

مدیریت تراکم اولیه و ثانویه در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته

مهدی حاجیان^۱، اصغر اکبری فرود^۲ و رضا کیپور^۳

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه سمنان، سمنان، ایران

mehdi.hajian.sem@gmail.com

۲- دانشیار - عضو هیئت علمی دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه سمنان، سمنان، ایران

aakbari@semnan.ac.ir

۳- استادیار - عضو هیئت علمی دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه سمنان، سمنان، ایران

rkeypour@semnan.ac.ir

چکیده: در این مقاله یک استراتژی جدید مدیریت تراکم اولیه شده است. در عموم روش‌های ارائه شده برای مدیریت تراکم، تمام پیشامدها، یا به صورت قطعی و یا احتمالی، قبل از وقوع بازار در برنامه‌ریزی واحدهای تولیدی در نظر گرفته می‌شود که باعث افزایش هزینه رفع تراکم می‌شود. در الگوریتم ارائه شده در این مقاله، مدیریت تراکم به دو بخش مدیریت تراکم اولیه و ثانویه تقسیم می‌شود. پیشامدها نیز به دو دسته تقسیم می‌شوند. دسته اول پیشامدهایی هستند که حتماً باید قبل از وقوع، با راهکارهای پیشگیرانه آثار آن‌ها را به حداقل رساند و دسته دوم شامل پیشامدهایی است که آثار نامطلوب رخداد آن‌ها در شبکه را می‌توان با ابزار و روش‌های کنترلی از بین برد. پیشامدهای دسته اول به همراه حالت پایه شبکه، در مدیریت تراکم اولیه لحاظ می‌شوند. مدیریت تراکم ثانویه از نزدیک‌ترین زمان به اجرای بازار آغاز می‌شود و تا پایان هر ساعت از اجرای بازار ادامه می‌یابد. به این ترتیب مدیریت تراکم ثانویه قادر است با کم‌ترین عدم قطعیت، هم آثار تغییرات بار و تولید را لحاظ کند و هم آثار پیشامدهایی را که در زمان اجرای واقعی بازار رخ می‌دهد در نظر بگیرد. با این روش، هزینه در نظر گرفتن قید امنیت برای مدیریت تراکم به حداقل می‌رسد.

واژه‌های کلیدی: مدیریت تراکم اولیه و ثانویه، هزینه رفع تراکم، ادوات کنترلی، الگوریتم اجتماع ذرات

۱- مقدمه

مدیریت تراکم یکی از مهم‌ترین مباحث مدیریت شبکه‌های انتقال در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار شده و بازارهای برق دنیا است. هدف اصلی از پخش اقتصادی توان در سیستم‌های قدرت کمینه کردن هزینه‌های بازار و افزایش

قابلیت اطمینان است [۱]. خروج خطوط انتقال به هر دلیلی

یک تهدید بزرگ برای امنیت سیستم قدرت به شمار می‌آید. امنیت سیستم قدرت، قابلیت ایستادگی سیستم در مقابل اختلالات غیر منتظره و ادامه بهره‌برداری بدون وقفه در تغذیه مصرف‌کننده‌هاست. معمولاً بین مسایل اقتصادی و تأمین امنیت سیستم قدرت، یک رابطه معکوس وجود دارد. هرچه بخواهیم امنیت سیستم را بالا ببریم باید سرمایه‌گذاری بیشتری داشته باشیم که این به معنی هزینه بیشتر ولی سود کمتر است. بنابراین، باید در عمل با در نظرگیری این دو عامل یعنی امنیت سیستم و مسایل اقتصادی، نقطه کار بهینه‌ای بیابیم [۲]. ایمن نمودن سیستم قدرت تحت معیار

^۱ تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۲/۸/۱۷

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۳/۲/۳۰

نام نویسنده مسؤول: مهدی حاجیان

نشانی نویسنده مسؤول: ایران- سمنان- دانشگاه سمنان - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

وقوع بازار واقعی شروع به کار می‌کنند. در سیستم بازار برق از نوع حوضچه، قید امنیت سیستم، از پخش بار توان بین بازیگران با کم‌ترین هزینه و قابلیت اطمینان بالا حاصل می‌شود.

در روش‌های قبلی، مدیریت تراکم، به گونه‌ای انجام می‌شود که به ازای شرایط پایه و شرایط پیشامد N-1، شبکه ایمن باشد که قطعا هزینه زیادی را به عنوان هزینه رفع تراکم به بازیگران بازار تحمیل می‌کند. به عبارت دیگر، اپراتور مستقل سیستم، تولید واحدها را طوری روی سیستم قرار می‌دهد که سیستم به ازای هر تک پیشامد دچار تراکم نشود. این ترتیب قرار گیری تولید واحدها، فاصله زیادی با خروجی تسویه بازار روز بعد که توسط پیشنهادات تولیدکنندگان شکل گرفته، دارد. هر تغییری در نحوه تولید باعث افزایش هزینه تراکم می‌شود و وظیفه اپراتور سیستم، کمینه کردن این هزینه است.

در الگوریتم ارائه شده در این مقاله، مدیریت تراکم به دو بخش مدیریت تراکم اولیه و ثانویه تقسیم می‌شود. در این الگوریتم، پیشامدها نیز به دو دسته تقسیم می‌شوند. دسته اول پیشامدهایی هستند که حتما باید قبل از وقوع، با راهکارهای پیشگیرانه آثار آن‌ها را به حداقل رساند. دسته دوم شامل پیشامدهایی است که آثار نامطلوب رخداد آن‌ها در شبکه را می‌توان با ابزار و روش‌های کنترلی از بین برد. پیشامدهای دسته اول به همراه حالت پایه شبکه، در مدیریت تراکم اولیه لحاظ می‌شوند. مدیریت تراکم ثانویه از نزدیک‌ترین زمان به اجرای بازار، یعنی بعد از تسویه بازار تنظیم^{iv}، آغاز می‌شود و تا پایان هر ساعت از اجرای بازار ادامه می‌یابد. به این ترتیب مدیریت تراکم ثانویه قادر است با کم‌ترین عدم قطعیت، هم آثار تغییرات بار و تولید را لحاظ کند و هم آثار پیشامدهایی را که در زمان اجرای واقعی بازار رخ می‌دهد در نظر بگیرد. با این روش، تنها پیشامدهایی در مدیریت تراکم اولیه مدلی می‌شوند که نتوان آثار نامطلوب وقوع آن‌ها را با روش‌های کنترلی و تجهیزات موجود در شبکه از بین برد و به این ترتیب هزینه مدیریت پیشامدها به حداقل می‌رسد.

N-1، مستلزم صرف هزینه‌های اضافه است. ملاحظات اقتصادی، بهره‌برداری را به سمتی سوق می‌دهد که سیستم قدرت به مقادیر مرزی بهره‌برداری خود نزدیک شود. وقتی تراکم رخ می‌دهد، اپراتور مستقل سیستمⁱ (ISO) سعی می‌کند که با کم‌ترین تغییر، در معاملات انجام شده، آن را رفع کند. تغییر در نحوه تولید و مصرف باعث افزایش قیمت تسویه بازارⁱⁱ (MCP) می‌شود که به آن هزینه تراکم اطلاق می‌شود و باید توسط اپراتور سیستم کمینه شود و در عین حال هیچ کدام از محدودیت‌های سیستم نقض نشود. در این مقاله سعی می‌شود با معرفی یک استراتژی جدید که بر مبنای پخش بار بهینه است، نه تنها هزینه تراکم حداقل شود، بلکه معیار امنیت N-1 در سیستم قدرت حفظ شود.

می‌توان برای مدیریت تراکم بازاری مجزا تشکیل داد و بازیگران با ارایه پیشنهادات افزایشی و کاهش برای مقدار تولید خود به همراه قیمت پیشنهادی در این بازار شرکت کنند و بهره‌بردار سیستم در زمانی که تراکم بوجود می‌آید از این پیشنهادات برای رفع تراکم با کم‌ترین هزینه استفاده کند [۳].

مروری بر ادبیات موضوع مدیریت تراکم نشان می‌دهد که از دو منظر قطعی و احتمالی به مسئله مدیریت تراکم با در نظر گرفتن امنیت سیستم نگاه شده است. در دیدگاه قطعی، ژنراتورها و خطوط انتقال به شکل قطعی از شبکه خارج شده و آثار آن‌ها بررسی می‌شود. در مرجع [۴] برای مدل کردن خروج خط، از مدل تزریق منابع استفاده شده است. در دیدگاه احتمالی با در نظر گرفتن نرخ خروج برای ژنراتورها، خطوط و استفاده از روش‌های آماری، شبیه‌سازی مونت کارلو و غیره، بررسی‌ها به شکل احتمالی انجام می‌گیرد [۵-۸]. در تمام این روش‌ها که به مسئله پخش بار اقتصادی قیود زیادی را اضافه می‌کند هزینه زیادی برای رفع تراکم ناشی از اغتشاشات احتمالی به بازار و بازیگران آن تحمیل می‌شود [۹-۱۰].

در این مقاله، فرض می‌شود که بازار دارای ساختار حوضچه‌ای بوده و قیمت‌ها برای بازار روز بعدⁱⁱⁱ تسویه می‌شود. بازارهای روز بعد از ۲۴ تا ۷۲ ساعت قبل از زمان

معنی آن است که شبکه می‌تواند از عهده یک پیشامد برآید و شرایط سخت ناشی از آن را به صورت پایدار سپری کند [۱۴]. در OPF رفع تراکم پیشامدها به دو روش لحاظ می‌شوند، روش قطعی^۷ و روش تصادفی. در دیدگاه قطعی، خطوط انتقال به شکل قطعی از شبکه خارج شده و آثار آن‌ها بررسی می‌شود. برای محاسبه حاشیه امنیت با دیدگاه قطعی، از معیار امنیت N-1 استفاده می‌شود. خروجی پخش بار بهینه با قید معیار امنیت N-1، تعیین کننده اثر خروج تمام عنصرهای سیستم است، که با کم‌ترین هزینه و حفظ معیار امنیت N-1 به دست می‌آید.

در روش تصادفی، برای هر پیشامد، احتمالی در نظر گرفته می‌شود و این احتمال در هزینه رفع تراکم تاثیر گذار است. در این روش مقدار مورد انتظار هزینه رفع تراکم تعیین می‌شود.

۲-۱- معایب روش مدیریت تراکم متداول

معایبی که برای روش مدیریت تراکم متداول می‌توان برشمرد عبارتند از:

۱- در این روش از ابزارکنترلی موجود در شبکه برای رفع تراکم و کاهش هزینه آن استفاده نمی‌شود چون اساساً شبکه قبل از وقوع پیشامد با ابزار برنامه‌ریزی مجدد تولید با معیار امنیت N-1 به ازای تمام پیشامدها ایمن می‌شود.

۲- مسئله اقتصادی بازیگران بازار کمتر از مسئله امنیت شبکه ارزشمند است و همین مسئله باعث کاهش بازده بازار می‌شود.

۳- هزینه رفع تراکم، توسط بازیگران بازار بابت همه پیشامدهایی که امکان وقوع آن‌ها در زمان وقوع واقعی بازار کم است، قدری غیر منطقی است.

۴- در نظر گرفتن آرایش تولید حداقل ۲۴ ساعت قبل از اجرای بازار واقعی به صورت کاملاً محافظه‌کارانه و استفاده از داده‌هایی دارای عدم قطعیت زیاد برای برنامه‌ریزی مجدد تولید (به دلیل وجود عدم قطعیت در بار، توپولوژی شبکه و پیشامدهای احتمالی) نیز باعث افزایش هزینه‌های سیستم می‌شود.

در روش‌های مرسوم، مدیریت تراکم بعد از تسویه بازار روز پیش انجام می‌پذیرد و با زمان اجرای واقعی بازار، حداقل ۲۴ ساعت فاصله دارد و عدم قطعیت‌های ناشی از تغییرات بار و تولید را نمی‌توان در آن روش‌ها در نظر گرفت. اما در روش ارایه شده در این مقاله، مدیریت تراکم ثانویه، بعد از تسویه بازار تنظیم آغاز می‌شود و در حین اجرای بازار ادامه می‌یابد. به این ترتیب، آخرین وضعیت بار و تولید در مدیریت تراکم در نظر گرفته می‌شود. همچنین، اگر پیشامدی رخ داد و از روش‌ها و ابزارهای کنترلی استفاده شد، هزینه آن‌ها در مدیریت تراکم در نظر گرفته شود. امروزه استفاده از ادوات FACTS [۱۱] و همچنین، روش‌های نوین کنترلی مثل Wide Area Control [۱۲]، Voltage Hierarchical Control [۱۳] در شبکه‌های قدرت رو به افزایش است که با استفاده از آن‌ها می‌توان آثار وقوع خیلی از پیشامدها را به حداقل رساند. همچنین، ضرورت جابجایی تولید یا حذف بار برای مدیریت پیشامدها رو به کاهش است. بنابراین، ضروری به نظر می‌رسد که روش‌های مدیریت تراکم نیز اصلاح شود. روش ارایه شده در این مقاله، قدمی در این راستاست.

۲-۲ روش مدیریت تراکم متداول و پیشنهادی

بعد از برگزاری حراج و انجام تسویه بازار توسط ISO (در نظام قیمت‌گذاری یکسان) به علت آنکه در این نوع از مکانیزم تسویه بازار محدودیت‌های شبکه در نظر گرفته نمی‌شود، لازم است که با انجام پخش بار مشخص شود که آیا با حضور تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان برنده، قیود بهره‌برداری از شبکه نقض می‌شود یا خیر. اگر در این حالت قیود شبکه مثلاً مقادیر فلوی خطوط از مقدار مجازشان تجاوز نماید، که در اصطلاح به آن تراکم خط اطلاق می‌شود، لازم است یک پخش بار بهینه با هدف رفع تراکم انجام شود. واضح است که هزینه رفع تراکم به هزینه تسویه بازار اضافه شده و به نوعی از بازیگران اخذ خواهد شد.

شبکه‌های قدرت معمولاً در حالتی بهره‌برداری می‌شوند که در مقابل پیشامد یگانه امنیت شبکه برقرار باشد. این به

در روش پیشنهادی این مقاله سعی شده تا برنامه‌ریزی دوباره ژنراتورها برای حفظ معیار امنیت N-1، با کم‌ترین هزینه انجام شود. در این مقاله، مفهومی به نام مدیریت تراکم اولیه و ثانویه مطرح می‌شود. این روش به بیان این مطلب می‌پردازد که با توجه به ذات تصادفی بودن پیشامدها، ضرورت ندارد که سیستم به ازای تمام تک پیشامدهای احتمالی، آن هم حداقل ۲۴ ساعت قبل از زمان اجرای بازار، ایمن در نظر گرفته شود. همچنین، با توجه به فاصله زمانی مدیریت تراکم و اجرای واقعی بازار، تغییر شرایط و توپولوژی شبکه در اثر بازار تنظیم و پیشامدهای خاص پیش آمده در ساعات‌های حد فاصل زمان تسویه بازار و زمان اجرای بازار، اعتبار مدیریت تراکم اجرا شده کم رنگ شده باشد و یا حتی ممکن است در شرایط جدید، شبکه هنوز متراکم باشد. بنابراین، مدیریت تراکم یک مرحله‌ای ممکن است در برخی مواقع مناسب نباشد. روش پیشنهادی در این مقاله مدیریت تراکم را به دو مرحله اولیه و ثانویه تبدیل می‌کند. مدیریت تراکم اولیه پس از تسویه بازار روز پیش، تنها پیشامدهایی را در نظر می‌گیرد، که نتوان در زمان وقوع، با اعمال کنترلی، آثار مخرب آن‌ها را جبران نمود. با این کار هزینه رفع تراکم نسبت به حالت قبل بسیار کمتر خواهد شد. فرآیند مدیریت تراکم ثانویه از نزدیک‌ترین زمان به اجرای واقعی بازار، یعنی بعد از تسویه بازار تنظیم (برای مثال ۳۰ دقیقه قبل از شروع اجرای بازار واقعی)، آغاز می‌شود و تا پایان هر ساعت از اجرای بازار ادامه می‌یابد. با نزدیک شدن به زمان بازار واقعی برخی از پیشامدها رخ می‌دهد و وضعیت تولید و شبکه تغییر می‌کند. مدیریت تراکم ثانویه قطعی‌تر و با شرایط واقعی سیستم انجام می‌شود. در این مدیریت تراکم، بیشتر از ابزار کنترلی موجود در سیستم برای رفع تراکم شبکه استفاده و کمتر جابجایی تولید به کار گرفته می‌شود.

در روش پیشنهادی با انجام تحلیل پیشامد، پیشامدها به دو گروه تقسیم می‌شوند. گروه اول پیشامدهایی هستند که حتماً باید قبل از وقوع، با راهکارهای پیشگیرانه آثار آن‌ها را در نظر گرفت و گروه دوم شامل پیشامدهایی است که آثار

با توجه به مشکلات عمیق در روش متداول مدیریت تراکم با معیار N-1، ضرورت طرح روشی مناسب برای لحاظ این معیار در فرآیند مدیریت تراکم مشهود است که این مقاله به این مهم می‌پردازد. در ادامه، روش مدیریت تراکم پیشنهادی تشریح می‌شود.

۲-۲- روش پیشنهادی برای مدیریت تراکم

ارزیابی امنیت یکی از مسایل ضروری، کلیدی و چالش‌برانگیز بهره‌برداران مستقل سیستم است. بهره‌برداران باید سیستم را در یک حالت اقتصادی و البته به دور از خطرات امنیتی بهره‌برداری کنند. در نظر گرفتن معیار و سطح امنیت شبکه بستگی به میزان محافظه کاری در بهره‌برداری دارد. اما باید توجه داشت که باید حداقل حاشیه امنیت N-1 در نظر گرفته شود.

اگر اپراتور سیستم قدرت به ازای شرایط پایه (بدون پیشامد) و شرایط پیشامد یگانه (معیار N-1) بخواهد شبکه را مصون کند، قطعاً هزینه زیادی را به بازیگران بازار تحمیل می‌کند و سخت‌گیرانه‌تر شدن قواعد امنیتی، مسلماً بدون هزینه نخواهد بود. همچنین، طبق قواعد بازار این کار باید قبل از وقوع واقعی بازار توسط ISO انجام شود، با وجود اینکه ممکن است هیچ پیشامدی تا زمان اجرای بازار واقعی رخ ندهد. در حالی که هدف اصلی اینست که علاوه بر قابلیت اطمینان و پایداری شبکه، کم‌ترین هزینه بهره‌برداری نیز به دست آید.

در مدیریت تراکم، ISO دارد تا حداقل انحراف از قرارداد منعقد شده اعمال شود. روش‌های متعددی برای رفع تراکم در [۱۵] عنوان شده است. از جمله آن‌ها روش برنامه‌ریزی دوباره ژنراتورها بر پایه معادلات پخش بار بهینه است. در این روش در جابجایی تولید جنبه اقتصادی قطع قرارداد لحاظ نمی‌شود و معمولاً به شکل یک طرفه و از طرف ISO انجام شده و رویکرد مدیریتی آن کاملاً برجسته‌تر از رویکرد اقتصادی آن است. در این روش، حفظ قابلیت اطمینان شبکه اهمیت بسیاری دارد.

اگر پیشامد در زمان وقوع بازار و بعد از آن رخ دهد باز هم با مدیریت تراکم ثانویه با کمترین هزینه ممکن به کمک ابزار کنترلی موجود در سیستم که در بخش ۳-۳-۱ به آن‌ها اشاره شده است، رفع تراکم انجام می‌شود.

۲-۳ مزایای روش پیشنهادی

مزایای روش پیشنهادی عبارتند از:

- ۱- ایجاد تعادل بین جنبه اقتصادی و جنبه امنیت، در برنامه مدیریت تراکم؛
- ۲- استفاده بهینه از ابزار کنترلی موجود در شبکه مانند ادوات FACTS و روش‌های کنترلی نوین برای رفع تراکم و ارضای قیود بهره‌برداری سیستم با کمترین هزینه؛
- ۳- کاهش هزینه رفع تراکم تخصیص یافته به بازیگران بازار و بالا رفتن بازده؛
- ۴- در نظر گرفتن وقوع پیشامدهای احتمالی با یک دیدگاه معقول، منطقی و واقع‌گرایانه؛
- ۵- انجام مدیریت تراکم با عدم قطعیت ناچیز و منطبق با آخرین وضعیت بار، تولید و توپولوژی شبکه؛
- ۶- تحلیل پیشامدهای مختلف سیستم و نحوه برخورد صحیح، واقع‌گرایانه و اقتصادی با هر کدام از آن‌ها؛
- ۷- ارضای معیار امنیت N-1 توام با کاهش هزینه رفع تراکم و امنیت سیستم در برابر نوسانات معاملات ناشی از بازار تنظیم در زمان اجرای بازار واقعی.

۳- مدل‌سازی روش پیشنهادی

یکی از مهم‌ترین نوآوری‌های این مقاله کمینه کردن هزینه برقراری امنیت در فرآیند مدیریت تراکم است. برای رسیدن به این مهم، همان‌طور که قبلاً یاد شد، پیشامدهای سیستم قدرت باید به دو دسته قابل کنترل و غیر قابل کنترل تقسیم شوند. این کار با استفاده از تحلیل پیشامد انجام می‌شود. سپس، مدیریت تراکم اولیه (با استفاده از رزرو چرخان) به نحوی انجام می‌گیرد که پیشامدهای غیر قابل کنترل، در آن لحاظ شود. در صورتی که در زمان اجرای واقعی بازار، یکی از پیشامدهای قابل کنترلی رخ دهد،

نامطلوب رخداد آن‌ها در شبکه را می‌توان با ابزار و روش‌های کنترلی از بین برد. بر روی پیشامدهای گروه اول کنترل بازدارنده اعمال می‌شود. این نوع کنترل در مرحله مدیریت تراکم اولیه طراحی و برنامه ریزی می‌شود. با طراحی این کنترل در این مرحله برای مخرب‌ترین پیشامدها، امنیت سیستم حفظ می‌شود. اعمال کنترلی بازدارنده (مدیریت تراکم اولیه) قبل از وقوع پیشامدها اجرا می‌شود. به طوری که این پیشامدها به همراه حالت پایه شبکه، در برنامه‌ریزی مجدد واحدها لحاظ می‌شوند. با این روش، تنها پیشامدهایی در مدیریت تراکم اولیه مدل می‌شوند که نتوان آثار مخرب وقوع آن‌ها را با روش‌های کنترلی و تجهیزات موجود در شبکه از بین برد و به این ترتیب هزینه مدیریت پیشامدها به حداقل می‌رسد.

پیشامدهای قابل کنترل (پیشامدهای گروه دوم)، با اقدامات اصلاحی کنترل می‌شوند. آثار این پیشامدها در صورت وقوع در سیستم، با استفاده از مدیریت تراکم ثانویه و به کمک ابزار کنترلی موجود و در نهایت، رزرو در شبکه رفع می‌شود. در روش مدیریت تراکم ثانویه، در قدم اول از برخی روش‌های کنترلی موجود در سیستم، همانند استفاده از تغییردهنده‌های فاز، تپ ترانسفورماتورها، ادوات FACTS و سایر ابزارهای مدیریت توان راکتیو برای رفع تراکم بهره گرفته می‌شود. در صورت ناکافی بودن، از رزروها و به عنوان آخرین راه حل (در صورت ناکافی بوده روش‌های قبلی) از جابجایی بهینه تولید استفاده می‌شود.

نکته مهم دیگر در اهمیت روش پیشنهادی این است که در مدیریت تراکم ثانویه، از آخرین وضعیت شبکه برای تحلیل استفاده می‌شود؛ در حالی که این امکان در روش مدیریت تراکم متداول وجود ندارد. در فاصله زمانی تسویه بازار تا وقوع واقعی بازار یا پیشامد رخ می‌دهد یا نمی‌دهد. اگر پیشامدی رخ دهد وضعیت و شرایط سیستم تغییر می‌کند. با توجه به شرایط جدید، مدیریت تراکم ثانویه انجام شده و تراکم رفع می‌شود. در فاصله زمانی بین بسته شدن بازار تا انجام مبادلات بازار اگر پیشامدی رخ ندهد در مدیریت تراکم ثانویه مربوط به آن ساعت لحاظ نمی‌شود.

اساس حساسیت، مجموع حساسیت خطوط شبکه به خط یاد شده را طبق رابطه تعریف می‌کنیم [۱۶].

$$I_{SL} = \sum_{l \in L0}^n \left(\frac{S_L}{S_L^{max}} \right)^{2m} \quad (1)$$

فرمول (۱) نسبت بار خطوط به حداکثر ظرفیت آن‌ها را محاسبه می‌کند. برای آنکه اثر خروج یک خط بر بارگذاری کل خطوط نشان داده شود، جمع این نسبت در نظر گرفته شده است. این شاخص، نشان دهنده حساسیت تمام خطوط شبکه به خروج یک خط خاص است. به عبارت دیگر، خروج بعضی از خطوط در شبکه اثر بیشتری روی پخش بار شبکه و خروج برخی اثر کمتر خواهد داشت. در نتیجه، برای هر سناریوی پیشامد، شاخص محاسبه می‌شود تا حساسیت خطوط شبکه را نسبت به پیشامد (خروج خط) محاسبه کند. به طور معمول مقدار m را یک در نظر می‌گیرند.

۳-۲ مدل‌سازی روش مدیریت تراکم اولیه

در مدیریت تراکم اولیه همانند مدیریت تراکم متداول عمل می‌شود؛ با این تفاوت که به جای در نظر گرفتن تمام پیشامدهای احتمالی سیستم، فقط پیشامدهای غیر قابل کنترل، در آن لحاظ می‌شود. این مدیریت تراکم، ترکیبی بهینه از خروجی توان تمام واحدهای تولیدی را مشخص می‌کند که تقاضای بار سیستم را در کم‌ترین هزینه اجرایی، درحالی‌تأمین‌کنند که محدودیت‌های سیستم برآورده شود.

۳-۲-۱ تابع هدف مدیریت تراکم اولیه

در تابع هدف این بخش (رابطه ۲)، هزینه تغییر تولید حقیقی ژنراتورها، همان قیمت پیشنهادی پذیرفته شده برای ژنراتور، کمینه می‌شود. شایان ذکر است که معیار $N-1$ به نحوی که در مدیریت تراکم متداول مطرح شد، تنها برای پیشامدهای غیر قابل کنترل، لحاظ می‌شود.

$$\text{Min} \left\{ C = \sum_{j \in Sg} (B_{Gj}^{up} \Delta P_{Gj}^{up} + B_{Gj}^{down} \Delta P_{Gj}^{down}) \right\} \quad (2)$$

مدیریت تراکم ثانویه با استفاده از ابزار کنترلی (و در صورت نیاز با جابجایی تولید)، تراکم خطوط را رفع خواهد کرد. در ادامه ابتدا مطالبی در رابطه با تحلیل پیشامد مطرح و سپس، مدل‌سازی مدیریت تراکم اولیه و ثانویه و همچنین، نحوه به کارگیری الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات vi (PSO) در مدیریت تراکم ثانویه برای ارضای قیود لازم برای نیل به اهداف مورد نظر، بیان شده است.

۳-۱-۱ تحلیل پیشامد

سیستم‌های به هم پیوسته قدرت به دلایل مختلفی از جمله گستردگی و بهره‌برداری در مجاورت ظرفیت اسمی، به شدت در معرض اغتشاشات و خطا قرار دارند. بروز خطا در ابتدا ممکن است به شکل نقض قیود مختلف بهره‌برداری و در نهایت، با عمل کردن سیستم‌های حفاظتی به شکل قطعی‌های جزئی و یا کلی ظاهر شود.

برای بررسی تبعات ناشی از خروج ادوات سیستم از لحاظ اضافه بار شدن دیگر اجزاء، از دو روش می‌توان استفاده کرد.

- محاسبه ماتریس‌های حساسیت در تحلیل پیشامدها؛
- محاسبه پخش بار با فرض خروج یک عنصر.

این دو روش، درباره وضعیت بارگذاری ادوات سیستم تقریباً به یک پاسخ می‌رسند و البته سرعت در محاسبات روش اول بیشتر است. در این مقاله، روش دوم (محاسبات پخش بار) استفاده شده است، به این دلیل که، پخش بار می‌تواند مقادیر دقیق‌تر توان تولیدی ژنراتورها و ولتاژ باس‌ها را بیان کند.

شاخصی که در این مطالعه استفاده می‌شود، جزو شاخص‌های ارزیابی امنیت به شمار می‌رود. این شاخص، تأثیر هر حادثه را بر عملکرد سیستم از طریق بررسی وضعیت بارگذاری خطوط، بیان می‌کند.

۳-۱-۱-۱ شاخص حساسیت

برای این منظور در این مقاله از مفهوم حساسیت استفاده شده است. حال برای دسته بندی خطوط شبکه بر

۲-۲-۳ حدود متغیرها و قیود بهره‌برداری

مقدار توان حقیقی تولید شده به وسیله ژنراتورها باید در بازه حداقل و حداکثر خود باشد.

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad i \in g \quad (۳)$$

ولتاژ در باس‌های شبکه به یک مقدار حداقل و یک مقدار حداکثر مقید است.

$$V_{gi}^{min} \leq V_{gi} \leq V_{gi}^{max} \quad i \in N_b \quad (۴)$$

توان ظاهری جاری شده در سیستم قدرت، دارای حدود حرارتی و پایداری هستند. در این مقاله، قید امنیت مورد نظر، ظرفیت عبوری از خطوط است.

$$S_l \leq S_l^{max} \quad i \in N_l \quad (۵)$$

قیود تساوی مربوط به پخش بار

$$P_i - V_i \sum_{j=1}^{N_b} V_j [G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}] = 0; \quad (۶)$$

$$i = 1, 2, \dots, N_{b-1}$$

$$Q_i - V_i \sum_{j=1}^{N_b} V_j [G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}] = 0; \quad (۷)$$

$$i = 1, 2, \dots, N_{PQ}$$

۳-۳ مدل‌سازی روش مدیریت تراکم ثانویه

هدف این مدیریت تراکم، که از نزدیک‌ترین زمان به اجرای بازار، یعنی بعد از تسویه بازار تنظیم، شروع و تا پایان هر ساعت از اجرای بازار ادامه می‌یابد، استفاده بهینه از ابزار کنترلی موجود در سیستم قدرت، برای رفع تراکم، است. به همین منظور، در این بخش، تابع هدفی از ترکیب هزینه تغییر تولید توان اکتیو ژنراتورها، هزینه فرصت V_i متناظر با توان راکتیو تولیدی توسط ژنراتورها و هزینه معادل برای بازگشت سرمایه اولیه منابع توان راکتیو نصب شده در سیستم قدرت، در نظر گرفته شده است. همچنین، از روش بهینه‌سازی دوسطحی OPF-PSO برای کمینه کردن تابع هدف با ابزار کنترلی بدون هزینه (جبران‌کننده ولتاژ استاتیکی V_{iii}^{SVC})، ترانسفورماتورهای مجهز به تپ چنجر LTC^x ، ترانسفورماتورهای تغییردهنده‌های فاز x (PST) (سطوح ثانویه و ثالثیه کنترل تصحیحی ولتاژ) و ادوات FACTS سری (جبران‌کننده سری کنترل شونده با

تریستور $(TCSC)^{xi}$)، استفاده می‌شود. به دلیل تاثیر گذاری ادوات کنترل ثانویه (در مدیریت تراکم ثانویه) در هزینه تلفاتی سیستم، بحث تلفات نیز باید در شبیه‌سازی مد نظر قرار گیرد. به همین دلیل در این مقاله برای لحاظ نمودن این موضوع، هزینه تلفاتی حالت پایه سیستم محاسبه و تفاوت آن با هزینه تلفاتی مدیریت تراکم اولیه و ثانویه محاسبه و لحاظ شده است.

در ادامه، ابتدا مطالب مختصری از کنترل‌کننده‌های سیستم قدرت ارائه و سپس، به بیان تابع هدف مدیریت تراکم ثانویه و قیود بهره‌برداری ادوات کنترلی، سیستم و روش اجرای آن به شکل یک الگوریتم بهینه‌سازی دو سطحی (OPF-PSO)، پرداخته می‌شود.

۱-۳-۳ کنترل‌کننده‌های شبکه

اطمینان از بهره‌برداری ایمن و تسهیل بهره‌برداری اقتصادی، دو هدف از راه‌اندازی بازار برق است. برای رسیدن به این دو هدف باید از کنترل‌های مرکزی و محلی موجود در سیستم قدرت استفاده شود. امروزه، به جای احداث خطوط جدید، برای حفظ امنیت و قابلیت اطمینان سیستم و افزایش ظرفیت انتقال سیستم قدرت، بحث استفاده بهینه از ابزار کنترلی موجود در شبکه و به کارگیری ترکیبی آن‌ها برای حفظ امنیت و بهره‌برداری از تمام ظرفیت موجود در شبکه مطرح است. کنترل‌های تصحیحی به کار رفته در این مقاله شامل ادواتی مانند SVC، LTC، PST و TCSC هستند.

۲-۳-۳ تابع هدف مدیریت تراکم ثانویه

رابطه زیر تابع هدف مسئله، یعنی کمینه‌سازی هزینه تغییر تولید توان حقیقی ژنراتورهای مربوطه، به علاوه هزینه تولید راکتیو منابع مورد نظر را بیان می‌کند.

$$Min \left\{ C = \sum_{j \in Sg} (B_{Gj}^{up} \Delta P_{Gj}^{up} + B_{Gj}^{down} \Delta P_{Gj}^{down}) + \sum_{j \in Sg} C_{qg} (\Delta Q_g) + \sum_{i \in k} \Delta C_{ci} \right\} \quad (۸)$$

در رابطه (۸)، عبارت اول یعنی هزینه تولید توان اکتیو ژنراتورها، همان قیمت پیشنهادی پذیرفته شده برای ژنراتور

برای جبران توان راکتیو مورد نیاز شبکه در سطوح بار مختلف، لازم است در برخی از باس‌ها جبران‌سازهای توان راکتیو (راکتور یا خازن) موازی نصب شوند. در جبران‌سازهای مدرن، مقدار این منابع توان راکتیو، مقادیر پیوسته هستند و در حین بهینه‌سازی یک مقدار حداقل و یک مقدار حداکثر برای این جبران‌سازها در نظر گرفته می‌شود.

$$Q_{ci}^{min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{max} \quad i \in N_c \quad (13)$$

ولتاژ در باس‌های شبکه به یک مقدار حداقل و یک مقدار حداکثر مقید است. شایان ذکر است که مقدار ولتاژ در باس‌ها، تابعی از تولید یا مصرف در آن باس است.

$$V_{gi}^{min} \leq V_{gi} \leq V_{gi}^{max} \quad i \in N_b \quad (14)$$

برای ترانسفورماتورهای تپ دار x_{iii} ، تنظیم تپ کمیته گسسته است که مابین یک مقدار حداقل و یک مقدار حداکثر است.

$$t_k^{min} \leq t_k \leq t_k^{max} \quad i \in N_T \quad (15)$$

توان مختلط جاری شده در مدارهای AC شبکه، به حدود مجاز مدار محدود است. در خطوط AC این حدود بسته به مشخصات مدار (طول خط، نوع خط، سطح ولتاژ و سایر مشخصات فنی) ناشی از حدود حرارتی، پایداری ولتاژ یا پایداری زاویه ای هستند. در این مقاله، قید امنیت مورد نظر، ظرفیت عبوری از خطوط است.

$$S_l \leq S_l^{max} \quad i \in N_l \quad (16)$$

قیود تساوی مربوط به پخش بار

$$P_i - V_i \sum_{j=1}^{N_b} V_j [G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}] = 0; \quad i = 1, 2, \dots, N_{b-1} \quad (17)$$

$$Q_i - V_i \sum_{j=1}^{N_b} V_j [G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}] = 0; \quad i = 1, 2, \dots, N_{PQ} \quad (18)$$

است. عبارت دوم در تابع هدف، هزینه فرصت (یا همان هزینه ثابت) متناظر با توان راکتیو تولیدی توسط ژنراتورهاست که چنین مدل شده است.

$$C_{qg}(\Delta Q_g) = [C_{pg}(S_{G,max}) - C_{pg} \left(\sqrt{(S_{G,max})^2 - (\Delta Q_g)^2} \right)] k \quad (9)$$

شاخص K ضریب تناسب توان اکتیو معمولاً بین ۰/۰۵ تا ۰/۱ در نظر گرفته می‌شود.

در بازار برق رقابتی، ژنراتورها قیمت توان راکتیو تولیدیشان را با محاسبه هزینه فرصت از دست رفته در سوداگری توان اکتیو تعیین می‌کنند.

$$C_{pg}(P_G) = aP_G^2 + bP_G + c \quad (10)$$

که در آن شاخص‌های a، b و c ضرایب هزینه تعیین شده برای هر ژنراتور است و نحوه پرداخت هزینه به ژنراتورها توسط ISO مطابق قیمت پیشنهادی برنده شده $(PAB)^{xi}$ فرض شده است.

سرانجام عبارت سوم در تابع هدف شامل هزینه معادل برای بازگشت سرمایه اولیه منابع توان راکتیو نصب شده در شبکه و مورد استفاده توسط ISO برای برنامه‌ریزی دوباره توان راکتیو با هدف مدیریت تراکم است که در محاسبه آن، عمر مفید این تجهیزات ۳۰ سال، نرخ متوسط استفاده از آن‌ها معادل سه چهارم کل ظرفیت و هزینه اولیه نصب برابر با ۱۱۶۰۰ دلار بر مگاوار فرض شده است.

$$C_{ci} = r_i Q_{ci} \quad r_i = \frac{\text{هزینه سرمایه گذاری}}{\text{ساعات بهره برداری}} = \frac{\$0.0589}{Mvarh} \quad (11)$$

۳-۳-۳ حدود متغیرها و قیود بهره‌برداری

مقدار توان حقیقی تولید شده به وسیله ژنراتورها و مقدار توان راکتیو تولید شده به وسیله منابع تولید کننده توان راکتیو محدود به مقادیر حداقل و حداکثر خود هستند.

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad i \in g \quad (12)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad i \in N_{PV}$$

۳-۳-۴ الگوریتم بهینه‌سازی دو سطحی

در پخش بار بهینه یک تابع هدف و یک مجموعه از قیود تساوی و یک مجموعه از قیود نامساوی وجود دارند. تابع هدف و قیود تساوی و نامساوی تابعی غیر خطی از متغیرهای کنترل و متغیرهای حالت هستند. هدف این است که متغیرهای کنترل چنان تعیین شوند که تابع هدف حداقل شده و تمامی قیود تساوی و نامساوی نیز هم‌زمان برقرار باشند.

الگوریتم PSO مبنای خوبی برای حل مسایل پیچیده و ترکیبی است. در این مقاله، روش OPF-PSO به عنوان شیوه ترکیبی برای حل روش پیشنهاد شده در مقاله معرفی شده است. در این بخش یک روش بهینه‌سازی دو سطحی بر اساس PSO برای محاسبه مقدار بهینه شاخص‌های کنترلی سیستم، در مدیریت تراکم ثانویه، ارائه شده است. در سطح اول، OPF انجام و تابع هدف محاسبه می‌شود. در مرحله دوم شاخص‌های کنترلی سیستم به روش تکرار با استفاده از الگوریتم PSO از یک مقدار اولیه تغییر می‌کنند تا مقادیری را کسب کنند که تابع هدف آن کمینه است. به عبارت دیگر با استفاده از الگوریتم اجتماع ذرات که در دل آن به دفعات زیادی الگوریتم پخش بار بهینه انجام می‌شود، هزینه رفع تراکم شبکه در شرایط مختلف بهره‌برداری نسبت به حالت پایه (خروجی مدیریت تراکم اولیه) به دست می‌آید.

۳-۳-۱ الگوریتم PSO

حرکت جمعی ذرات (PSO)، یک روش بهینه‌سازی احتمالی است که بر مبنای جمعیت کار می‌کند. این روش در سال ۱۹۹۵ توسط دکتر ابرهارت و دکتر کندی ارائه شد. فرض بر این است که یک گروه از پرندگان (ذرات) به شکل تصادفی در یک منطقه به دنبال غذا می‌گردند در حالی که تنها در یک قسمت از ناحیه جستجو، غذا وجود دارد. پرندگان از مکان غذا اطلاعی ندارند و تنها میزان فاصله خود تا آن محل را می‌دانند. استراتژی به کار رفته این است که پرندگان به دنبال پرنده‌ای حرکت می‌کنند که نزدیک‌ترین فاصله را تا غذا دارد. بنابراین، هر یک از ذرات سعی می‌کنند به سمتی حرکت کنند که بهترین تجربه‌های شخصی و گروهی در آن نقاط روی داده است [۱۷].

۳-۳-۲ استراتژی حل مسئله با الگوریتم PSO

الگوریتم PSO از یک گروهی متشکل از N_{par} ذره، فرآیند جستجو را که یک فرآیند تکراری است آغاز می‌کند. هر ذره معرف یک جواب احتمالی از تابع هدف مسئله بهینه‌سازی است. حرکت هر ذره در فضای جواب در هر تکرار توسط یک بردار به نام بردار سرعت به‌روز می‌شود. برای ذره p ام در تکرار $iter$ ام بردار سرعت و معادله به‌روزرسانی موقعیت به شکل زیر تعریف می‌شوند [۱۷]:

$$V_{p,iter} = w \times V_{p,iter-1} + c_1 \times rand() \times (Pbest_{p,iter} - X_{p,iter}) + c_2 \times rand() \times (Gbest_{iter} - X_{p,iter}) \quad (19)$$

$$X_{p,iter+1} = X_{p,iter} + V_{p,iter} \quad (20)$$

۴- مطالعه موردی

مدیریت تراکم یک موضوع مهم در سیستم‌های قدرت امروزی است. در واقع تراکم زمانی رخ می‌دهد که اپراتور سیستم نتواند تمام معاملات در خواستی توسط شرکت کنندگان بازار را به دلیل تخطی از محدودیت‌های ایمنی در فرآیند تسویه بازار قبول کند.

در ادامه، برای بررسی و تایید روش پیشنهادی، طبق مطالبی که در بخش‌های قبل مطرح شد، مدیریت تراکم جدید اجرا و هزینه آن با هزینه مدیریت تراکم متداول مقایسه شده است.

برای برآورد قابلیت‌های الگوریتم پیشنهادی، در ادامه فرض می‌شود که در زمان اجرای بازار واقعی پیشامدی روی می‌دهد و اپراتور سیستم با مدیریت تراکم ثانویه، قیود بهره‌برداری را حفظ می‌کند. مدل‌سازی مدیریت تراکم ثانویه، در چهار مرحله انجام گرفته و در هر مرحله متغیرهای کنترلی (ادوات) موجود در سیستم متفاوت است.

۵- شبیه‌سازی و نتایج عددی

در ادامه مقاله نتایج شبیه‌سازی بر روی شبکه ۱۴ شینه IEEE آورده شده است. برنامه‌نویسی‌ها در محیط MATLAB انجام شده است. ابتدا نتایج تحلیل پیشامدهای سیستم بیان می‌شود، سپس، به تحلیل نتایج مدیریت تراکم اولیه و ثانویه پرداخته می‌شود.

دچار اشکال نشود، لازم است اپراتورهای سیستم قدرت قبل از وقوع حوادث چاره‌ای درباره آن‌ها اندیشیده باشند، زیرا در هنگام وقوع حوادث مهم، عملکرد خودکار سیستم‌های حفاظتی به قدری سریع است که اپراتورها قادر به هیچ عمل پیشگیرانه‌ای در آن زمان کوتاه نیستند. در این حالت، ممکن است کل شبکه یا قسمت بزرگی از آن بدون برق شود. بنابراین، اپراتور شبکه باید بدانند وقفه در عملکرد کدام خطا از سیستم باعث می‌شود که وضعیت بهره‌برداری از شبکه، غیر ایمن شود. برای این کار باید چنین حوادثی بررسی دقیق شوند و با عملیات تصحیحی شرایط بهره‌برداری از شبکه تغییر داده شود تا وضعیت بهره‌برداری شبکه به حالت ایمن برشود. اگر این کار برای حوادث بحرانی در شبکه انجام شود، شبکه در حالت عادی ایمن، قرار خواهد گرفت که هدف بهره‌برداری است.

برای این منظور، اپراتور سیستم پس از تحلیل پیشامد و بررسی خطوط بحرانی شبکه، در ۲۴ ساعت قبل از اجرای بازار واقعی، مدیریت تراکم اولیه را با در نظر گرفتن معیار امنیت N-1 (فقط برای خطوط بحرانی) اجرا می‌کند. سپس، خروجی مدیریت تراکم اولیه به بازیگران بازار ابلاغ می‌شود. جدول ۲ نتایج مدیریت تراکم متداول و مدیریت تراکم اولیه را نشان می‌دهد. P_{POPf-Old} تولید واحد در مدیریت تراکم متداول و P_{POPf} تولید واحد در مدیریت تراکم اولیه را نشان می‌دهد.

جدول (۲): روجی ژنراتور از بازار انرژی و مدیریت تراکم

متداول و اولیه

| Bus no | Unit no | P _m | P _{POPf-Old} | P _{POPf} |
|--------|---------|----------------|-----------------------|-------------------|
| ۱ | ۱ | ۲۳۲/۴ | ۱۶۳/۰۲ | ۲۳۹/۳۳ |
| ۲ | ۲ | ۴۰ | ۱۲۰/۸۳ | ۱۱۸/۶۳ |
| ۳ | ۳ | ۰ | ۹۲/۴۸ | ۱۲/۴۶۱ |
| ۶ | ۴ | ۰ | ۹۸/۵۳ | ۹۷/۳۸ |
| ۸ | ۵ | ۰ | ۸/۲۲ | ۲۰/۹۴ |

۳-۵ اجرای مدیریت تراکم ثانویه

با اطلاعات به دست آمده از مدیریت تراکم اولیه که مقدار تولید هر واحد مشخص شده، مدیریت تراکم ثانویه در زمان اجرای بازار واقعی انجام می‌شود. شبکه آزمایشی

۵-۱ نتایج تحلیل پیشامد

طبق شاخص حساسیت یاد شده در بخش (۳-۱-۱)، نتایج تحلیل پیشامد در جدول (۱) بیان شده است. با توجه به مقادیر شاخص حساسیت و همچنین، تعداد خطوط متراکم شبکه در شرایط خروج خط یاد شده، خطوط ۵-۶ و ۱۱-۶ اگر به هر دلیلی از مدار خارج شوند، به فروپاشی سیستم قدرت منجر خواهند شد. اینها پیشامدهای غیر قابل کنترل توسط ابزار کنترالی هستند و بنابراین، اپراتور سیستم در مدیریت تراکم اولیه باید به گونه‌ای خروجی توان اکتیو واحدها را برنامه‌ریزی کند که به ازای آن ترکیب از توان اکتیو خروجی واحدها، اگر هر کدام از دو خط ۵-۶ و ۱۱-۶ از شبکه خارج شدند، سیستم از نظر امنیتی در محدوده نرمالی باشد و هیچ خط متراکمی وجود نداشته باشد.

جدول (۱): نتایج حاصل از تحلیل پیشامد سیستم ۱۴ شینه به

ازای شرایط پایه

| Outage line | Sensitivity | No. over load |
|-------------|-------------|---------------|
| ۱-۲ | ۳۲۴/۰۷۹ | ۱۰ |
| ۱-۵ | ۱۱/۱۰۵ | ۳ |
| ۲-۳ | ۵/۶۳۴ | ۳ |
| ۲-۴ | ۴/۳۲ | ۲ |
| ۲-۵ | ۴/۲۰۱ | ۲ |
| ۳-۴ | ۲/۵۹۹ | ۱ |
| ۴-۵ | ۴/۴۶۶ | ۱ |
| ۴-۷ | ۵ | ۲ |
| ۴-۹ | ۳/۶۱۵ | ۱ |
| ۵-۶ | ۹۷۹۵۵۵ | ۱۸ |
| ۶-۱۱ | ۱۷۸۱۵۷۶ | ۱۶ |
| ۶-۱۲ | ۳/۶۱۳ | ۱ |
| ۶-۱۳ | ۳/۶۵۴ | ۱ |
| ۷-۸ | ۳/۶۷۳ | ۱ |
| ۷-۹ | ۵/۳۰۷ | ۲ |
| ۹-۱۰ | ۸/۵۶۷ | ۳ |
| ۹-۱۴ | ۳/۶۰۸ | ۱ |
| ۱۰-۱۱ | ۳/۶۰۸ | ۱ |
| ۱۲-۱۳ | ۳/۶۰۷ | ۱ |
| ۱۳-۱۴ | ۳/۶۴۲ | ۱ |

۵-۲ اجرای مدیریت تراکم اولیه

برای اینکه شبکه‌های قدرت بتوانند در مقابل حوادث احتمالی پایداری خود را حفظ کنند و بهره‌برداری از آن‌ها

در این مقاله، به چهار نوع کنترل کننده سیستم قدرت، و نحوه استفاده بهینه از این ادوات در مدیریت تراکم ثانویه پرداخته شده است. همانطور که در بخش‌های قبل بیان شد، اپراتور سیستم، مدیریت تراکم ثانویه را به کمک ابزار کنترلی موجود در شبکه اجرا می‌کند. به این ترتیب که مدل‌سازی مدیریت تراکم ثانویه در دو مرحله انجام می‌شود. در مرحله اول سعی می‌شود با تعیین بهینه متغیرهای کنترل (کنترل کننده‌های سیستم)، سیستم رفع تراکم شود، در صورت عدم موفقیت کامل در این مرحله، برنامه‌ریزی مجدد واحدهای تولید (آن‌هایی که تامین کننده رزرو هستند) نیز به فضای تصمیم‌گیری اضافه می‌شود. در ادامه، مطالب بیان شده در قالب چهار سناریو شبیه‌سازی می‌شوند.

۴-۵ سناریوهای مورد مطالعه

در این قسمت از مقاله، عملکرد چندین تجهیز کنترلی در مدیریت تراکم ثانویه، در قالب سناریوهای مختلف بررسی شده است. همچنین، نشان داده شده است که یک مسئله تراکم نوعی در برخی موارد با چندین تجهیز کنترلی متفاوت و یا ترکیب‌های مختلفی از تجهیزات کنترلی قابل رفع است.

سناریو ۱: بکارگیری همزمان PST و SVC

در این بخش فرض می‌شود که ابزار کنترل موجود در سیستم قدرت فقط شامل PST و SVC است که مکان بهینه آن‌ها در جدول ۳ بیان شده است. در این مرحله مطالعه، شبکه آزمایشی با مدل‌سازی هم‌زمان متغیرهای فاز PST، SVC و برنامه ریزی مجدد تولید واحدهای تامین کننده رزرو، به دنبال پاسخ بهینه‌ای هستیم که در آن محدوده قیود در شرایط پیشامد در زمان اجرای بازار واقعی رعایت شده باشد. برای تعیین مقادیر بهینه فاز ترانس جابجاگر فاز و همچنین، میزان تنظیمی برای SVC از الگوریتم PSO استفاده شده است. در این مقاله، از مدل ایده آل PST استفاده و امپدانس آن برابر صفر در نظر گرفته شده است [۱۸]. فرض شده است که زاویه PST در بازه [۶- تا ۶] و با

۱۴ شینه IEEE با توان مصرفی اکتیو ۴۵۴ MW و توان راکتیو ۷۳/۵MVAR در حال بهره‌برداری است. با بروز عیب، یکی از خطوط انتقال شبکه از مدار خارج می‌شود. قطع این خط موجب می‌شود که شرایط حاکم بر سیستم شامل مقادیر ولتاژ شینه‌ها و توان عبوری خطوط از محدوده مجاز خارج شود.

در ادامه فرض شده است که در زمان اجرای بازار واقعی خط شماره ۳-۲ سیستم مد نظر به دلایلی، ناگهان از مدار خارج می‌شود. اپراتور سیستم باید به گونه‌ای مدیریت تراکم ثانویه را انجام دهد که با کم‌ترین تغییر در ترکیب اولیه تولید واحدها مواجه شود. بنابراین، باید از ابزار کنترلی موجود در شبکه به شکل بهینه بهره‌برداری کند. برای این منظور شبیه‌سازی وضعیت شبکه قدرت در چند مرحله انجام شده است. در هر مرحله فرض شده است، ادوات کنترل پذیری، در شبکه موجود است و اپراتور با بکارگیری آن‌ها مدیریت تراکم ثانویه را انجام می‌دهد به نحوی که با حداقل انحراف از برنامه‌ریزی تولید انجام شده در مدیریت تراکم اولیه باشد.

در جدول (۳)، ادوات کنترلی مدل شده در سیستم ۱۴ شینه استاندارد مشاهده می‌شود. فرض بر این است که جایابی بهینه برای ادوات کنترلی سیستم مورد نظر انجام گرفته است.

جدول (۳): ادوات کنترلی مدل شده در سیستم ۱۴ شینه و

موقعیت آن‌ها

| | Bus | |
|------|--------|--------|
| | From | To |
| PST | ۴ | ۷ |
| | ۴ ۵ | ۹ ۶ |
| LTC | ۴ | ۷ |
| | ۴ ۵ | ۹ ۶ |
| TCSC | ۲ | ۳ |
| | ۳ | ۴ |
| SVC | ۹ | ۹ |

شاخص‌های الگوریتم PSO با روش آزمون و خطا تعیین شده و در جدول (۶) ارائه شده است.

جدول (۴): مقادیر بهینه شاخص‌های کنترلی سیستم پس از بروز خطا و قطع خط ۳-۲ در شبکه آزمایشی

| Control device | Variable | Case 1 | Case 2 | Case 3 | Case 4 |
|----------------|----------|---------------|------------------------|------------------------|----------------|
| SVC | C | ۱۹۰/۳ | ۲۱۷ | ۲۰۹ | ۱۷۱/۶۱ |
| LTC | T | | ۱/۰۵ ۰/۹۳۵ ۱/۰۷۴ | ۱/۰۵ ۰/۹۶۷ ۰/۹۳۹ | ۰/۹۱۳ ۰/۹۸۶ |
| PST | | -۳ ۲ -۲ | | | -۲ |
| TCSC | X | | | ۰/۰۵ ۰/۰۸۱ | ۰/۰۴ ۰/۲۴۳ |

جدول (۵): مقادیر بهینه شاخص‌های کنترلی سیستم پس از بروز خطا و قطع خط ۵-۴ در شبکه آزمایشی

| Control device | Variable | Case 1 | Case 2 | Case 3 | Case 4 |
|----------------|----------|-------------|-------------------------|-------------------------|----------------|
| SVC | C | ۱۵۸ | ۱۶۵ | ۱۳۹ | ۱۷۴ |
| LTC | T | | ۱/۰۰۵ ۱/۰۰۶ ۱/۰۷۴ | ۰/۹۱۹ ۰/۹۸۸ ۱/۰۸۲ | ۱/۰۵ ۰/۹۸ |
| PST | | ۰ ۳ ۳ | | | ۱ |
| TCSC | X | | | ۰/۰۵۲ ۰/۰۳۷ | ۰/۰۵۴ ۰/۰۹۱ |

جدول (۶): شاخص‌های PSO

| PSO parameter | |
|-------------------|------|
| Size of the swarm | ۱۰۰۰ |
| C1 | ۰/۱۲ |
| C2 | ۱/۲ |
| W | ۰/۹ |

گام یک درجه تغییر می‌کند. تعداد متغیرهای تصمیم‌گیری در این حالت ۹ است. با استفاده از الگوریتم PSO که در درون آن پخش بار بهینه اجرا می‌شود مقادیر بهینه متغیرهای کنترلی به منظور کاهش هزینه رفع تراکم در شرایط پیشامد حاصل می‌شود (جدول ۴ و ۵).

سناریو ۲: بکارگیری همزمان SVC و LTC

در این بخش فرض می‌شود که ابزار کنترل موجود در سیستم قدرت فقط شامل SVC و LTC است که مکان آن‌ها در جدول ۳ بیان شده است. محدوده تغییرات ممکن برای تپ ترانس‌ها [0.9, 1.05] در نظر گرفته شده است. برای تعیین مقادیر بهینه تپ ترانس و همچنین، میزان تنظیمی برای SVC از الگوریتم PSO استفاده شده است. تعداد متغیرهای تصمیم‌گیری در این حالت نیز ۹ است. جداول (۴) و (۵) نتایج این حالت را نشان می‌دهند.

سناریو ۳: بکارگیری همزمان SVC, LTC, TCSC

در این بخش تاثیر TCSC, LTC و SVC در کاهش توان انتقالی خطوط سالم هنگام وقوع خطا و خروج از مدار یکی از خطوط سیستم قدرت نشان داده شده است. با استفاده از بهینه‌سازی دو سطحی مطرح شده در مقاله، مقادیر بهینه راکتانس خط دارای TCSC و همچنین، میزان تپ LTC و خازن SVC به دست می‌آید. تعداد متغیرهای تصمیم‌گیری در این حالت ۱۱ است. نتایج را می‌توان در جداول (۴) و (۵) مشاهده کرد.

سناریو ۴: بکارگیری همزمان SVC, LTC, PST و TCSC

در این سناریو مدیریت تراکم با فرض در اختیار داشتن چهار ابزار کنترلی انجام شده است. تعداد متغیرهای تصمیم‌گیری در این حالت ۱۱ است. نتایج تنظیم ادوات کنترلی در مدیریت تراکم ثانویه در این سناریو در جداول (۴) و (۵) ارائه شده است.

پژوهش حاضر، راهکاری کاربردی، برای مسئله مدیریت تراکم و کاهش هزینه‌های رفع آن ارائه می‌دهد. روش پیشنهادی در قالب دو بخش مدیریت تراکم اولیه و ثانویه ارائه شده است.

پیشامدها به دو دسته پیشامدهای کنترل‌پذیر و کنترل‌ناپذیر تقسیم می‌شوند. پیشامدهای کنترل‌ناپذیر آن‌هایی هستند که برای رفع تراکم ناشی از آن‌ها باید حتماً چیدمان تولید نیروگاه‌ها تغییر کند و با تجهیزات کنترلی موجود در شبکه نمی‌توان تراکم ناشی از آن پیشامدها را رفع کرد. این پیشامدها در قالب مدیریت تراکم اولیه دیده می‌شوند. تراکم ناشی از وقوع احتمالی بقیه پیشامدها (که در دسته کنترل‌پذیر قرار می‌گیرند) در صورت وقوع با ادوات کنترلی موجود در شبکه رفع می‌شود. بنابراین، هزینه رفع تراکم این پیشامدها تنها در صورت وقوع و در قالب مدیریت تراکم ثانویه تعیین شده و از بازیگران اخذ می‌شود. روش پیشنهادی بر روی شبکه آزمایشی ۱۴ باسه IEEE آزمایش و نحوه کاهش هزینه تراکم در بازار از نوع حوضچه بررسی شده است. نتایج عددی، کارآمدی روش پیشنهادی را نشان می‌دهد.

مزیت‌های روش پیشنهادی نسبت به روش متداول مدیریت تراکم عبارتند از: کاهش هزینه رفع تراکم، در نظر گرفتن امنیت سیستم در برابر نوسانات معاملات ناشی از بازار تنظیم، استفاده بهینه از ظرفیت انتقالی سیستم با بکارگیری بهینه از ادوات کنترلی موجود در شبکه و بهینه کردن مقادیر آن‌ها برای کاهش هزینه‌های ناشی از تراکم در شرایط پیشامد، کاهش هزینه تولید توان راکتیو مبتنی بر تنظیم بهینه مقادیر تپ ترانسفورماتورها و مقادیر خازن‌ها و در نظر گرفتن امنیت N-1 به شکل واقع‌گرایانه در فرآیند مدیریت تراکم.

فهرست نمادها

| | |
|---|-------|
| تعداد کل خطوط انتقال در شبکه قدرت | N_L |
| تعداد کل شین‌های شبکه | N_B |
| تعداد ژنراتورهای انتخاب شده | S_g |
| عداد منابع توان راکتیو (غیرژنراتوری) در نظر گرفته شده | N_C |
| تعداد ترانس تپ چنج‌دار در سیستم | N_T |

برای نشان دادن کاربردی بودن روش پیشنهادی، مقایسه‌ای بین حالتی که مدیریت تراکم متداول با در نظر گرفتن معیار امنیت N-1 انجام می‌شود و حالتی که از مدیریت تراکم اولیه و ثانویه استفاده می‌شود، انجام شده است. همان‌طور که در جداول (۷) و (۸) مشاهده می‌شود، هزینه رفع تراکم در روش پیشنهادی، کمتر از هزینه رفع تراکم به روش مدیریت تراکم متداول است. هزینه رفع تراکم در روش پیشنهادی برابر است با هزینه مدیریت تراکم اولیه به اضافه هزینه مدیریت تراکم ثانویه.

جدول (۷): هزینه مدیریت تراکم پیشنهادی و متداول پس از بروز خطا و قطع خط ۳-۲ شبکه آزمایشی

| | Case1 | Case2 | Case3 | Case4 | Old method |
|-----------------|-------|---------|-------|-------|------------|
| هزینه رفع تراکم | ۳۳۴۵ | ۲۸۳۵/۲۵ | ۲۷۲۸ | ۲۷۰۸ | ۳۸۶۵ |

جدول (۸): هزینه مدیریت تراکم پیشنهادی و متداول پس از بروز خطا و قطع خط ۴-۵ شبکه آزمایشی

| | Case1 | Case2 | Case3 | Case4 | Old method |
|-----------------|---------|--------|--------|--------|------------|
| هزینه رفع تراکم | ۳۰۱۸/۴۵ | ۲۷۸۳/۲ | ۲۶۸۳/۵ | ۲۶۴۵/۳ | ۳۸۹۵ |

۶- نتیجه‌گیری

در سال‌های اخیر گسترش بازار رقابتی برق، مدیران بازار را بر آن داشته تا برنامه‌ریزی بازار همواره در راستای کاهش هزینه و حفظ امنیت باشد. از طرفی، مسئله رفع تراکم خطوط نیز باعث پیچیدگی بیشتر مدیریت بازار شده است. بنابراین، دستیابی به روشی مناسب برای رفع تراکم خطوط همراه با حفظ امنیت، همواره دغدغه مدیران بازار و بهره‌برداران مستقل سیستم‌ها بوده است. یکی از راهبردهای عملی در رفع تراکم، برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها همراه با معیار امنیت N-1 است. در این مقاله، با تکیه بر راهبرد حفظ معیار امنیت و قابلیت اطمینان سیستم، اهداف اصلی رفع تراکم و کاهش هزینه هستند.

- [2] Kirschen, D., Strbac, G., "Why investments do not prevent blackouts", UMIST, Manchester, UK. 27, 2003.
- [3] EI-Shatshat, R., Bhattacharya, K., "Locational balance service auction market for transmission congestion management ", IEE Vol.153, No. 5, 2006.
- [4] Rajalakshmi, L., Suganyadevi, M.V., Parameswari, S., "Congestion Management in Deregulated Power System by Locating Series FACTS Devices", International Journal of Computer Applications, Vol. 13, No. 8, 2011.
- [5] Schellenberg, A., Rosehart, W., Aguado, J., "Cumulant-based probabilistic optimal power flow (P-OPF) with Gaussian and gamma distributions", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 20, No. 2, pp. 773–781, 2005.
- [6] Verbic, G., Cañizares, C. A., "Probabilistic Optimal Power Flow in Electricity Markets Based on a Two-Point Estimate Method ", Submitted for publication to IEEE Transactions on Power Systems, 2005.
- [7] Zhang, P., Lee, S. T., "Probabilistic Load Flow Computation Using the Method of Combined Cumulants and Gram-Charlier Expansion", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, pp. 676–682, 2004.
- [8] Kimball, L. M., Clements, K. A., Pajic, S., Davis, P. W., "Stochastic OPF by Constraint Relaxation", in Proceedings IEEE PowerTech Conference, Bologna, Italy, 23-26 June, 2003.
- [9] Esmaili, M., Amjady, N., Shayanfar, H. A., "Stochastic congestion management in power markets using efficient scenario approaches", Energy Conversion and Management, PP. 228551- 2293, 2010.
- [10] Esmaili, M., Shayanfar, H. A., Amjady, N., "Stochastic Congestion Management Considering Power System Uncertainties", Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering, Vol. 6, No. 1, 2010.
- [11] Rahimzadeh, S., Tavakoli Bina, M., "Looking for optimal number and placement of FACTS devices to manage the transmission congestion", Energy Conversion and Management 52, PP. 437–446, 2011.
- [12] Chakraborty, A., "Wide-Area Damping Control of Power Systems Using Dynamic Clustering and TCSC-Based Redesigns", IEEE Transactions on Smart Grid, PP. 1949-3053, 2012, DOI: 10.1109/TSG.2012.2197029.
- [13] Savaghebi, M., Guerrero, J. M., Vasquez, J.
- تعداد شین‌های ولتاژ شبکه N_{PV}
- تعداد شین‌های بار شبکه N_{PQ}
- مقدار تپ ترانس در باس k ام t_k
- میزان تغییر توان راکتیو ژنراتورها پس از دیسپچ مجدد ΔQ_g
- میزان تغییر توان راکتیو منابع راکتیو پس از دیسپچ مجدد ΔQ_{Ci}
- کل ظرفیت توان ظاهری ژنراتور $S_{G,max}$
- توان ظاهری عبوری از خطوط انتقال S_L
- حداکثر ظرفیت توان انتقالی خطوط S_L^{max}
- هزینه کاهشی که ژنراتور پیشنهاد می دهد تا در مدیریت پرشدگی خطوط انتقال شرکت کند B_{Gj}^{down}
- هزینه افزایشی که ژنراتور پیشنهاد می دهد تا در مدیریت پرشدگی خطوط انتقال شرکت کند B_{Gj}^{up}
- افزایش توان اکتیو خروجی واحدها نسبت به حالت پایه ΔP_{Gj}^{up}
- کاهش توان اکتیو خروجی واحدها نسبت به حالت پایه ΔP_{Gj}^{down}
- خروجی مدیریت تراکم اولیه (توان اکتیو هر تولید کننده) P_{POPF}
- خروجی بازار انرژی (توان اکتیو هر تولید کننده) P_m
- خروجی مدیریت تراکم متداول (توان اکتیو هر تولید کننده) $P_{OPF-old}$
- به ترتیب ضرایب شتاب دهنده ذره در جهت‌های جستجوی فردی و جستجوی گروهی C_2 و C_1
- تابعی که یک عدد حقیقی تصادفی در بازه بین اعداد ۰ و ۱ تولید می کند. $Rand()$
- شاخصی قابل تنظیم تحت عنوان ضریب یا وزن اینرسی یک بردار، هم بُعد با اندازه تعداد متغیرهای تصمیم‌گیری مسئله بهینه‌سازی، و بیانگر موقعیت ذره‌ام در فضای جواب در تکرار ام p
- بردار معرف سرعت ذره ام در تکرار ام $V_{p,iter}$
- معرف بهترین تجربه فردی ذره P ام تا تکرار $iter$ ام $Pbest_{p,iter}$
- معرف بهترین تجربه گروهی کل ذرات تا تکرار $iter$ ام $Gbest_{iter}$

منابع

- [1] Kumar, A., Srivastava, S. C., Singh, S. N., "A zonal congestion management approach using real and reactive power rescheduling ", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 18, No. 1, pp. 554-562, 2004.

- C., "Hierarchical control scheme for voltage unbalance compensation in islanded microgrids", 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 2011, DOI: 10.1109/IECON.2011.6119815.
- [14] Milano, F., Canizares, C. A., Conejo, A. P., "Sensitivity-Based Security-Based OPF Market Clearing Model", IEEE transaction on Power Systems, Vol. 20, No. 4, 2005.
- [15] Kumar, A., Srivastava, S. C., Singh, S. N., "Congestion management in competitive power market: A bibliographical survey", Electric Power System Research, Vol. 76, No. 1-3, pp. 153–164, 2005.
- [16] Baskar, G., Mohan, M. R., "Contingency constrained economic load dispatch using improved particle swarm optimization for security enhancement", Electric Power Systems Research, 79, PP. 615–621, 2009.
- [17] Hooshmand, R., Enshae, A., "Detection and classification of single and combined power quality disturbances using fuzzy systems oriented by particle swarm optimization algorithm", Electric Power Systems Research, 80, pp.1552–1561, 2010.
- [18] Momoh, J. A., Zhu, J. Z., "A new approach to optimal power flow with phase shifter", Proc. IEEE Int. Conf. Syst. Man Cybern., 5, pp.4794–4799, 1998.

-
- ⁱ Independent System Operator
ⁱⁱ Market clearing price
ⁱⁱⁱ Day-Ahead
^{iv} Regulation Market
^v Deterministic & Stochastic
^{vi} Particle Swarm Optimization
^{vii} Opportunity Cost
^{viii} Static Voltage Control
^{ix} Load Tap Changer
^x Phase-Shifting Transformer
^{xi} Thyristor- Controlled Series Compensator
^{xii} Pay As Bid
^{xiii} LTC

