سه ستون وسط مربوط به TCSC و سه ستون راست مربوط به UPFC می‌باشد. ستون‌های آبی رنگ CCT_{Total} شبکه بدون حضور ادوات FACTS، ستون‌های قرمز مربوط به فاز اول و ستون نارنجی مربوط به فاز دوم است. نزدیک بودن نتایج فازهای اول و دوم برای دو عنصر TCSC و UPFC شاهده‌ی بر این مدعاست که روش پیشنهادی ما بر اساس $AngDiff_{total}$ برای بهینه سازی حضور ادوات FACTS برای دو عنصر TCSC و UPFC کاملاً معتبر است ولی در مورد SVC به نسبت CCT_{Total} شبکه بدون حضور FACTS (۰,۲۰۵۵)، مقدار CCT بهینه‌ی به دست آمده از فاز دوم با مقدار بهینه‌ی حاصل از فاز اول فاصله دارد.

۵-۴ فاز چهارم: تحلیل تغییرات زاویه‌ی روتور

در اکثر مطالعات انجام شده در حوزه پایداری گذرای سیستم قدرت، منحنی تغییرات زاویه‌ی روتور ژنراتور جهت بررسی بهبود پایداری به کار رفته است. دامنه‌ی پیک نوسان اول زاویه‌ی روتور ژنراتورهای شبکه و یا زمان نشست نوسانات عواملی هستند که معیار بهبود پایداری گذرا

حوزه زمان و تابع هدف قرار دادن زمان بحرانی رفع خطای شبکه صورت گرفت و نزدیک بودن نتایج دو روش حاکی از توانمندی روش پیشنهادی مخصوصاً در تنظیم آنلاین ادوات FACTS پیش از وقوع خطا برای بهبود پایداری گذرا بود. در بهینه سازی علاوه بر تنظیمات بهینه، مکان، تعداد و نوع بهینه این ادوات نیز لحاظ شد و در تعیین تعداد بهینه هزینه سرمایه گذاری آن‌ها نیز در نظر گرفته شد.

مراجع

[1] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Anderson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. V. Cutsem, and V. Vittal, "Definition and classification of power system stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug.

[2] N. Moaddabi, and G. B. Gharehpetian. "General prefault transient stability estimation index using wide area phasor measurements" *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 25, no. 8, pp. 1522-1538, 2015

[3] D.Z. Fang, L. Jing, T.S. Chung, "Corrected transient energy function-based strategy for stability probability assessment of power systems", *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 2, no. 3, pp. 424-432, 2008

[4] S. M. Mazhari, S. M. Kouhsari, A. Ramirez, and E. Karami. "Interfacing transient stability and extended harmonic domain for dynamic harmonic analysis of power systems" *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 11, pp. 2720-2730, 2016.

[5] Sun YZ, Li X, Zhao M, Song YH. New "Lyapunov function for transient stability analysis and control of power systems with excitation control" *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 2, pp. 123-131, 2001.

[6] P. McNabb and B. Janusz "A priori transient stability indicator of islanded power systems using extended equal area criterion." In *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, pp. 1-7, 2012.

[7] N. Amjadi, S. F. Majedi, 'Transient stability prediction by a hybrid intelligent system', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 1275-1283, 2007

[8] Vahidnia, Arash, Gerard Ledwich, and Edward W. Palmer. "Transient stability improvement through wide-area controlled SVCs." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 3082-3089, 2016

[9] J. J. Ford, G. Ledwich, Z. Y. Dong, "Efficient and robust model predictive control for first swing transient stability of power systems using flexible AC transmission systems devices", *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 2, pp. 731-742, 2008.

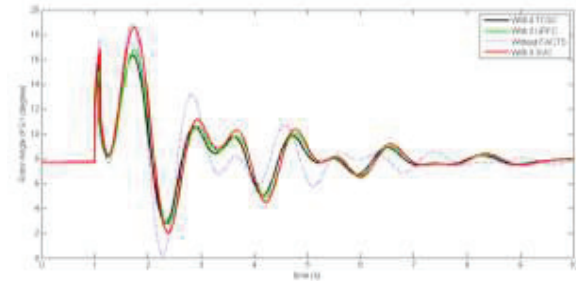
[10] T. T. Nguyen and S. R. Wagh, "Predictive control-based facts devices for power system transient stability improvement", *Proceedings 8th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*, 2010.

[11] R. Moslemi, H. A. Shayanfar, "Optimal location for series FACTS devices to transient stability constrained congestion management", 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, Italy, pp. 1 - 4, 2011

[12] D. Chatterjee and A. Ghosh, "Transient stability assessment of power systems containing series and shunt compensators," *IEEE Trans. on Power Engineering*, vol. 22, no. 3, pp. 1210-1220, 2007

[13] Aghaei, Jamshid, Mahdi Zarei, Mohammadreza Asban, Sahand Ghavidel, Alireza Heidari, and Vassilios G. Agelidis. "Determining potential stability enhancements of flexible AC transmission system devices using corrected transient energy function." *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 2, pp. 470-476, 2016.

[14] Xia, Shiwei, Ka Wing Chan, Xuefeng Bai, and Zhizhong Guo. "Enhanced particle swarm optimisation applied for transient angle and voltage constrained discrete optimal power flow with



شکل ۱۴: مقایسه‌ی نوسانات زاویه‌ی نسبی روتور به ازای ادوات مختلف FACTS

چنانکه در این شکل مشخص است، بدون حضور ادوات FACTS نوسانات زاویه‌ی روتور بیشترین دامنه پیک نوسان اول و بیشترین زمان نشست را دارد. با گذاشتن ۲ عدد SVC در حالت بهینه‌ی به دست آمده از فاز دوم شبیه سازی، (منحنی نوسانات قرمز رنگ در شکل ۱۴) دامنه‌ی پیک نوسانات به مقدار بسیار ناچیزی کاهش می‌یابد ولی همانطور که مشخص است دامنه‌ی نوسانات بعدی (دوم، سوم و ...) به شکل قابل توجهی کاهش یافته است. در شکل ۱۴ منحنی سیاه رنگ که مربوط به قرار گرفتن ۴ عدد TCSC در شبکه می‌باشد، کمترین میزان دامنه‌ی پیک نوسان اول را به خود اختصاص داده است که کمی کمتر از دامنه‌ی پیک نوسان اول متناظر با قرار گرفتن ۳ عدد UPFC (منحنی سبز رنگ در شکل ۱۴) می‌باشد. این نتایج به عنوان معیار بهبود پایداری گذرای شبکه، موید نتایج به دست آمده از معیار دیگر پایداری گذرا (CCT) است و نشان دهنده‌ی این حقیقت است که به وسیله ۴ عدد TCSC، ۳ عدد UPFC و ۴ عدد SVC به ترتیب بیشترین تا کمترین تأثیر را در بهبود پایداری گذرا داشته است. بنابراین بهترین نوع عنصر FACTS جهت بهبود پایداری TCSC خواهد بود.

جدول ۴: محدوده‌ی تنظیمات ادوات FACTS

عنصر FACTS	در فاز اول CCT_{total}		در فاز دوم $AngDiff_{total}$	
	PSO	ژنتیک	PSO	ژنتیک
SVC	۰,۲۱۵۵	۰,۲۰۹۸	۴۰,۰۱	۴۱,۱۲
TCSC	۰,۳۳۹۸	۰,۳۲۲۲	۱۷,۳۵	۱۷,۲۶
UPFC	۰,۳۰۷۱	۰,۳۰۰۲	۱۹,۷۶	۲۲,۳۱

جدول ۵: مقایسه‌ی CCT کل شبکه برای نتایج فازهای اول و دوم

نوع عنصر	CCT_{Total} فاز اول (ثانیه)	CCT_{Total} فاز دوم (ثانیه)
SVC	۰,۲۱۵۵	۰,۲۰۷۷
TCSC	۰,۳۳۹۸	۰,۳۳۱۶
UPFC	۰,۳۰۷۱	۰,۲۹۱۰

۶- نتیجه

در این مقاله روش جدیدی بر اساس کمینه سازی اختلاف زاویه ولتاژ ترمینال ژنراتورهای مجاور در سیستم قدرت جهت افزایش پایداری گذرای شبکه پیش از وقوع خطا از طریق تنظیم بهینه‌ی ادوات FACTS ارائه شد. همین مسئله‌ی بهینه سازی بار دیگر با شبیه سازی

- [۱۹] عباس ربیعی، مرتضی محمدی "پخش بار بهینه احتمالی مقید به پایداری گذرا: رهیافت برنامه‌ریزی تصادفی" دوره ۴۶، شماره ۱، بهار ۱۳۹۵، صفحه ۱۶۹-۱۸۳
- [20] N. Moaddabi, G.B. Gharehpetian, "Wide-area method for self-healing of smart grids in unstable oscillations", *Electric Power Components and Systems*, Vol. 41, No. 4, pp. 365-382, Jan. 2013
- [۲۱] فرید کربلایی، حمیدرضا شعبانی، رضا ابراهیم‌پور "ارزیابی برون‌خط پایداری گذرا به‌وسیله تعیین دقیق CCT با استفاده از شبکه عصبی با ورودی‌های مبتنی بر توابع انرژی" دوره ۴۶، شماره ۱، بهار ۱۳۹۵، صفحه ۲۷۷-۲۸۵
- [22] Sreejith, S., Sishaj P. Simon, and M. P. Selvan. "Analysis of FACTS devices on security constrained unit commitment problem." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 66, no. 1, pp. 280-293, 2015
- [23] Kavitha, K., and R. Neela. "Optimal allocation of multi-type FACTS devices and its effect in enhancing system security using BBO, WIPSO & PSO." *Journal of Electrical Systems and Information Technology* (2017).
- flexible AC transmission system." *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 1, pp. 61-74, 2014.
- [15] T.T. Nguyen, V.L. Nguyen, A. Karimishad, "Transient stability-constrained optimal power flow for online dispatch and nodal price evaluation in power systems with flexible AC transmission system devices", *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 5, no. 3, pp. 332-346, 2011
- [16] A. Pizano-Martinez, C.R. Fuerte-Esquivel, D. Ruiz-Vega, "A new practical approach to transient stability-constrained optimal power flow", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1686-1696, 2011
- [17] R. Zarate-Minano, T. Van Cutsem, F. Milano, A.J. Conejo, "Securing transient stability using time-domain simulations within an optimal power flow", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 243-253, 2010
- [18] H. Ahmadi, H. Ghasemi, A.M. Haddadi, H. Lesani, "Two approaches to transient stability-constrained optimal power flow", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 47, no. 0, pp. 181-192, 2013

زیر نویس‌ها

-
- ¹ Critical Clearing Time
² Center of Inertia
³ Equal Area Criteria
⁴ Center of Inertia