

میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای در سیستم‌های قدرت با استفاده از پایدارسازهای مبتنی بر سیگنال‌های سراسری

سهیل رنجبر^۱، دانشجوی دکتری، محمدرضا آقامحمدی^۲، دانشیار، فرهاد حق‌جو^۳، استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه شهید بهشتی- تهران- ایران- s_ranjbar@sbu.ac.ir

۲- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه شهید بهشتی- تهران- ایران- m.r.ghamohammadi34@gmail.com

۳- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه شهید بهشتی- تهران- ایران- f_haghjoo@sbu.ac.ir

چکیده: در این مقاله، با تعمیم مدل SMIB برای نوسانات بین ناحیه‌ای و گروه‌های ژنراتوری نوسان‌کننده هم‌نوا، ماهیت نوسانات بین ناحیه‌ای و مکانیسم میراسازی آن‌ها بررسی گردیده و نشان داده شد که پایدارسازهای محلی بر اساس سیگنال‌های محلی ژنراتورها به‌طور ذاتی قادر به میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای نمی‌باشند. همچنین اثبات گردید که شرط اساسی برای میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای توسط پایدارسازها استفاده از سیگنال‌های سراسری هست. برای هر ناحیه نوسان‌کننده، سیگنال سرعت مرکز اینرسی ناحیه به‌عنوان سیگنال سراسری ناحیه‌ای و تفاوت آن‌ها در بین نواحی به‌عنوان سیگنال سراسری بین ناحیه‌ای تعریف گردیده است. همچنین نشان داده شد که مناسب‌ترین سیگنال برای میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای، سیگنال‌های سراسری از جنس ناحیه‌ای و یا بین ناحیه‌ای هست که میزان این سیگنال‌ها می‌باید به‌طور مناسب و بهینه انتخاب گردند به‌طوری‌که انتخاب ناکافی و یا نامناسب این سیگنال‌ها می‌تواند باعث تضعیف میرایی نوسانات بین ناحیه‌ای شود. البته ترکیب سیگنال‌های سراسری برای میراسازی نوسانات دارای الگوی ثابتی نبوده و بسته به نواحی نوسان‌کننده می‌تواند متفاوت باشد. ایده پیشنهادی برای انتخاب سیگنال‌های سراسری بر روی شبکه ۳۹ با سه IEEE پیاده‌سازی گردیده و نتایج به‌روشنی ناتوانی سیگنال‌های محلی را حتی با تنظیمات بهینه برای میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای و در عوض توانایی سیگنال‌های سراسری ناحیه‌ای و بین ناحیه‌ای را نشان داده است.

واژه‌های کلیدی: میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای، پایدارساز، مرکز اینرسی نواحی، سیگنال سراسری ناحیه‌ای، سیگنال سراسری بین ناحیه‌ای.

Damping Inter-Area Oscillation in Power Systems Using Local PSSs based on Global Control Signals

Soheil Ranjbar, Phd Candidate¹, Mohammad Reza Aghamohammadi, Associate Professor², Farhad Haghjoo, Assistant Professor³

1- Faculty of Electrical Engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran, s_ranjbar@sbu.ac.ir

2- Faculty of Electrical Engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran, m.r.ghamohammadi34@gmail.com

3- Faculty of Electrical Engineering, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran, f_haghjoo@sbu.ac.ir

Abstract: In this paper, the concept of SMIB is generalized for inter-area oscillation consisting of two or more oscillating areas. By using the generalized SMIB (GSMIB) model the nature of inter-area oscillation and the mechanism for its damping is investigated. It is shown that the PSS of power stations are not able to damp inter-area oscillation based on the local control signals which are commonly used for damping local oscillations. Based on the derived GSMIB model it is shown that only using global control signal provided based on the concept of center of inertia (COI) of oscillating areas is able to damp inter-area oscillation. The global signals provided based on the COI can be categorized into 1-global area signals and 2- global inter-area signals. Also it is shown that depending on the pattern of the oscillating areas proper combination of both types of global signals could be able for damping inter-area oscillations. The simulation studies on IEEE 39-buses test system show the effectiveness of the proposed signals for damping inter-area oscillations.

Keywords: Damping inter-area oscillations, PSS, center of inertia (COI), area global signal, inter-area global signal

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۰۳/۱۷

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۵/۰۸/۰۶

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۵/۱۰/۱۱

نام نویسنده مسئول: محمدرضا آقامحمدی

نشانی نویسنده مسئول: ایران- تهران- تهرانپارس- بلوار وفادار شرقی- دانشگاه شهید بهشتی- پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، مرکز مطالعات دینامیکی شبکه برق ایران

۱- مقدمه

ناپایداری زاویه‌ای و ضعف میرایی نوسانات، همواره یک تهدید جدی برای امنیت دینامیکی سیستم‌های قدرت می‌باشند. نوسانات فرکانس پائین در سیستم‌های قدرت به دو صورت محلی و بین‌ناحیه‌ای می‌تواند رخ دهد. نوسانات محلی می‌تواند منجر به ناپایداری یک ژنراتور نسبت به کل شبکه گردد. درحالی‌که نوسانات بین‌ناحیه‌ای ناپایدار می‌توانند باعث تجزیه سیستم قدرت به دو ناحیه شوند که اصطلاحاً به جزیره‌ای شدن ناخواسته و کنترل‌نشده معروف بوده و می‌تواند مقدمه‌ای برای خاموشی‌های بزرگ در شبکه‌های قدرت باشد. بنابراین توانایی سیستم‌های قدرت برای میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای یک الزام جدی از نقطه‌نظر امنیت خاموشی‌های بزرگ هست [۱]. به‌طور سنتی میراسازی نوسانات محلی توسط پایدارسازهای موجود در نیروگاه‌ها انجام می‌شود. این پایدارسازها با استفاده از سیگنال‌های محلی و تنظیمات بهینه قادر هستند که میرایی کافی را برای نوسانات محلی فراهم آورند. اما با توجه به این‌که پایدارسازهای سنتی تنها ادوات کنترلی موجود در نیروگاه‌ها می‌باشند سؤالی اساسی این است که آیا این ادوات قادر به میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای می‌باشند و در صورتی‌که بخواهیم از آن‌ها برای میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای استفاده شود چه نوع تمهیدات و تغییراتی باید در عملکرد آن‌ها صورت پذیرد. در این زمینه یکی از مهم‌ترین عوامل مؤثر بر میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای، انتخاب سیگنال کنترلی مناسب برای پایدارسازهای نیروگاه‌ها هست [۲].

در مرجع [۳] و در راستای توسعه استفاده از سیگنال‌های سراسری، دو استراتژی کنترلی ارائه شده است. در استراتژی اول یک پایدارساز با کنترل دومرحله‌ای استفاده شده است به‌طوری‌که در مرحله نخست از سیگنال محلی برای میراسازی مدهای محلی و در مرحله دوم از سیگنال سراسری برای میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای استفاده شده است. در استراتژی دوم همچنین یک جبران‌ساز استاتیک توان راکتیو با سیگنال سراسری برای میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای استفاده شده است. در مرجع [۴] برای یک شبکه چهارماشینه، یک کنترل‌کننده فیدبک راه‌دور طراحی شده است و نشان داده شده است که استفاده از اندازه‌گیری‌های سنکرون از محل‌های بهینه برای کنترل‌کننده ژنراتور باعث بهبود میرایی نوسانات بین‌ناحیه‌ای خواهد شد. در [۵]، برای میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای، به‌کمک تحلیل مقادیر ویژه، ژنراتورهای کاندید برای فعال‌سازی پایدارسازهای آن‌ها مشخص گردیده و همچنین براساس پاسخ فرکانسی تک‌ماشینه پایدارساز این ژنراتورها برای میراسازی نوسانات تنظیم گردیده‌اند. در هر ژنراتور، سیگنال کنترلی پایدارساز به‌صورت ترکیبی از توان شتاب‌دهنده خود ژنراتور به‌همراه توان شتاب‌دهنده ژنراتوری با بزرگ‌ترین ضریب مشارکت در نوسانات، استفاده شده است. در [۶] بر اساس شناسایی گروه‌های هم‌نوی ژنراتوری، در هر گروه ضعیف‌ترین ژنراتور به‌عنوان ژنراتور کاندید برای پایدارسازی شبکه انتخاب شده است.

همچنین در این مرجع، توان خط بین‌ناحیه‌ای به‌عنوان سیگنال کنترلی به پایدارساز مورد استفاده قرار گرفته است.

در [۷]، برای میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای از دو رویکرد متفاوت شامل روش هندسی و روش مانده برای انتخاب سیگنال کنترلی بهره گرفته شده و از تغییرات زاویه فاز فازورهای ولتاژ و جریان شین‌های شبکه به‌عنوان سیگنال ورودی به پایدارساز استفاده شده است. در [۸]، برای میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای یک کنترل‌کننده هوشمند مبتنی بر سیگنال ناحیه‌ای طراحی شده است که به‌کمک مفهوم ژنراتور مجازی و با استفاده از اطلاعات اندازه‌گیری به‌هنگام شبکه به‌شکل ساده نمایش داده می‌شود. در [۹]، از یک روش مبتنی بر مسیر نوسانات برای تهیه سیگنال‌های کنترلی استفاده شده که با اضافه نمودن آن‌ها به کنترل‌کننده‌های موجود، پایداری نوسانات بین‌ناحیه‌ای افزایش داده می‌شود. در [۱۰]، بر مبنای ماتریس کوواریانس خطای مانده مقادیر ویژه، روشی برای تهیه سیگنال کنترلی جهت میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای معرفی شده است. در [۱۱]، یک پایدارساز غیرمتمرکز طراحی شده است که با استفاده از سیگنال‌های ناحیه گسترده به‌عنوان ورودی کمکی توانسته است میرایی بهتری را برای نوسانات بین‌ناحیه‌ای ایجاد نماید. در [۱۲]، با استفاده از یک درخت دسته‌بندی و اطلاعات اندازه‌گیری شده توسط سیستم WAMS روشی برای دسته‌بندی میرایی و دامنه مدهای نوسانی ارائه شده است که بر اساس آن می‌توان سیگنال‌های تأثیرگذار را برای بهبود میرایی نوسانات شناسایی نمود. در [۱۳ و ۱۴]، با استفاده از سیگنال‌های سراسری ناحیه گسترده و بر اساس درخت دسته‌بندی و بازگشتی، یک طرح کنترل تطبیقی برای میرایی نوسانات بین‌ناحیه‌ای ارائه شده است. در [۱۵]، برای انتخاب سیگنال‌های سراسری جهت میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای توسط پایدارسازهای ناحیه گسترده، از یک شاخص ترکیبی متشکل از اینرسی و رؤیت‌پذیری استفاده شده است. در این روش با تحلیل رؤیت‌پذیری مد بین‌ناحیه‌ای از دو مفهوم مد برجسته و گروه هم‌نوا استفاده شده و بر اساس دو ناحیه نوسان‌کننده در مقابل هم، مشخصه مد بین‌ناحیه‌ای و روش طراحی شاخص ارائه شده است. در [۱۶]، یک روش سیستماتیک و عملی برای طراحی یک کنترل‌کننده چندگانه HVDC برای نوسانات بین‌ناحیه‌ای ارائه شده است. در این روش سیگنال‌های ناحیه گسترده که دارای رؤیت‌پذیری نسبتاً خوبی نسبت به نوسانات بین‌ناحیه‌ای می‌باشند به‌عنوان سیگنال کنترلی استفاده می‌شوند. در [۱۷]، روشی به‌منظور جایابی UPFC، برای پایداری سیگنال کوچک بر اساس ضریب مانده و مدهای بحرانی سیستم ارائه شده است. تعداد UPFC مورد نیاز بر اساس تعداد مدهای بحرانی آن تعیین شده و با کمک ضریب مانده شاخه سری UPFC محل بهینه آن‌ها تشخیص داده می‌شود. همچنین انتخاب سیگنال ورودی به کنترل‌کننده، براساس ضریب مشارکت در نظر گرفته شده است. در [۱۸] برای میراسازی نوسانات فرکانس پایین، الگوریتمی برای طراحی UPFC مبتنی بر روش کنترل غیرخطی بر مبنای تابع انرژی لیپانوفی ارائه شده است. برای ایجاد تعادل بین جستجوی سراسری و محلی، الگوریتم PSO با ضرایب

از WAMS، معیار و شاخصی برای انتخاب سیگنال‌های کنترل سراسری مناسب ارائه گردیده است.

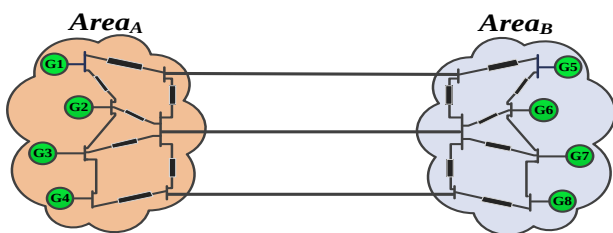
۲- ماهیت نوسانات بین ناحیه‌ای و سیگنال کنترلی

ماهیت و مکانیسم نوسانات بین ناحیه‌ای برخلاف نوسانات محلی ژنراتورها که به خصوصیات و ویژگی‌های شخصی هر ژنراتور وابسته است، به رفتار جمعی گروه‌هایی از ژنراتورها که در مقابل یکدیگر نوسان می‌نمایند بستگی دارد. با توجه به این که اساس پیدایش نوسانات بین ناحیه‌ای به شکل‌گیری گروه‌های هم‌نوی ژنراتوری مرتبط است لذا می‌توان ماهیت و مکانیسم این نوسانات را با استفاده از رفتار گروه‌های هم‌نوی ژنراتوری بررسی و تحلیل نمود. اصولاً پیدایش نوسانات بین ناحیه‌ای ناپایدار منوط به شروط زیر است:

الف- وجود گروه‌های هم‌نوی ژنراتوری نوسان‌کننده در شبکه

ب- نوسان گروه‌های هم‌نوا در مقابل یکدیگر با اختلاف فازی بیش از ۹۰ درجه و با میرایی ضعیف.

شکل ۱ دو گروه ژنراتوری هم‌نوا را که در مقابل یکدیگر نوسان می‌نمایند نشان می‌دهد.



شکل ۱: گروه‌های هم‌نوی ژنراتوری در نوسانات بین ناحیه‌ای

برای مدل‌سازی نوسانات بین ناحیه‌ای، با استفاده از مفهوم مرکز اینرسی، می‌توان نوسان هر گروه هم‌نوا را با یک ژنراتور معادل مطابق روابط زیر نمایش داد [۱۹]:

$$\delta_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \times \delta_i}{\sum H_i} \quad (1)$$

$$\omega_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \times \omega_i}{\sum H_i} \quad (2)$$

$$H_{COI} = \sum H_i \quad (3)$$

به‌طوری که H_{COI} ، δ_{COI} و ω_{COI} به‌ترتیب اینرسی، زاویه و سرعت مرکز اینرسی نواحی نوسان‌کننده بوده و H_i ، δ_i و ω_i به‌ترتیب اینرسی، زاویه و سرعت هر یک از ژنراتورهای واقع در نواحی نوسان‌کننده می‌باشند. در این صورت نوسانات بین ناحیه‌ای سیستم قدرت، معادل با نوسان دو مرکز اینرسی در برابر یکدیگر مطابق با شکل ۲ خواهد شد. نکته قابل‌ذکر این است که همگی ژنراتورهای نوسان‌کننده در شبکه به‌میزان بزرگی‌شان در نوسان مرکز اینرسی گروه‌ها تأثیرگذار خواهند بود.

شتاب جدید ارائه‌شده و مسئله بهینه‌سازی با روش‌های دیگر مورد مقایسه قرار گرفته است. روش پیشنهادی در این مقاله برای یک سیستم قدر تک‌ماشینه و چندماشینه بررسی شده است.

با بررسی روش‌های قبلی ملاحظه می‌گردد که کاستی‌هایی به‌شرح زیر وجود دارند:

۱- روش‌های ارائه‌شده برای میرایی نوسانات بین ناحیه‌ای همواره متمرکز بر میرایی یک مد بین ناحیه‌ای مشخص در شبکه می‌باشند درحالی‌که با تغییر توپولوژی شبکه به‌واسطه مثلاً تعمیرات، مد بین ناحیه‌ای و ژنراتورهای مؤثر نیز ممکن است تغییر نمایند که در این صورت ژنراتورهای قبلی کارایی لازم را نداشته و قادر به میراسازی مد جدید نخواهند بود.

۲- بیشتر روش‌های اشاره‌شده در مقالات، برای تنظیم پایدارسازها از روش‌های تحلیلی مبتنی بر مدل شبکه استفاده کرده‌اند و برای این منظور داشتن اطلاعات شبکه، ژنراتورها و کلیه ادوات کنترلی موجود در شبکه ضروری است درحالی‌که فراهم نمودن این اطلاعات همواره با چالش همراه است.

۳- پایدارسازهای نیروگاه‌ها برای میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای عموماً بر اساس مدل دینامیکی شبکه، تنظیم و بروز رسانی می‌شوند. بنابراین در دسترس بودن پارامترهای صحیح دینامیکی ژنراتورها و کنترل‌کننده‌ها ضروری بوده به‌طوری‌که دقت این روش‌ها وابسته به صحت پارامترهای دینامیکی خواهد بود.

۴- در برخی مقالات همانند مرجع [۱۱]، برای هر مد بین ناحیه‌ای یک PSS محلی تخصیص داده شده است که می‌بایست برای آن مد بین ناحیه‌ای تنظیم گردد، درحالی‌که ممکن است برای مدهای محلی میرایی لازم را نداشته باشد.

۵- در مراجع بررسی‌شده، روشی به‌منظور تعیین مقدار بهره سیگنال سراسری معرفی نشده است. درواقع ترکیب سیگنال‌های انتخابی می‌بایست به‌گونه‌ای باشد که برای هر مد بین ناحیه‌ای تحریک شده، بهترین میرایی را دارا باشد.

با توجه به موارد ذکرشده، استفاده از یک پایدارساز مناسب بدون اتکا به مدل شبکه و با تمرکز بر سیگنال‌های سراسری اندازه‌گیری‌شده از شبکه قدرت برای بهبود میرایی مدهای بین ناحیه‌ای ضروری است.

در این مقاله، ابتدا ناتوانی پایدارسازهای محلی با استفاده از سیگنال‌های محلی با وجود تنظیمات بهینه برای میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای نشان داده شده است. سپس با استفاده از مفاهیم گروه‌های هم‌نوی ژنراتوری نوسان‌کننده در مقابل یکدیگر و مراکز اینرسی نوسانات، مفهوم مدل SMIB برای نوسانات بین ناحیه‌ای تعمیم داده شده و نشان داده شده که برای میرایی نوسانات بین ناحیه‌ای می‌توان به‌شرط استفاده از سیگنال کنترلی سراسری و بهینه، از پایدارسازهای محلی استفاده نمود. همچنین بر اساس شناسایی گروه‌های هم‌نوی ژنراتوری نوسان‌کننده و محاسبه به‌هنگام تغییرات سرعت و زاویه مراکز اینرسی آن‌ها به‌عنوان سیگنال سراسری با استفاده از اطلاعات دریافتی

$$K_{sAB} = \frac{1}{N_A N_B} \sum_{j=1}^{N_B} \sum_{i=1}^{N_A} K_{sij} \quad (7)$$

به‌طوری که K_{sij} برابر ضریب سنکرونیزاسیون واحد i ام در ناحیه A با واحد j ام در ناحیه B هست.

بدین ترتیب نوسانات بین ناحیه‌ای را می‌توان به یک ژنراتور فرضی معادل منتسب نمود که نسبت به یک ژنراتور بی‌نهایت فرضی نوسان می‌نماید. در حقیقت این مدل سازی یک نوع مدل تعمیم یافته GSMIB است که برای نوسانات دو ناحیه نوسانی تعمیم داده شده است با این تفاوت که سرعت این ژنراتور معادل برابر با اختلاف سرعت دو ناحیه (ω_{COIAB}) هست. شایان ذکر است که معادلات (۶) و (۷) درواقع معادلات اینرسی و ضریب سنکرونیزاسیون تعمیم یافته برای دو ناحیه نوسان کننده می‌باشند که مدل معروف تک ژنراتور در مقابل شبکه بی‌نهایت SMIB حالت حدی خاصی از آن بوده که در آن یک ناحیه معادل یک ژنراتور ($H_A=H$) و ناحیه دیگر معادل سیستم بی‌نهایت ($H_B=\infty$) است به‌طوری که مقادیر حدی این معادلات اینرسی و ضریب سنکرونیزاسیون تک ژنراتور در مقابل شبکه بی‌نهایت را نتیجه می‌دهند.

مدل سنتی SMIB برای تک ژنراتور نسبت به شبکه واقعی بزرگ حالت حدی خاصی از مدل تعمیم یافته GSMIB است که در آن ژنراتور تکی معرف یک ناحیه و شبکه واقعی بزرگ نیز معرف یک ناحیه دیگر با تعداد N ژنراتور می‌باشند. چنانچه شبکه قدرت واقعی عملاً بی‌نهایت نباشد در این صورت نوسان محلی ژنراتور تکی را نیز می‌توان با مجموعه کل سیستم (ژنراتور تکی + شبکه واقعی بزرگ) نسبت به ژنراتور بی‌نهایت فرضی با استفاده از روابط (۴ الی ۷) مدل سازی نمود که به صورت روابط زیر خواهند شد:

$$\delta_{G-sys} = \delta_G - \delta_{sys} \quad (8)$$

$$\omega_{G-sys} = \omega_G - \omega_{sys} \quad (9)$$

$$H_{Gsys} = \frac{H_G \times H_{sys}}{H_G + H_{sys}} \quad (10)$$

$$K_{sGsys} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N K_{si} \quad (11)$$

به‌طوری که:

δ_{sys}, δ_G : به ترتیب زاویه نوسان ژنراتور تکی و مرکز ثقل شبکه واقعی بزرگ نسبت به ژنراتور بی‌نهایت فرضی

ω_{sys}, ω_G : به ترتیب سرعت نوسان ژنراتور تکی و مرکز ثقل شبکه واقعی نسبت به ژنراتور بی‌نهایت فرضی

H_{sys}, H_G : به ترتیب اینرسی ژنراتور تکی و مرکز ثقل شبکه واقعی

K_{sGsys} : ضریب سنکرونیزاسیون بین ژنراتور تکی و شبکه واقعی

همان گونه که ملاحظه می‌گردد چنانچه اینرسی و قدرت ژنراتور تکی کسری از شبکه بزرگ واقعی باشد، در این صورت برای مطالعات نوسان محلی ژنراتور از مدل ایده آل SMIB نمی‌توان استفاده نمود و می‌بایست بر اساس مدل GSMIB از روابط (۸ الی ۱۱) استفاده کرد. اما چنانچه در روابط فوق، با تقریبی شبکه واقعی بزرگ را بی‌نهایت فرض نماییم،



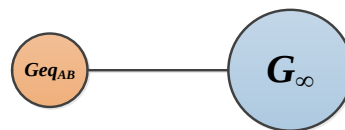
شکل ۲: نواحی معادل گروه‌های هم‌نوی ژنراتوری در نوسانات بین ناحیه‌ای

اما تأثیر ژنراتورهای بزرگ در مقایسه با واحدهای بسیار کوچک به مراتب بیش‌تر بوده به‌طوری که منابع تولید پراکنده چرخان دارای نقش و تأثیر کم‌تری می‌باشند. البته در ریز شبکه‌ها که شامل ژنراتورهایی در مقیاس کوچک می‌باشند در صورت پیدایش یک چنین نوساناتی نقش واحدهای پراکنده در مرکز اینرسی و شکل‌گیری نوسانات نیز می‌تواند قابل توجه باشد. مشابه نوسانات محلی که نوسان یک ژنراتور در مقابل سیستم قدرت با یک ژنراتور فرضی در مقابل ژنراتور بی‌نهایت مدل سازی می‌شود، می‌توان مدل نوسانات بین ناحیه‌ای (A و B) را نیز در قالب نوسان یک ژنراتور معادل فرضی نسبت به ژنراتور بی‌نهایت استخراج نمود. برای این کار، زاویه و سرعت نوسانات بین ناحیه‌ای که از اختلاف نوسانات دو مرکز اینرسی (A و B) مطابق با روابط ذیل محاسبه می‌گردد به عنوان زاویه و سرعت ژنراتور معادل فرضی در نظر گرفته می‌شوند.

$$\delta_{COIAB} = \delta_{COIA} - \delta_{COIB} \quad (4)$$

$$\omega_{COIAB} = \omega_{COIA} - \omega_{COIB} \quad (5)$$

بنابراین نوسانات بین ناحیه‌ای را می‌توان با نوسان یک ژنراتور معادل فرضی (AB) که نسبت به یک ژنراتور بی‌نهایت فرضی با زاویه δ_{COIAB} و سرعت ω_{COIAB} نوسان می‌نماید مطابق با شکل ۳ مدل سازی کرد که آن را اصطلاحاً به مدل تعمیم یافته تک ژنراتور متصل به ژنراتور بی‌نهایت یا GSMIB تعریف می‌نماییم. این ژنراتور معادل جدید، بیانگر مدل کل سیستم قدرت از منظر نوسانات بین ناحیه‌ای خواهد بود.



شکل ۳: مدل تعمیم یافته GSMIB برای نوسانات بین ناحیه‌ای

بر اساس مدل تعمیم یافته GSMIB برای دو ناحیه نوسان کننده می‌توان نشان داد که ثابت اینرسی ژنراتور معادل فرضی در برابر ژنراتور ایده آل بی‌نهایت برحسب اینرسی نواحی نوسان کننده طبق رابطه (۶) به دست می‌آید [۲۰].

$$H_{AB} = \frac{H_A \times H_B}{H_A + H_B} \quad (6)$$

به‌طوری که H_A و H_B به ترتیب ثابت اینرسی مرکز اینرسی نواحی A و B می‌باشند. همچنین ضریب سنکرونیزاسیون ژنراتور معادل فرضی نسبت به ژنراتور بی‌نهایت طبق رابطه (۷) به دست می‌آید [۲۰].

حال چنانچه برای میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای بر اساس اصول پایدارسازی محلی، بخواهیم از سیگنال‌های محلی تک تک ژنراتورهای واقع در هر ناحیه به‌طور بهینه استفاده نمائیم در این صورت توان الکتریکی کمکی هر یک از ژنراتورهای واقع در نواحی طبق معادلات (۱۴) و (۱۵) هم‌فاز با سرعت آن‌ها خواهد شد.

$$\Delta P_{ei} = K_{diA} \times \Delta \omega_{iA} \quad \forall i \in Area A \quad (14)$$

$$\Delta P_{ej} = K_{djB} \times \Delta \omega_{jB} \quad \forall j \in Area B \quad (15)$$

بر اساس اصل هم‌نوایی ژنراتورهای واقع در یک ناحیه، تغییرات سرعت آن‌ها هم‌فاز بوده و لذا برآیند توان تک تک ژنراتورهای هر ناحیه، توان ژنراتور معادل آن ناحیه را تشکیل خواهد داد.

$$\Delta P_{eA} = \sum \Delta P_{ei} = \sum K_{diA} \times \Delta \omega_{iA} \quad (16)$$

$$\Delta P_{eB} = \sum \Delta P_{ej} = \sum K_{djB} \times \Delta \omega_{jB} \quad (17)$$

اما نکته اساسی این است که در روابط (۱۶ و ۱۷)، توان‌های کمکی برای هر یک از نواحی با سرعت مرکز اینرسی نواحی متناسب نبوده و لذا از خاصیت میراکنندگی برخوردار نمی‌باشند.

$$\Delta P_{eA} = \sum K_{iA} \times \Delta \omega_{iA} \neq K_A \times \Delta \omega_{COIA} \quad (18)$$

$$\Delta P_{eB} = \sum K_{jB} \times \Delta \omega_{jB} \neq K_B \times \Delta \omega_{COIB} \quad (19)$$

بنابراین کل توان الکتریکی کمکی ناشی از ژنراتورهای معادل دو ناحیه که توان ژنراتور مدل GSMIB نوسانات بین ناحیه‌ای را تشکیل می‌دهد برابر مجموع این دو توان خواهد شد.

$$\Delta P_{eAB} = \sum K_{iA} \times \Delta \omega_{iA} + \sum K_{jB} \times \Delta \omega_{jB} \quad (20)$$

$$\sum K_{iA} \times \Delta \omega_{iA} + \sum K_{jB} \times \Delta \omega_{jB} \neq K_{COIAB} \times \Delta \omega_{COIAB} \quad (21)$$

همان گونه که در معادلات (۲۰ و ۲۱) ملاحظه می‌گردد برآیند توان کمکی ایجادشده، متناسب با تغییرات سرعت نواحی و یا اختلاف آن‌ها نیست و لذا فاقد قدرت میراکنندگی برای نوسانات بین ناحیه‌ای خواهد بود. حال اگر به پایدارساز ژنراتورهای واقع در هر ناحیه سیگنال کنترلی از جنس اختلاف سرعت مراکز اینرسی نواحی اعمال گردد خواهیم داشت:

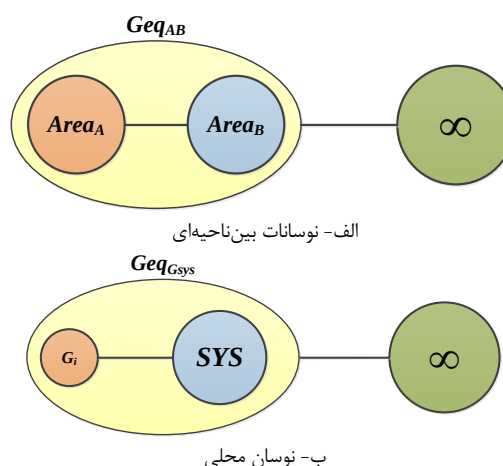
$$\Delta P_{eA} = \sum P_{iA} = \sum (K_{iA} \times \Delta \omega_{COIAB}) = (\sum K_{iA}) \times \Delta \omega_{COIAB} = K_A \times \Delta \omega_{COIAB} \quad (22)$$

$$\Delta P_{eB} = \sum P_{jB} = \sum (K_{jB} \times \Delta \omega_{COIAB}) = (\sum K_{jB}) \times \Delta \omega_{COIAB} = K_B \times \Delta \omega_{COIAB} \quad (23)$$

در نهایت کل توان کمکی تزریقی به ژنراتور معادل مدل GSMIB متناسب با سرعت نوسانات بین ناحیه‌ای خواهد شد.

$$\Delta P_{eAB} = \Delta P_{eA} + \Delta P_{eB} = (K_A + K_B) \Delta \omega_{COIAB} \quad (24)$$

($H_{sys} = \infty$)، در این صورت مقدار حدی اینرسی H_{Gsys} برابر اینرسی ژنراتور تکی یعنی H_G خواهد شد و K_{SGsys} نیز برابر ضریب سنکرونیسمون ژنراتور نسبت به شبکه خواهد شد. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که مدل رایج و سنتی SMIB که برای مطالعات نوسانات محلی تک ژنراتور استفاده می‌شود حالت حدی از مدل تعمیم یافته GSMIB هست و این به معنای اعتبارسنجی مدل استخراج شده توسط معادلات (۴ الی ۷) است. به‌طور اصولی برای نوسانات محلی و یا نوسانات بین ناحیه‌ای همواره می‌توان مسئله را تبدیل به یک مدل GSMIB نمود. شکل ۴ ساختار مفهومی این مدل را نشان می‌دهد. در این دو مدل مرجع سنجش نوسانات، ژنراتور بی نهایت فرضی هست.



شکل ۴: مدل GSMIB برای نوسانات محلی و بین ناحیه‌ای

۳- اصول پایدارسازی نوسانات بین ناحیه‌ای

با استفاده از مدل تعمیم یافته GSMIB برای نوسانات محلی و بین ناحیه‌ای می‌توان مکانیسم پایدارسازی هر کدام از نوسانات را بررسی و شناسایی نمود. اصول مکانیسم پایدارسازها برای بهبود میرایی نوسانات مبتنی بر ایجاد یک مؤلفه توان الکتریکی کمکی هم‌فاز با تغییرات سرعت نوسانات ژنراتور در مدل GSMIB هست. این مؤلفه هم‌فاز با سرعت نوسانات به عنوان یک توان میراننده باعث بهبود میرایی نوسانات خواهد شد. در حالت نوسانات محلی، با فرض بسیار بزرگ بودن شبکه واقعی، سرعت ژنراتور مدل GSMIB مطابق با رابطه (۱۲)، تقریباً با سرعت ژنراتور نسبت به مرکز اینرسی شبکه برابر هست.

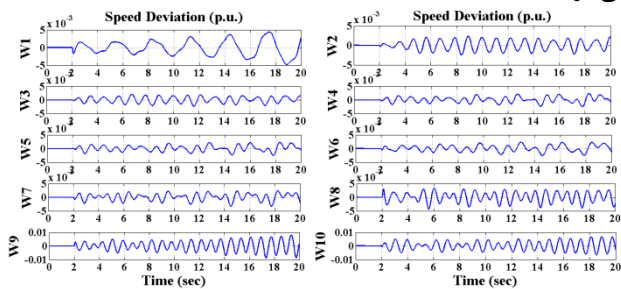
$$\Delta P_e^{PSS} = K_{dGsys} \times \Delta \omega_{Gsys} \approx K_{dG} \times \Delta \omega_G \quad (12)$$

بنابراین توان الکتریکی هم‌فاز با تغییرات سرعت این ژنراتور می‌تواند تأثیر پایدارسازی داشته باشد. اما در حالت نوسانات بین ناحیه‌ای، سرعت ژنراتور مدل GSMIB برابر با اختلاف سرعت دو ناحیه است. بنابراین توان الکتریکی کمکی هم‌فاز با تغییرات سرعت ژنراتور معادل نیز می‌تواند مطابق با رابطه (۱۳)، تأثیر پایدارسازی داشته باشد.

$$\Delta P_e^{PSS} = K_{dAB} \times \Delta \omega_{COIAB} = K_{dAB} \times (\omega_{COIA} - \omega_{COIB}) \quad (13)$$

۴-۱- میراسازی نوسانات محلی با استفاده از سیگنال محلی

سناریو ۱- در این سناریو، با اعمال یک اتصال کوتاه سه‌فاز موقت در شین شماره ۲ و بدون خروج هیچ خطی، ژنراتورها برای نوسانات محلی تحریک می‌شوند. شکل ۷ نوسانات سرعت ژنراتورها را بدون فعال بودن پایدارسازهای نیروگاه‌ها نشان می‌دهد. همان‌گونه که ملاحظه می‌گردد بدون عملکرد پایدارسازها میرایی نوسانات محلی ژنراتورها ضعیف‌تر است. برای بهبود میرایی نوسانات، کلیه پایدارسازها با استفاده از الگوریتم ژنتیک باینری و بر اساس سیگنال کنترل محلی به‌طور بهینه تنظیم می‌شوند.



شکل ۷: نوسانات محلی بر حسب سرعت ژنراتورها

تابع هدف بهینه‌سازی مطابق رابطه (۲۵) برابر مجموع نوسانات محلی کلیه ژنراتورها در یک بازه زمانی شامل N_t نمونه هست.

$$JP = \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{j=1}^{N_t} (\omega_{ij} - \omega_{avi}) \quad (25)$$

به‌طوری‌که:

ω_{ij} : سرعت ژنراتور i در نمونه شماره j

ω_{avi} : سرعت متوسط نوسانات ژنراتور i در طی N_t نمونه

جدول ۱ پارامترهای بهینه به‌دست‌آمده برای پایدارساز ژنراتورها را نشان می‌دهد.

جدول ۱: تنظیمات بهینه پارامترهای پایدارسازها (سناریو ۱)

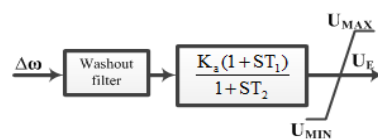
پارامتر	PSS1	PSS2	PSS3	PSS4	PSS5
Ka	۱۶/۰۶	۸۳/۸۷	۸۰/۳۶	۶۰/۴۴	۳۶/۹۰
t1	۰/۰۸۹	۰/۰۷۴	۰/۱۸	۰/۱۹	۰/۱۱
t2	۰/۲۸	۰/۲۱	۰/۵	۰/۴۵	۰/۳۶
پارامتر	PSS6	PSS7	PSS8	PSS9	PSS10
Ka	۱۲/۸۵	۸۱/۰۴۸	۱۴/۸۵	۴۸/۸۲	۲/۱۱
t1	۰/۱۱	۰/۰۹۲	۰/۰۸۱	۰/۱۵	۰/۱۹
t2	۰/۳۴	۰/۳۵	۰/۲۹	۰/۲۳	۰/۵

به‌منظور بررسی تنظیمات بهینه به‌دست‌آمده از الگوریتم ژنتیک برای پایدارسازها در جدول ۱، این پارامترها بر روی پایدارساز ژنراتورها اعمال گردیده و همان‌گونه که در شکل ۸ ملاحظه می‌گردد میرایی بسیار مطلوبی برای نوسانات محلی فراهم شده است. نتایج به‌دست‌آمده از شکل ۸ نمایان‌گر تنظیم بهینه پارامترهای پایدارسازها با استفاده از الگوریتم ژنتیک هست. همچنین به‌عنوان تأیید بهینگی جواب به‌دست‌آمده، در پارامترهای بهینه به‌طور تصادفی تغییراتی ایجاد کرده و رفتار سیستم

در این حالت ملاحظه می‌گردد که توان کمی پایدارکننده با سیگنال سرعت بین‌ناحیه‌ای هم‌فاز بوده و در نتیجه باعث بهبود میرایی نوسانات بین‌ناحیه‌ای می‌گردد.

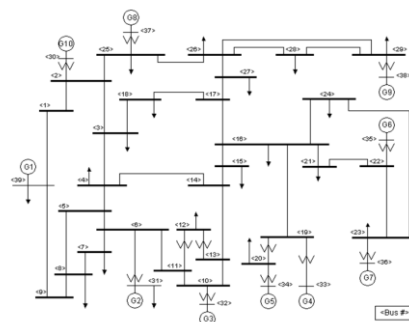
۴- مطالعات شبیه‌سازی

در این بخش برای نشان دادن عدم کارایی سیگنال‌های محلی جهت میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای و همچنین ضرورت انتخاب سیگنال‌های بین‌ناحیه‌ای به‌صورت بهینه، شبکه IEEE-39bus شامل ۱۰ ژنراتور در نظر گرفته‌شده و سناریوهای مختلفی بر روی آن شبیه‌سازی و بررسی گردیده است. همچنین کلیه ژنراتورها مجهز به سیستم پایدارسازی مطابق شکل ۵ بوده که شامل یک جبران‌ساز فاز به‌همراه ضریب بهره هست [۱].



شکل ۵: ساختمان پایدارساز

به‌طوری‌که K_a بیانگر ضریب بهره کنترلی پایدارساز و ضرایب T_1 و T_2 بیانگر ثابت زمانی جبران‌ساز فاز پایدارساز می‌باشند. با تنظیم مناسب این پارامترها عملکرد پایدارساز بهینه می‌گردد. نمایی از شبکه موردنظر در شکل ۶ نشان داده شده است. تحلیل رفتار دینامیکی شبکه در حوزه زمان نشان می‌دهد که شبکه موردنظر دارای پتانسیل ایجاد نوسانات بین‌ناحیه‌ای بین ۳ گروه ژنراتوری هست. در کلیه سناریوها، برای بهبود میرایی نوسانات اعم از محلی و بین‌ناحیه‌ای از پایدارسازهای موجود در نیروگاه‌ها استفاده می‌شود. در این بررسی‌ها نشان داده شده است که برای میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای، جنس و ترکیب سیگنال‌های کنترلی نقش اساسی در میراسازی نوسانات دارند. نکته قابل‌ذکر این است که هنگام استفاده از سیگنال‌های سراسری مسئله تأخیر سیگنال‌ها یکی از مسائل قابل‌توجه و تأثیرگذار هست که مقالاتی نیز بدان پرداخته‌اند. البته در این مقاله چون هدف نشان دادن تأثیر نوع سیگنال‌ها بر میرایی نوسانات هست لذا فرض شده است که در سیگنال‌های سراسری با استفاده از روش‌های جبران‌سازی مشکل تأخیر برطرف گردیده است.

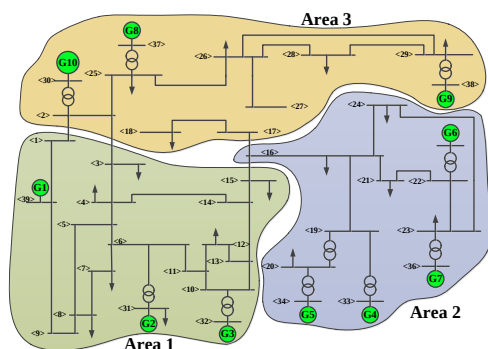


شکل ۶: شبکه ۳۹ باسه IEEE

برای این منظور در پنجره‌های زمانی معین و متوالی ضرایب همبستگی بین دوه‌دو تمامی ژنراتورها محاسبه شده و سپس بر اساس الگوریتم کلاس‌بندی [۲۱] گروه‌های ژنراتوری هم‌نوا شناسایی گردیدند. جدول ۲ و شکل ۱۰ ژنراتورهای گروه‌های هم‌نوا را نشان می‌دهند.

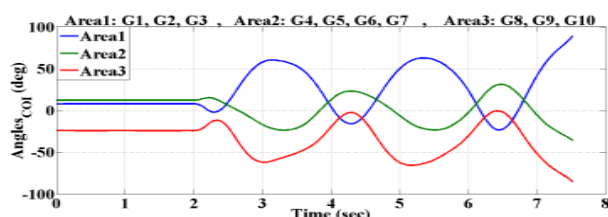
جدول ۲: گروه‌های هم‌نوا ژنراتوری

گروه ۱ (ناحیه ۱)	گروه ۲ (ناحیه ۲)	گروه ۳ (ناحیه ۳)
G1, G2, G3	G4, G5, G6, G7	G8, G9, G10



شکل ۱۰: شبکه ۳۹ با سه گروه هم‌نوا ژنراتوری

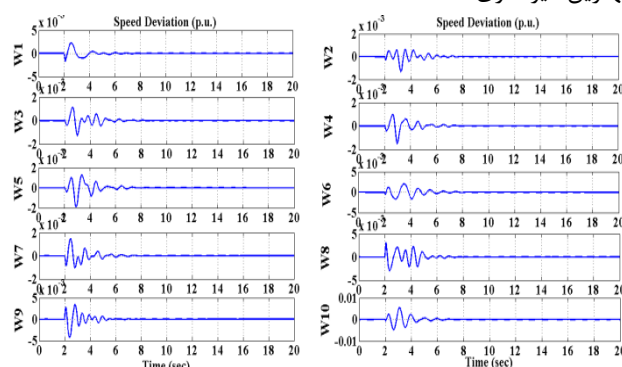
برای میراسازی این نوسانات سناریوهای ۲ و ۳ به شرح ذیل انجام گردید: سناریو ۲- در این سناریو سعی شده است که با استفاده از تنظیمات بهینه پایدارسازها که بر اساس تابع هدف نوسانات محلی در سناریو ۱ به دست آمده‌اند و همچنین سیگنال‌های کنترلی محلی، نوسانات بین ناحیه‌ای ژنراتورها میرا شوند. شکل ۱۱ نوسانات مرکز اینرسی ژنراتورهای ۳ ناحیه را به ازای تنظیمات بهینه پایدارسازها و سیگنال‌های کنترل محلی نشان می‌دهد. همان گونه که ملاحظه می‌گردد این پایدارسازها قادر به میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای نبوده و نهایتاً بعد از مدتی از حالت سنکرون خارج می‌گردند.



شکل ۱۱: نوسانات مراکز اینرسی نواحی با تنظیمات بهینه محلی و سیگنال‌های محلی (سناریو ۲)

با توجه به ناتوانی پایدارسازها با سیگنال‌های محلی برای میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای، حال این سؤال مطرح هست که آیا با تنظیم مجدد پارامترهای پایدارسازها با تابع هدف نوسانات بین ناحیه‌ای اما همچنان با استفاده از سیگنال‌های کنترل محلی امکان میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای وجود دارد؟

برای آن‌ها بررسی شد و نشان داده شد که نقطه بهینه همچنان دارای بهترین میراسازی هست.

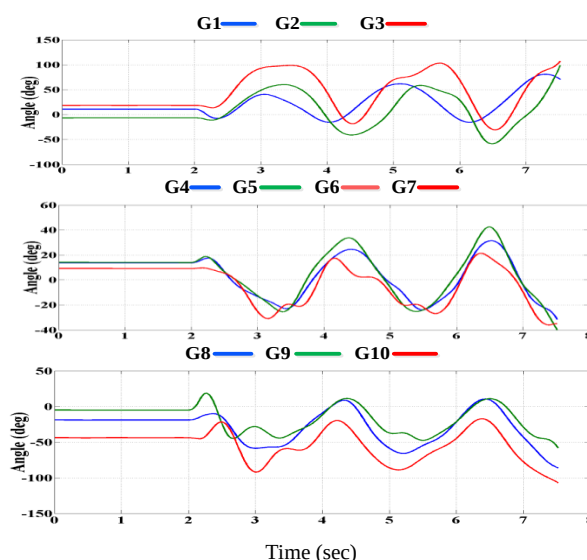


شکل ۸: نوسانات سرعت ژنراتورها با عملکرد پایدارسازها

بنابراین با این روش، پایدارساز ژنراتورها بر اساس سیگنال کنترل محلی برای میراسازی نوسانات محلی به شکل بهینه تنظیم گردیده‌اند.

۴-۲- میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای به کمک سیگنال محلی

در این بخش عملکرد پایدارسازهای تنظیم شده بر اساس نوسانات محلی، برای میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای بررسی می‌گردد. برای این منظور جهت ایجاد نوسانات بین ناحیه‌ای در شبکه، یک اتصال کوتاه سه فاز در باس ۲۷ رخ داده که پس از ۱۵ سیکل برطرف می‌گردد و در پی آن خط ۱۷-۱۸ نیز به عنوان حوادث پی‌درپی از مدار خارج می‌گردد. شکل ۹ نوسانات زاویه روتور ژنراتورها را نشان می‌دهد که به واسطه هم‌شکلی، می‌توانند در ۳ گروه هم‌نوا دسته‌بندی شوند. در این مقاله برای شناسایی گروه‌های هم‌نوا ژنراتوری از شاخص همبستگی بین نوسانات ژنراتورها که به صورت به هنگام و با استفاده از اطلاعات اندازه‌گیری شده ژنراتورها محاسبه می‌شوند استفاده گردیده است [۲۱].



شکل ۹: نوسانات زاویه روتور ژنراتورها در ۳ گروه هم‌نوا (سناریو ۲)

جدول ۳ نتایج بهینه به دست آمده برای پایداری‌ها را نشان می‌دهد. شکل ۱۲ نوسانات بین ناحیه‌ای را با اعمال تنظیمات جدول ۳ برای پایداری‌ها نشان می‌دهد. همان گونه که ملاحظه می‌گردد اگرچه نوسانات قدری دیرتر ناپایدار شده‌اند اما نهایتاً باز ناپایدار گردیده‌اند که نشان‌دهنده ناتوانی پایداری‌ها با سیگنال محلی هست. در این سناریو علی‌رغم این که تابع هدف بهینه‌سازی، میرایی نوسانات بین ناحیه‌ای بوده است همچنان نوسانات ناپایدار می‌باشند بنابراین مشخص می‌گردد که ناتوانی پایداری‌ها به واسطه نوع سیگنال کنترلی آن‌ها هست. از نتایج به دست آمده استنباط می‌گردد که ضعف اساسی پایداری‌ها برای میرایی نوسانات بین ناحیه‌ای اساساً به جنس سیگنال‌های کنترلی آن‌ها مربوط می‌شود. حال این سؤال مطرح می‌شود که آیا با تنظیم پارامترهای پایداری‌ها با تابع هدف نوسانات بین ناحیه‌ای و استفاده از سیگنال‌های کنترل سراسری امکان میراسازی نوسانات وجود دارد؟

۴-۳- میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای به کمک سیگنال سراسری

در این بخش در پاسخ به سؤال مطرح در سناریو ۳، عملکرد پایداری‌ها با استفاده از تنظیمات به دست آمده در سناریو ۳ اما به کمک سیگنال‌های سراسری (ناحیه‌ای و بین ناحیه‌ای) بررسی می‌گردند. برای این منظور سیگنال‌های سراسری ناحیه‌ای از نوسانات ژنراتورهای واقع در هر ناحیه (i) بر اساس مفهوم مرکز اینرسی ناحیه ($\Delta\omega_{COI}^i$) مطابق رابطه (۲۷) ساخته می‌شود.

$$\Delta\omega_{COI}^i = \frac{\sum H_{ij} \times \Delta\omega_{ij}}{\sum H_{ij}} \quad \forall i \in Area1, 2, 3 \quad (27)$$

در این بخش نیز سناریوهای ۴ و ۵ بررسی گردیده است.

سناریو ۴- در این سناریو برای میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای، سعی شده است که به جای سیگنال‌های محلی از سیگنال‌های سراسری ناحیه‌ای طبق رابطه (۲۷) استفاده گردد. برای این منظور عملکرد پایداری ژنراتورهای واقع در هر ناحیه بر اساس استفاده از سیگنال‌های کنترل ناحیه‌ای مربوط به همان ناحیه اما با ضرایب مختلف برای ۱۴ حالت طبق جدول ۴ بررسی گردیده است. لازم به ذکر است که هدف اصلی این مقاله اساساً نشان دادن این نکته است که سیگنال‌های محلی ولو در حالت بهینه قادر به میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای نبوده و تنها سیگنال‌های سراسری به طور مناسب قادر به این امر می‌باشند. لذا انتخاب ضرایب تقویت سیگنال‌های سراسری در جداول ۵، ۷ و ۸ صرفاً برای نشان دادن این نکته است که با ترکیب مناسب و بهینه این سیگنال‌ها می‌توان نوسانات بین ناحیه‌ای را میرا نمود. شکل ۱۳ نوسانات بین ناحیه‌ای مربوط به ۱۲ حالت از جدول ۴ را نشان می‌دهد. همان گونه که ملاحظه می‌گردد نوسانات بین ناحیه‌ای برای حالت‌های ۴ الی ۱۰ میرا گردیده است و برای حالت ۱۰ دارای بیشترین میرایی هست. از مقایسه و تحلیل نتایج ۱۴ حالت می‌توان شرایط و دلایل پایداری نوسانات بین ناحیه‌ای را به شکل زیر بیان نمود:

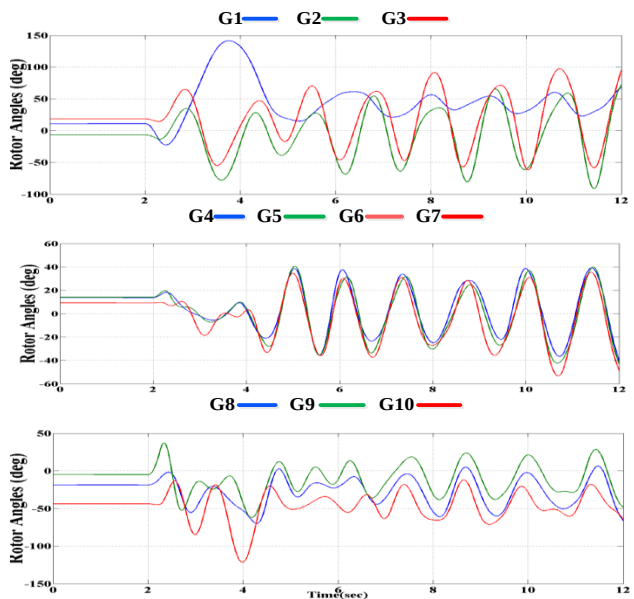
سناریو ۳- در این سناریو در پاسخ به سؤال فوق، پارامترهای پایداری‌ها با استفاده از الگوریتم ژنتیک و با تابع هدف متشکل از نوسانات بین ناحیه‌ای مطابق رابطه (۲۶)، مجدداً تنظیم بهینه می‌شوند.

$$JP = \sum_{i=1}^{N_C} \sum_{j=1}^{N_I} |\omega_{COI-ij}| \quad (26)$$

به طوری که ω_{COI-ij} سرعت مرکز اینرسی ناحیه i در نمونه شماره j است و N_I, N_C به ترتیب برابر تعداد گروه‌های هم‌نوا و تعداد واحدها هستند.

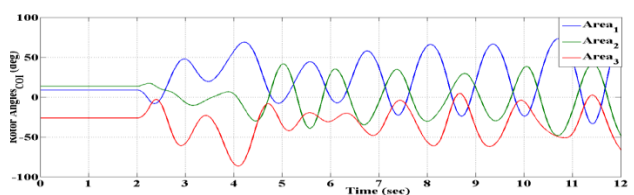
جدول ۳: تنظیمات بهینه پارامترها برای میرایی نوسانات بین ناحیه‌ای

پارامتر	PSS1	PSS2	PSS3	PSS4	PSS5
Ka	۶۶/۹۷	۹/۰۵	۱۰	۶۲/۱۲	۹۳/۶۱
t1	۰/۰۳۲	۰/۰۵	۰/۱۸	۰/۰۸۱	۰/۲
t2	۰/۳۶	۰/۲۹	۰/۴۹	۰/۳۱	۰/۴۰
پارامتر	PSS6	PSS7	PSS8	PSS9	PSS10
Ka	۸۸/۳۹	۱۰۰	۱۰۰	۴۶/۱۲	۷۰/۰۴
t1	۰/۰۶۴	۰/۱۱	۰/۲	۰/۱۸	۰/۰۰۲۶
t2	۰/۴۵	۰/۴۳	۰/۳۸	۰/۴	۰/۴۳



الف - نوسانات زاویه روتور ژنراتورها

Area1: G1, G2, G3 , Area2: G4, G5, G6, G7 , Area3: G8, G9, G10



ب- نوسانات مراکز اینرسی نواحی

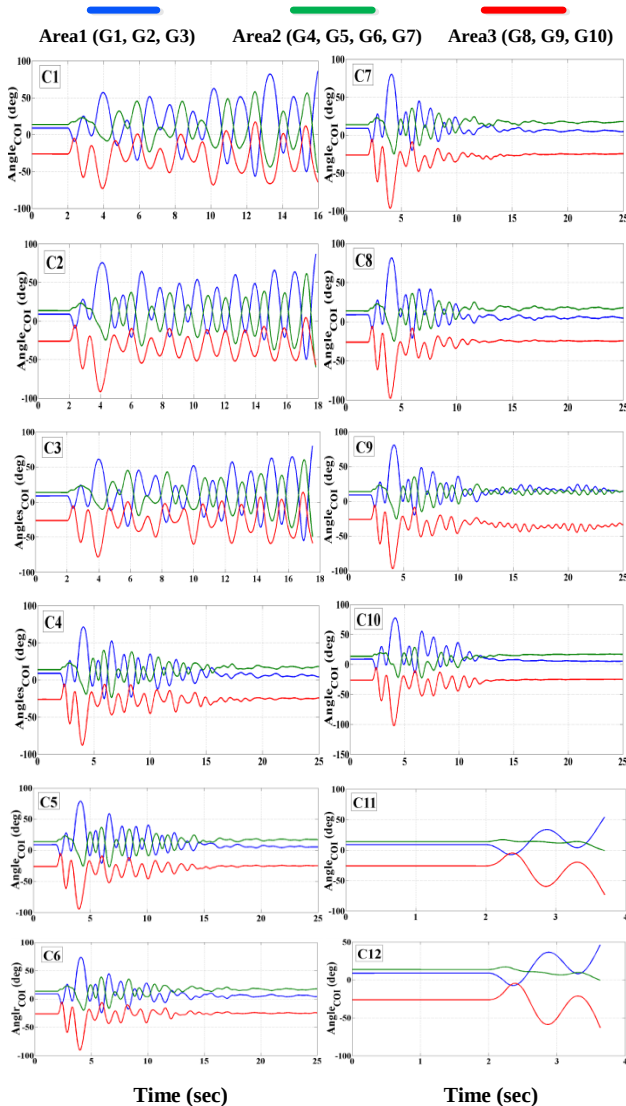
شکل ۱۲: نوسانات ناپایدار با تابع هدف بین ناحیه‌ای و سیگنال‌های محلی (سناریو ۳)

نوسانات بین ناحیه‌ای شود. این بدین معناست که برای ناحیه غیر مؤثر می‌باید در یک حد کافی سیگنال کنترلی از ناحیه خودش اعمال گردد.

۱- هر ناحیه باید سیگنال ناحیه‌ای خود را دریافت نماید.

جدول ۴: سیگنال‌های سراسری ناحیه‌ای با ضرایب تقویت متفاوت

پایدارسازها	ناحیه ۱	ناحیه ۲	ناحیه ۳	میرایی	زمان وقوع ناپایداری (ثانیه)
	PSS (G1-G3)	PSS (G4-G7)	PSS (G8-G10)		
سیگنال حالت	$\Delta\omega_{COI}^1$	$\Delta\omega_{COI}^2$	$\Delta\omega_{COI}^3$		
C1	۱	۱	۱	نامیرا	۱۶
C2	۱	۱	۴	نامیرا	۱۷.۸
C3	۴	۱	۱	نامیرا	۱۷.۵
C4	۲	۱	۲	میرا	
C5	۲	۱	۴	میرا	
C6	۴	۱	۲	میرا	
C7	۴	۱	۴	میرا	
C8	۶	۱	۴	میرا	
C9	۴	۱	۶	میرایی ضعیف	
C10	۴	۲	۴	میرا	
C11	۴	۴	۴	نامیرا	۳.۷
C12	۴	۶	۴	نامیرا	۳.۶
C13	۶	۱	۶	میرایی ضعیف	
C14	۴	۰	۴	نامیرا	۴.۱



شکل ۱۳: نوسانات بین ناحیه‌ای با سیگنال‌های کنترلی جدول (۴) - (سناریو ۴)

از نتایج به دست آمده می‌توان نتیجه گرفت که ضرایب سیگنال‌های کنترلی برای نواحی می‌بایست به‌طور متناسب و بهینه انتخاب گردند. سناریو ۵- در این سناریو برای پایدارسازهای واقع در هر ناحیه به جای سیگنال‌های سراسری ناحیه‌ای از سیگنال‌های سراسری بین ناحیه‌ای مطابق جدول ۵ که بر اساس رابطه (۲۸) ساخته می‌شوند استفاده گردیده است.

$$\Delta\omega_{COI}^{i-j} = \Delta\omega_{COI}^i - \Delta\omega_{COI}^j \quad (28)$$

در این سناریو مطابق جدول ۶، عملکرد پایدارسازها برای ۱۶ حالت از ترکیبات مختلف سیگنال‌های سراسری ناحیه‌ای و بین ناحیه‌ای بررسی گردیده است.

۲- ژنراتورهای دو ناحیه نوسان کننده باید به میزان کافی و مناسب از

سیگنال‌های ناحیه‌ای مربوط به ناحیه خود را دریافت نمایند.

۳- ژنراتورهای ناحیه با مشارکت کم در نوسانات، باید سیگنال ناحیه‌ای خود را با شدت کم‌تری دریافت نمایند.

بنابراین انتخاب سیگنال‌های ناحیه‌ای برای ژنراتورهای هر ناحیه به میزان مناسب و بهینه یک الزام برای میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای هست. همان‌طور که در شکل ۱۳ ملاحظه می‌گردد میرایی نوسانات بین ناحیه‌ای در سه دسته با میرایی کافی، صفر و منفی در جدول ۴ دسته‌بندی می‌شوند.

در حالت ۱ نشان می‌دهد که اعمال سیگنال‌های ناحیه‌ای به‌طور یکسان به پایدارسازهای نواحی، میرایی کافی را ایجاد ننموده و لذا پس از طی چند سیکل، ناپایداری بین ناحیه‌ای در شبکه رخ می‌دهد. در حالت‌های ۲ و ۳ علی‌رغم افزایش سهم سیگنال ناحیه‌ای در یک ناحیه کمک چندانی به بهبود پایداری ننموده است.

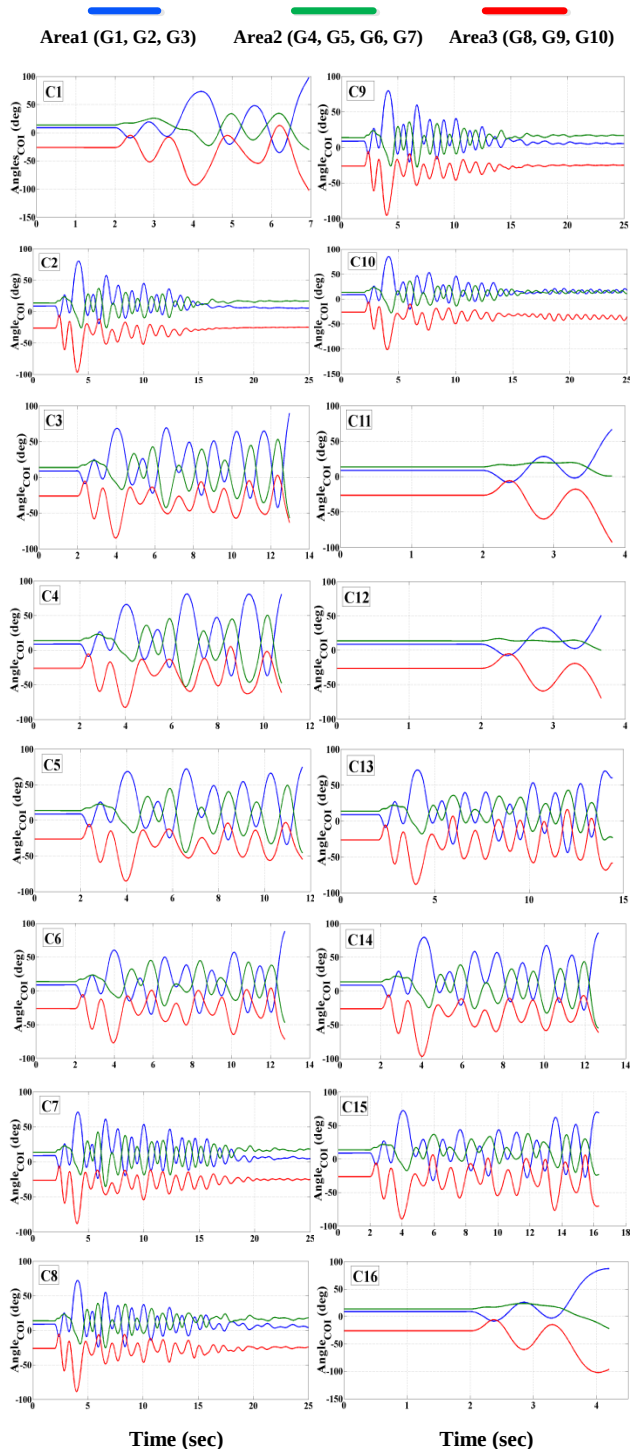
در حالت‌های ۴ الی ۱۰ که سهم سیگنال‌های کنترلی برای هر دو ناحیه نوسان کننده افزایش یافته است مشاهده می‌گردد که پایداری نوسانات افزایش و بهبود یافته است.

اما حالت‌های ۹ و ۱۳ نشان می‌دهند که افزایش بیش از حد سیگنال کنترلی برای یک ناحیه می‌تواند عملکرد پایدارساز را تضعیف نماید.

حالت‌های ۱۱، ۱۲ و ۱۴ نشان می‌دهند چنانچه سهم سیگنال کنترلی برای ناحیه‌ای که در نوسانات مشارکت مؤثر ندارد خیلی زیاد و یا کم گردد می‌تواند باعث تخریب عملکرد پایدارسازها در میرایی

نتایج عملکرد پایدارسازها برای میرایی نوسانات بین‌ناحیه‌ای در حالت‌های مختلف می‌توان نکات و ویژه‌گی‌های ذیل را استنتاج نمود:

۱- چنانچه به دو ناحیه نوسان‌کننده (۱ و ۳) سیگنال بین‌ناحیه‌ای یکسانی ارسال شود (حالت ۱) قادر به میراسازی نوسانات نمی‌باشند.



شکل ۱۴: نوسانات بین ناحیه‌ای برحسب مراکز اینرسی (سناریو ۵)

۲- چنانچه به دو ناحیه نوسان‌کننده (۱ و ۳) سیگنال‌های بین‌ناحیه‌ای هم‌فاز با هر ناحیه ارسال شود (حالت ۲) قادر به میراسازی هست.

جدول ۵: سیگنال‌های سراسری بین‌ناحیه‌ای

سیگنال‌های ترکیبی	سیگنال سراسری بین ناحیه‌ای
انحراف سرعت مراکز اینرسی نواحی ۱ و ۲	$\Delta\omega_{COI}^{1-2}$
انحراف سرعت مراکز اینرسی نواحی ۱ و ۳	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$
انحراف سرعت مراکز اینرسی نواحی ۲ و ۳	$\Delta\omega_{COI}^{2-3}$

جدول ۶: سناریوهای مختلف برای سیگنال‌های سراسری

میرایی	ناحیه ۳ PSS (G8-G10)	ناحیه ۲ PSS (G4-G7)	ناحیه ۱ PSS (G1-G3)	حالت
نامیرا	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$	$\Delta\omega_{COI}^2$	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$	C1
در ثانیه 6.9	۱	۱	۱	ضریب
میرا	$\Delta\omega_{COI}^{3-1}$	$\Delta\omega_{COI}^{Area2}$	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$	C2
ضریب	۲	۱	۲	
نامیرا	$\Delta\omega_{COI}^{3-1}$	$\Delta\omega_{COI}^{Area2}$	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$	C3
در ثانیه 13	۱	۱	۱	ضریب
نامیرا	$\Delta\omega_{COI}^{3-1}$	$\Delta\omega_{COI}^{Area2}$	$\Delta\omega_{COI}^{Area1}$	C4
در ثانیه ۱۰.۸	۱	۱	۱	ضریب
نامیرا	$\Delta\omega_{COI}^{3-1}$	$\Delta\omega_{COI}^{Area2}$	$\Delta\omega_{COI}^{Area1}$	C5
در ثانیه ۱۱.۷	۱	۱	۲	ضریب
نامیرا	$\Delta\omega_{COI}^{Area3}$	$\Delta\omega_{COI}^{Area2}$	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$	C6
در ثانیه ۱۲.۷	۱	۱	۱	ضریب
میرا	$\Delta\omega_{COI}^{3-1}$	$\Delta\omega_{COI}^2$	$\Delta\omega_{COI}^1$	C7
ضریب	۱	۱	۴	
میرا	$\Delta\omega_{COI}^3$	$\Delta\omega_{COI}^{2-1}$	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$	C8
ضریب	۲	۱	۱	
میرا	$\Delta\omega_{COI}^3$	$\Delta\omega_{COI}^{2-1}$	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$	C9
ضریب	۴	۱	۱	
میرایی ضعیف	$\Delta\omega_{COI}^{3-1}$	$\Delta\omega_{COI}^2$	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$	C10
ضریب	۴	۱	۴	
نامیرا	$\Delta\omega_{COI}^{3-1}$	$\Delta\omega_{COI}^{Area2}$	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$	C11
در ثانیه ۳.۸	۴	۲	۴	ضریب
نامیرا	$\Delta\omega_{COI}^{3-1}$	$\Delta\omega_{COI}^{Area2}$	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$	C12
در ثانیه ۳.۶	۴	۴	۴	ضریب
نامیرا	$\Delta\omega_{COI}^{3-1}$	$\Delta\omega_{COI}^{Area2}$	$\Delta\omega_{COI}^{1-2}$	C13
در ثانیه ۱۴.۴	۲	1	۲	ضریب
نامیرا	$\Delta\omega_{COI}^{3-1}$	$\Delta\omega_{COI}^{Area2}$	$\Delta\omega_{COI}^{1-2}$	C14
در ثانیه ۱۲.۷	۴	1	۴	ضریب
نامیرا	$\Delta\omega_{COI}^{3-2}$	$\Delta\omega_{COI}^2$	$\Delta\omega_{COI}^{1-2}$	C15
در ثانیه ۱۶.۳	۲	1	۴	ضریب
نامیرا	$\Delta\omega_{COI}^{3-2}$	$\Delta\omega_{COI}^2$	$\Delta\omega_{COI}^{1-3}$	C16
در ثانیه ۴.۲	۴	۱	۴	ضریب

لازم به ذکر است که بر اساس جدول ۵ کلیه ژنراتورهای واقع در هر ناحیه سیگنال‌های کنترلی مشابه از جنس ناحیه‌ای و یا بین‌ناحیه‌ای دریافت می‌کنند. شکل ۱۴ نوسانات بین‌ناحیه‌ای را برای ۱۶ حالت از ترکیبات مختلف سیگنال‌های ناحیه‌ای نشان می‌دهد. با مقایسه و بررسی

۳- چنانچه به دو ناحیه نوسان کننده (۱ و ۳) سیگنال‌های بین ناحیه‌ای هم‌فاز با ناحیه اما به میزان ناکافی اعمال شود (حالت ۴، ۵ و ۶) قادر به میراسازی نیست.

۴- چنانچه به دو ناحیه نوسان کننده (۱ و ۳) سیگنال‌های بین ناحیه‌ای و ناحیه‌ای به‌میزان کافی اعمال شود (حالت‌های ۷، ۸ و ۹) قادر به میراسازی می‌باشند.

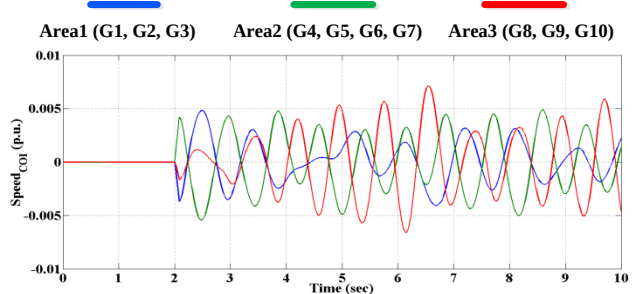
۵- چنانچه به ناحیه غیرفعال در نوسانات، سیگنال بزرگ‌تری اعمال گردد (حالت‌های ۱۱ و ۱۲) قابلیت میراسازی ضعیف خواهد شد.

۶- چنانچه به دو ناحیه نوسان کننده (۱ و ۳) سیگنال‌های بین ناحیه‌ای غیر مرتبط اعمال شود (حالت‌های ۱۳، ۱۴، ۱۵ و ۱۶) قادر به میراسازی نمی‌باشند.

در اینجا این سؤال مطرح می‌شود آیا همواره سیگنال‌های کنترلی ثابت می‌باشند و یا اینکه با تغییر نوع نوسانات باید آن‌ها نیز تغییر نمایند.

۴-۴- بررسی تأثیر نوع نوسانات بر سیگنال کنترلی

سناریو ۶- در این سناریو به‌منظور نشان دادن نقش ماهیت نوسانات بر انتخاب سیگنال‌های کنترلی، شرایط سیستم به‌گونه‌ای تغییر داده شده است که نواحی نوسان کننده تغییر نمایند. برای این منظور یک سناریوی پیشامد متشکل از اتصال کوتاه سه‌فاز در خط ۱۵-۱۶ همراه با خروج خط در نظر گرفته می‌شود. پیشامد به‌وجود آمده، باعث شکل‌گیری نوسانات بین ناحیه‌ای متقابل میان نواحی ۳ و ۲ گردیده است. در این سناریو ابتدا سعی شده است که به کمک سیگنال‌های کنترلی بین ناحیه‌ای بهینه از جنس $\Delta\omega_{COI}^{1-3}$ و $\Delta\omega_{COI}^{3-1}$ که در سناریو ۵ ایجاد گردید نوسانات میرا گردند. نمایی از میرایی نوسانات به‌ازای استفاده از ترکیب بهینه سیگنالی از سناریوی ۵ در شکل ۱۵ نشان داده شده است.



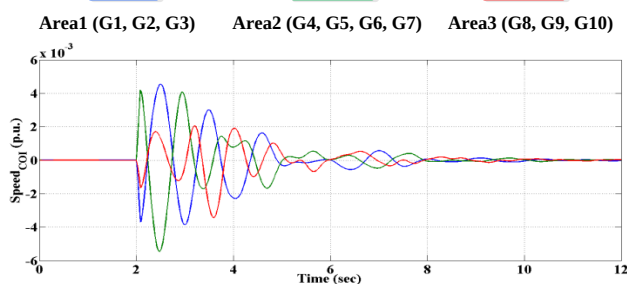
شکل ۱۵: نوسانات بین ناحیه‌ای با سیگنال کنترلی بین ناحیه‌ای ۳-۱

همان‌گونه که شکل ۱۵ نتایج عملکرد پایدارسازها را نشان می‌دهد، این سیگنال کنترلی قادر به میراسازی نوسانات جدید نگردیده است و استنباط می‌گردد باوجود آنکه یک ترکیب بهینه از سیگنال بین ناحیه‌ای توانسته است در سناریوی ۵ به‌خوبی نوسانات بین ناحیه‌ای به‌وجود آمده را میرا کند اما در سناریوی جدید نوسانات با تغییر نواحی نوسان کننده دارای توانایی کافی در میراسازی نوسانات نیست. این بدین معناست که شرایط جدید نوسانات بین ناحیه‌ای، سیگنال‌های کنترلی جدیدی را می‌طلبد. مطابق با شکل ۱۵ با توجه به آن که در سناریوی جدید نوسانی، دو ناحیه ژنراتوری ۲ و ۳ نسبت به یکدیگر در حال نوسان می‌باشند،

جدول ۷: ترکیب سیگنال سراسری

	ناحیه ۱	ناحیه ۲	ناحیه ۳
پایدارسازها	PSS (G1-G3)	PSS (G4-G7)	PSS (G8-G10)
سیگنال	$\Delta\omega_{COI}^1$	$\Delta\omega_{COI}^2$	$\Delta\omega_{COI}^3$
ضریب	۱	۱	۰/۵

عملکرد پایدارسازها با سیگنال‌های کنترلی ناحیه‌ای جدید در شکل ۱۶ نشان داده شده است.



شکل ۱۶: میرایی نوسانات بین ناحیه‌ای

همان‌طور که در شکل ۱۶ ملاحظه می‌گردد، به‌ازای تغییر در ترکیب سیگنال سراسری بین ناحیه‌ای، میرایی نوسانات به‌شکل مطلوبی حاصل گردیده است. از نتایج استنباط می‌گردد که می‌بایست همواره از روشی به‌هنگام در تعیین و ترکیب سیگنال‌های کنترلی سراسری بهره برد و دستیابی به ترکیبی بهینه به‌ازای یک سناریوی خاص برای میرایی دیگر نوسانات بین ناحیه‌ای در شبکه ناکافی هست.

لازم به‌ذکر است که هدف اصلی این مقاله اساساً نشان دادن این نکته است که سیگنال‌های محلی ولو در حالت تنظیم بهینه بر اساس تابع هدف نوسانات بین ناحیه‌ای قادر به میراسازی نوسانات بین ناحیه‌ای نبوده و تنها سیگنال‌های سراسری ناحیه‌ای که بر اساس مرکز اینرسی نواحی نوسان کننده به‌دست می‌آیند به‌طور مناسب قادر به این امر می‌باشند. لذا انتخاب ضرایب تقویت سیگنال‌های سراسری در جدول ۴، ۶ و ۷ صرفاً برای نشان دادن این نکته است که با ترکیب مناسب و بهینه این سیگنال‌های سراسری می‌توان نوسانات بین ناحیه‌ای را میرا نمود. البته ارائه الگوریتمی برای تعیین بهینه این ضرایب موضوع اصلی این تحقیق هست که در ادامه تحقیقات قرار است این ضرایب به‌صورت به‌هنگام و صرفاً بر اساس اطلاعات اندازه‌گیری شده محاسبه و تعیین شوند.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله با توجه به ماهیت نوسانات بین ناحیه‌ای مفهوم و ایده ژنراتور تکی متصل به ژنراتور بی‌نهایت، مدل GSMIB برای نوسانات بین ناحیه‌ای توسعه داده شده و استخراج گردید. سپس بر اساس مفهوم مدل توسعه‌یافته GSMIB برای نوسانات بین ناحیه‌ای نشان داده شد که

- Using Virtual Generators and Approximate Dynamic Programming,” *IEEE transactions on smart grid*, vol. 4, no. 1, March 2013.
- [9] D. Wang, M. Glavic and L. Wehenkel, “Trajectory-Based Supplementary Damping Control for Power System Electromechanical Oscillations,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 29, no. 6, Nov 2014.
- [10] L. P. Kunjumammed, R. Singh and B. C. Pal, “Robust signal selection for damping of inter-area oscillations,” *IET Gener. Transm. and Distrib.*, vol. 6, no. 5, pp. 404–416, May 2012.
- [11] I. Erlich, A. Hashmani and F. Shewarega, “Selective Damping of Inter Area Oscillations Using Phasor Measurement Unit (PMU) Signals,” *IEEE, Power Tech.*, 12–23 Jan, 2011.
- [12] P. McNabb, D. Wilson and J. Bialek, “Classification of Mode Damping and Amplitude in Power Systems Using Synchrophasor Measurements and Classification Trees,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 28, no. 2, May 2013.
- [13] T. Wang, A. Pal, J. S. Thorp, Z. Wang, J. Liu, and Y. Yang, “Multi-Polytope-Based Adaptive Robust Damping Control in Power Systems Using CART,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 30, no. 4, pp. 2063 – 2072, July 2014.
- [14] J. Ma, T. Wang, X. Gao, Sh. Wang and Z. Wang, “Classification and regression tree-based adaptive damping control of inter-area oscillations using wide-area signals,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, Iss. 6, pp. 1177–1186, Sep 2014.
- [15] L. Chunyan, S. Yuanzhang, C. Xiangyi and M. Zhanjun, “Selection of Global Input Signals for Wide-area PSS to Damp Inter-area Oscillations in Multi-machine Power Systems,” *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 28–31 March, 2010.
- [16] W. Juanjuan, F. Chuang and Z. Yao, “Design of WAMS-Based Multiple HVDC Damping Control System,” *IEEE transactions on smart grid*, vol. 2, no. 2, June 2011.
- [۱۷] داود، فاتح، علی اکبر، مطیع بیرجندی، رضا، ابراهیم‌پور، «فزایش میرایی نوسانات سیستم قدرت با جابایی UPFC براساس ضریب مانده و مدهای بحرانی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۴، شماره ۳، بهار ۱۳۹۳.
- [۱۸] سعید، ابادری، امید، مرادی، «بهبود میرایی نوسانات سیستم قدرت با به‌کارگیری UPFC و تنظیم پارامترهای کنترل‌کننده بر اساس یک الگوریتم جدید PSO»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۶، شماره ۱، بهار ۱۳۹۵.
- [19] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [۲۰] محمدرضا آقامحمدی، لیدا یزدانی، «شناسایی گروههای هم‌نوی ژنراتوری و تعیین فرکانس نوسانات بین ناحیه ای در شبکه سراسری برق ایران با استفاده از ضرایب سنکرونیزاسیون»، *بیستمین کنفرانس مهندسی برق ایران*، دانشگاه تهران، ۱۳۹۱.
- [21] M. R. Aghamohammadi, and S. M. Tabandeh. “A new approach for online coherency identification in power systems based on correlation characteristics of generators rotor oscillations,” *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 83, pp. 470–484, 2016.
- سیگنال‌های محلی سرعت ژنراتورها به‌طور ذاتی قادر به میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای نمی‌باشند. همچنین در این مقاله نشان داده شد تا زمانی که از سیگنال‌های کنترلی محلی استفاده می‌شود تابع هدف تنظیم بهینه پارامترهای پایدارسازها نقش چندانی در بهبود و توانایی میراسازی پایدارسازها نخواهد داشت. نهایتاً در این مقاله نشان داده شده است که نوسانات بین‌ناحیه‌ای را صرفاً می‌توان با کمک سیگنال‌های سراسری از جنس نوسانات ناحیه‌ای و یا بین‌ناحیه‌ای میرا نمود. همچنین نشان داده شد که سیگنال‌های کنترلی سراسری می‌بایست متناسب با نوسانات بین‌ناحیه‌ای و نواحی نوسان‌کننده انتخاب گردند و به‌عبارت دیگر از یک الگو و ترکیب ثابتی پیروی نمی‌نماید. بر اساس نتایج به‌دست‌آمده، ضرورت تعیین بهینه و به‌هنگام سیگنال‌های کنترلی سراسری به‌عنوان یک ضرورت برای میراسازی نوسانات بین‌ناحیه‌ای آشکار گردیده است. مطالعات شبیه‌سازی بر روی یک شبکه ۱۰ ژنراتوره و برای ۶ سناریو از نوسانات بین‌ناحیه‌ای مختلف انجام گرفت که نتایج نشان‌دهنده رفتار ویژه نوسانات بین‌ناحیه‌ای بوده است.
- ### مراجع
- [1] M. J. Gibbard, P. Pourbeik and D. J. Vowles, *Small-signal stability, control and dynamic performance of power systems*, University of Adelaide Press, Adelaide, 2015.
- [2] A. R. Messina, *Inter-area Oscillations in Power Systems: A Nonlinear and Nonstationary Perspective* Power Electronics and Power Systems, Springer Science + Business Media press, LLC 2009.
- [3] M. E. Aboul-Ela, A. A. Sallam, James D. McCalley and A. A. Fouad, “Damping Controller Design For Power System Oscillations Using Global Signals,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, pp. 767–773, 1996.
- [4] A. F. Snyder, N. Hadjsaid, D. Georges, L. Mili, A. G. Phadke, O. Faucon, and S. Vitet, “Inter-area Oscillation Damping with Power System Stabilizers and Synchronized Phasor Measurements,” *International Conference on Power System Technology*, pp 790–794, Peking, China, 18–21 August, 1998.
- [5] C. Liu, R. Yokoyama and V. R. Silva, “Optimal Allocation and Design of PSSs for Damping of Low-Frequency Oscillations in Multi-Regional Interconnected Power System,” *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition, Dalian, China*, 18 August, 2005.
- [6] B. Padhy, S. C. Srivastava, N. K. Verma, “A Coherency-Based Approach for Signal Selection for Wide Area Stabilizing Control in Power Systems,” *IEEE system journal*, vol. 7, no. 4, December 2013.
- [7] A. Heniche and I. Kamwa, “Assessment of Two Methods to Select Wide-Area Signals for Power System Damping Control,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 23, no. 2, May 2008.
- [8] D. Molina, G. Kumar, J. Liang and R. G. Harley, “Intelligent Local Area Signals Based Damping of Power System Oscillations