بازتنظیم چندمنظوره پایدارساز سیستم قدرت (PSS) واحدهای یک نیروگاه واقعی در شبکه ایران

عادل محسنی[1]، کارشناس ارشد، مهدی صدقی[2]، دکتری، محمدحسن راونجی[3]، دکتری، حمید لسانی[4]، استاد

۱- شرکت مدیریت شبکه برق ایران- تهران- ایران
mohseni@igmc.ir
۲- شرکت مدیریت شبکه برق ایران- تهران- ایران
sedghi@igmc.ir
۳- شرکت مدیریت شبکه برق ایران- تهران- ایران
ravanji.m@igmc.ir
۴- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه تهران- تهران- ایران
lesani@ut.ac.ir

چکیده: بهره‌برداری ایمن از سیستم قدرت در گرو تأمین پایداری و امنیت آن در همه زمان‌هاست. از جمله پدیده‌هایی که منجر به ناپایداری سیستم قدرت می‌شود و از دیرباز به عنوان یک چالش در کنترل و بهره‌برداری سیستم قدرت مطرح بوده است، پدیده ناپایداری دینامیکی (ناپایداری سیگنال‌کوچک) است که عمدتاً به صورت نوسانات الکترومکانیکی فرکانس‌پایین نامیرا یا بامیرایی ناکافی خود را نشان می‌دهد. مؤثرترین راهکار برای میراسازی این نوسانات و بهبود پایداری دینامیکی شبکه، استفاده از پایدارسازهای سیستم قدرت (PSS) در سیستم تحریک نیروگاه‌هاست. هدف این مقاله، بررسی اثر PSSهای واحدهای مختلف یک نیروگاه واقعی بر پایداری دینامیکی شبکه برق ایران و بهبود عملکرد آن‌هاست. بدین منظور ابتدا مدل سیستم تحریک و PSSهای این نیروگاه شناسایی و صحت‌سنجی شده و سپس با به‌کارگیری روش فراابتکاری بهینه‌سازی اجتماع ذرات (PSO) پارامترهای اصلی این پایدارسازها با روشی پیشنهادی بهینه‌سازی می‌گردد. در ادامه، رفتار نیروگاه در حضور PSSهای بهینه‌شده در برابر اغتشاشات مختلف مورد بررسی قرار گرفته و اثر آن بر بهبود میرایی مودهای نوسانی محلی و بین‌ناحیه‌ای، هم در حوزه زمان و هم در حوزه فرکانس تحقیق می‌گردد. نتایج تحلیل منعطف و همزمان شبکه در حضور PSS با ضریب بهینه‌شده عملکرد رضایت‌بخش این پایدارساز بهینه‌شده را نشان می‌دهند.

واژه‌های کلیدی: نوسان‌های الکترومکانیکی فرکانس پایین، پایداری دینامیکی، پایداری سیگنال‌کوچک، پایدارساز سیستم قدرت (PSS)، تست‌های عملی، نوسان‌های محلی، نوسان‌های بین‌ناحیه‌ای.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۸/۰۵/۲۲

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۸/۱۲/۱۱

نام نویسنده‌ی مسئول: مهدی صدقی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: تهران- خیابان ولیعصر – بالاتر از خیابان میرداماد – خیابان رشید یاسمی - شرکت مدیریت شبکه برق ایران

[Downloaded from ieijqp.ir on 2025-07-05]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.2.0]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.16]

۱- مقدمه

خاموشی‌های سراسری در سیستم‌های قدرت از جمله پیشامدهایی هستند که به ندرت اما با تحمیل هزینه‌های بالا رخ می‌دهند. پدیده‌های ناپایداری یکی از عوامل اصلی بروز خروج‌های پی‌درپی و خاموشی‌های سراسری یا منطقه‌ای است [۱]. از جمله انواع پایداری در سیستم‌های قدرت، پایداری زاویه‌ای سیگنال کوچک است که معمولاً در قالب نوسان‌های فرکانس‌پایین به شیوه‌های گوناگونی، از جمله نوسان‌های بین واحدهای یک نیروگاه یا نوسانات محلی و بین‌ناحیه‌ای در یک شبکه گسترده ایجاد می‌گردد [۲و۳]. در میان انواع نوسان‌های فرکانس پایین، نوسان‌های بین‌ناحیه‌ای به دلیل تبادل همیشگی توان میان نواحی مختلف از اهمیت به‌سزایی برخوردارند [۴]. نمونه‌هایی از نوسان‌های فرکانس پایین مهم در نقاط مختلف جهان در [۵-۷] گزارش شده است. راهکارهای مختلفی برای میراسازی نوسان‌های فرکانس پایین وجود دارد. اولین و اقتصادی‌ترین راهکار میراسازی نوسان‌های فرکانس پایین که در عمل در بسیاری از سیستم‌های قدرت به کار گرفته می‌شود، استفاده از پایدارساز سیستم قدرت (PSS[۱]) [۸] است که با تنظیم مناسب پارامترهای آن و از طریق تغییر مرجع کنترل ولتاژ سیستم کنترل خودکار ولتاژ (AVR[۲]) مقدار مشخصی از گشتاور میرایی فراهم می‌شود [۹و۱۰]. در واقع انگیزه به کارگیری این کنترل‌کننده‌ها در ابتدا جبران افت میرایی ناشی از به کارگیری سیستم‌های تحریک سریع با بهره بالا بود. پایدارسازهای سیستم قدرت همچنین می‌توانند در میراسازی مدهای محلی ناشی از اتصال ضعیف یک نیروگاه به شبکه اصلی (خطوط طولانی با امپدانس بالا) نقش مهمی ایفا نمایند [۱۱]. پایدارساز می‌تواند به صورت محلی در یک بازه فرکانسی، میرایی مناسبی ایجاد نماید [۸-۱۰]. البته تنظیم مناسب پایدارسازها تأثیر مهمی در موفقیت و به کارگیری مؤثر آن‌ها دارد. همچنین بایستی این نکته را در نظر داشت که بعد از نصب PSS بر یک نیروگاه و گذشت چند سال، با توجه به تغییرات ساختار شبکه و نیز تغییر پارامترهای نیروگاه، برای بهره‌برداری بهینه، پایدارساز نیاز به تنظیم مجدد دارد.

در این مقاله روشی جدید و عملی برای تنظیم پارامترهای PSS به منظور بهبود پایداری دینامیکی و افزایش میرایی نوسانات محلی و بین ناحیه‌ای (به طور همزمان) پیشنهاد شده است، به طوری‌که با ترکیب نتایج تحلیل حوزه زمان و فرکانس، تنظیمات بهینه حاصل می‌آیند. روش پیشنهادی مبتنی بر اطلاعات و انجام تست‌های واقعی در یک نیروگاه است. بر این اساس، شرایط و محدودیت‌های عملی نیز در این مقاله در نظر گرفته شده‌اند تا روش پیشنهادی کاربردی‌تر گردد. در این راستا ضمن استفاده از اطلاعات و اسناد نیروگاهی موجود، از تست‌های میدانی جهت صحت‌سنجی مدل و پارامترهای سیستم تحریک و PSS نیز بهره گرفته شده است. همچنین، با بهره‌گیری از الگوریتم فراابتکاری اجتماع ذرات (PSO[۳]) و تحلیل مودال بر روی دک دینامیکی شبکه برق ایران، پارامترهای PSS بهینه‌سازی شده‌اند [۱۲و۱۳]. در نهایت، با مقایسه نتایج به دست آمده در شرایط مختلف، روش پیشنهادی مورد ارزیابی قرار گرفته است. ادامه مطالب مندرج در این مقاله بدین ترتیب ارائه می‌شوند: در بخش دوم مشخصات کلی نیروگاه تحت مطالعه معرفی شده و مشخصات سیستم تحریک و PSS آن بر اساس اسناد نیروگاه ارائه می‌گردند. در ادامه این بخش، با مقایسه نتایج چند تست عملی با نتایج شبیه‌سازی حاصل از مشخصات برداشت شده از اسناد نیروگاهی، مدل سیستم تحریک و PSS و پارامترهای آن‌ها صحت‌سنجی می‌گردد. در بخش سوم نحوه بازتنظیم PSS نیروگاه ارائه شده و پارامترهای PSS با کمک روش PSO بهینه‌سازی می‌شوند. در ادامه‌ی این بخش، نتایج شبیه‌سازی سیستم در دو حوزه زمان و فرکانس با PSS بهینه‌شده با نتایج شبیه‌سازی قبل از بهینه‌سازی مقایسه شده و بهبود عملکرد PSS در میراسازی نوسانات محلی تحقیق می‌گردد. در بخش چهارم به بررسی اثر PSS بهینه‌شده بر نوسانات بین‌ناحیه‌ای پرداخته شده و عملکرد مطلوب PSS با ضرایب بهینه شده بر این نوسانات تحقیق می‌گردد. همچنین در ادامه‌ی این بخش، با تحلیل همزمان حوزه زمان و فرکانس و همچنین تحلیل‌های دامنه و زاویه، به مقایسه و تحلیل دقیق‌تر اثر بهینه‌سازی پارامترهای PSS پرداخته می‌شود. نهایتاً در بخش پنجم نتیجه‌گیری ارائه می‌گردد.

۲- مشخصات کلی نیروگاه

نیروگاه تحت مطالعه از سه واحد حرارتی تشکیل شده است که از طریق خطوط ۲۳۰ کیلوولت و ۴۰۰ کیلوولت به شبکه سراسری ایران و همچنین تعدادی بار محلی متصل می‌شود[۴]. پارامترهای PSS این واحدها با توجه به اطلاعات سازنده و تنها با در نظر گرفتن میرایی نوسانات محلی (بدون لحاظ مشخصات شبکه برق ایران) تنظیم گردیده است. همچنین اطلاعات ثبت شده در شرکت مدیریت شبکه برق ایران نشان می‌دهد که نیروگاه تحت مطالعه مشارکت قابل توجهی در نوسانات بین ناحیه‌ای شبکه دارد. از این‌رو، به منظور افزایش میرایی نوسانات بین‌ناحیه‌ای نیاز است پارامترهای PSS موجود این نیروگاه، مورد بازبینی قرار گیرند، به طوری‌که ضمن حفظ پایداری دینامیکی از منظر نوسانات محلی، میرایی نوسانات بین‌ناحیه‌ای نیز بهبود یابد.

به منظور بازتنظیم بهینه PSS ابتدا باید اطلاعات مورد نیاز از مدل سیستم تحریک و PSS نیروگاه جمع‌آوری شده و همچنین از صحت آنها نیز اطمینان حاصل شود. بدین ترتیب، ابتدا اطلاعات ژنراتور و پارامترهای دینامیکی آن (به عنوان مهمترین تجهیز الکتریکی نیروگاه) از اسناد نیروگاه استخراج می‌شود. این پارامترها شامل راکتانس‌های سنکرون و گذرا در راستای محورهای طولی و متعامد، ثابت‌های زمانی گذرا در راستای محورهای طولی و متعامد، مقاومت اهمی و راکتانس پراکندگی استاتور هستند. مقادیر این پارامترها در اسناد سازنده ژنراتور نیروگاه وجود دارد که برخی از آنها به طور خلاصه در جدول (۱) گزارش شده‌اند.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2025-07-05]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.2.0]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.16]

جدول (۱): اطلاعات دینامیکی ژنراتور نیروگاه

پارامتر	نماد	مقدار
راکتانس سنکرون محور طولی	X_d	۲/۰۷ pu
راکتانس سنکرون محور متعامد	X_q	۲/۰۱ pu
راکتانس گذرای محور طولی	X'_d	۰/۳۲۸ pu
راکتانس گذرای محور متعامد	X'_q	۱/۱۱ pu
راکتانس پراکندگی استاتور	X_l	۰/۲ pu
مقاومت اهمی استاتور	R_a	۰/۰۰۱۶۸ pu
ثابت زمانی گذرای محور طولی	T'_d	۱/۰۲۵ pu
ثابت زمانی گذرای محور متعامد	T'_q	۰/۴ pu

همچنین جهت مدلسازی کامل نیروگاه لازم است که اطلاعات اصلی ترانسفورماتور واحدها یعنی، نسبت تبدیل، امپدانس درصد، تلفات اهمی و جریان بی‌باری آن‌ها نیز از اسناد اخذ گردد. این اطلاعات نیز در جدول (۲) جمع‌آوری شده‌اند.

جدول (۲): اطلاعات ترانسفورماتورهای واحدهای نیروگاه تحت مطالعه

پارامتر	نماد	مقدار
امپدانس درصد	U_K	۱۲/۶۷ ٪
تلفات اهمی	P_{cu}	۳۰۴ w
جریان بی‌باری	I_ϕ	۰/۲۶ ٪

در گام بعد مدل و پارامترهای تابع تبدیل سیستم تحریک و PSS واحدها تعیین می‌شود. بر اساس اطلاعات سازنده که در داده‌های نیروگاه موجود است، مدل و پارامترهای سیستم تحریک و PSS واحدهای ۱ و ۲ مشابه یکدیگر هستند و (با توجه به استاندارد IEEE Std 421.5) به ترتیب قابل انطباق بر مدل‌های استاندارد ST1A و PSS2B می‌باشند. این در حالیست که مدل و پارامترهای مربوط به واحد ۳ متفاوت بوده و به ترتیب قابل انطباق بر مدل‌های استاندارد ST1A و PSS1A می‌باشند [۱۴]. از آنجا که این نوع سیستم‌ها به صورت نرم‌افزاری پیاده‌سازی شده‌اند، امکان قرائت پارامترهای مدل از طریق واسط نرم‌افزاری HMI[۵] به طور مستقیم وجود دارد. بنابراین، جهت افزایش دقت و صحت مدل، پارامترهای واقعی مورد نیاز از طریق HMI سیستم تحریک و PSS استخراج شده‌اند. به عنوان مثال، اطلاعات قرائت شده PSS در جدول (۳) ارائه شده‌اند.

سایر اطلاعات مورد نیاز نظیر: سطح اتصال کوتاه و نسبت X/R شبکه، مشخصات پست بلافصل نیروگاه، آرایش به‌روزرسانی شده و خطوط متصل به پست نیروگاه، از داده‌های موجود در شرکت مدیریت شبکه برق ایران برداشت گردیده‌اند. ضمن آن‌که به منظور انجام مطالعات و تحلیل‌های دینامیکی شبکه و نوسانات بین‌ناحیه‌ای، از جدیدترین دک دینامیکی شبکه در شرکت یادشده استفاده شده است.

در بسیاری از موارد صنعتی و عملی، مدل‌های موجود در اسناد واحدهای نیروگاهی به طور دقیق بیان نمی‌شوند. به عنوان مثال، محل دقیق نمونه‌برداری از سیگنال‌ها جهت فیدبک به سیستم‌های کنترلی و

جدول (۳): اطلاعات PSS واحدهای ۱ الی ۳ نیروگاه تحت مطالعه

نماد پارامتر	واحدهای ۱ و ۲	واحد ۳
T_{W1}	۲	۲
T_{W3}	۲	۱/۵
K_d	-	۰/۰۱
K_{S1}	۱۰	۱۰
K_{S2}	۰/۱۵	۰/۱۵
K_{S3}	۱	۱
T_{S1}	۰/۴	۰/۴
T_{S2}	۰/۶	۰/۶
T_{S3}	۰/۹	۰/۹
T_{S4}	۰/۰۵	۰/۰۵

بهره‌ها، ثابت‌های زمانی و تأخیرهای موجود در واسط‌ها با دقت کافی مشخص نیستند. از طرف دیگر، مشخصات مدل و پارامترهای تجهیزات پیاده‌سازی شده مبتنی بر سخت‌افزار، از طریق HMI قابل قرائت نیستند. بنابراین لازم است مدل پیاده‌سازی شده در نرم‌افزار شبیه‌سازی، به صورت حلقه‌بسته و یکپارچه اعتبارسنجی شود. از این‌رو نیاز است با انجام تست‌های عملی در محل نیروگاه و استفاده از اغتشاشات کنترل‌شده کوچک، مدل شبیه‌سازی شده در نرم‌افزار مطالعاتی، محک زده شود. جهت انجام این امر، ابتدا دستگاه‌های ثبات با نرخ نمونه‌برداری بالا (با فرکانس بین ۵۰۰ الی ۱۰۰۰ هرتز) به پورت‌های قابل دسترس در تابلوی سیستم تحریک و PSS وصل می‌شوند. سپس در حین اعمال اغتشاشاتی نظیر پله ولتاژی با دامنه ۲ الی ۳ درصد یا تغییر تپ ترانسفورماتور واحد، سیگنال‌های کنترلی سیستم ثبت می‌گردند. این عمل به گونه‌ای انجام می‌شود که سیگنال‌های مورد نظر، از چند ثانیه قبل از اعمال اغتشاش تا چند ثانیه بعد از رسیدن سیستم به حالت پایدار، ثبت شوند. در نهایت، با پیاده‌سازی دقیق شرایط تست عملی در نرم‌افزار و سپس، مقایسه حالات گذرا و ماندگار «سیگنال‌های ثبت شده واقعی» با «سیگنال‌های حاصل از شبیه‌سازی»، مدل و پارامترهای به دست آمده اعتبارسنجی شده و در صورت لزوم اصلاح می‌شوند. نمونه‌هایی از این سیگنال‌ها در شکل‌های (۱) و (۲) نشان داده شده‌اند. این شکل‌ها که به ترتیب سیگنال‌های واقعی و شبیه‌سازی شده ولتاژ ژنراتور و ولتاژ تحریک واحد ۲ نیروگاه را در حین اعمال اغتشاش پله به مرجع ولتاژ پایانه ژنراتور نمایش می‌دهند، صحت مدل و پارامترهای استخراج شده برای سیستم تحریک و PSS این واحد را تأیید می‌نمایند.

پس از اطمینان از صحت مدل و پارامترهای سیستم، می‌توان به بازتنظیم PSS نیروگاه در شرایط به‌روزرسانی شده شبکه پرداخت.

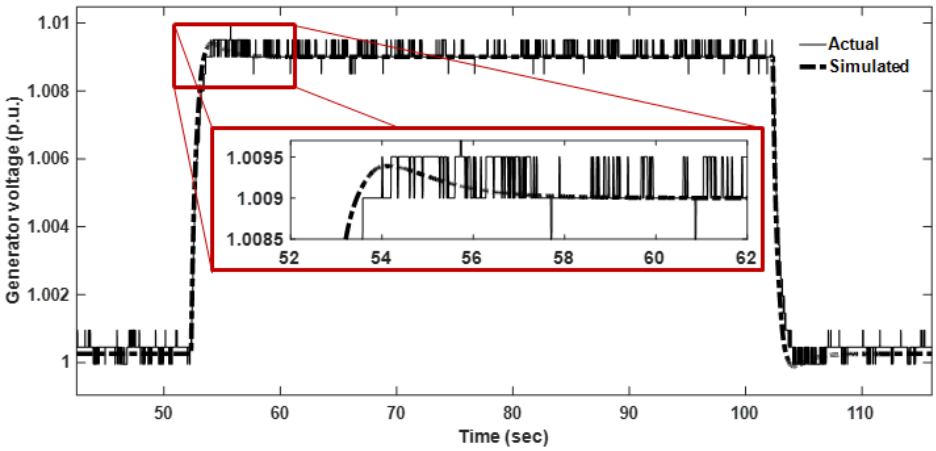
۳- بازتنظیم پایدارساز سیستم قدرت (PSS)

برای بازتنظیم PSS لازم است بدترین شرایط که در آن مودهای نوسانات الکترومکانیکی دارای کمترین میرایی هستند، در نظر گرفته شود. بررسی داده‌های واقعی ثبت شده نیروگاه نشان می‌دهد این

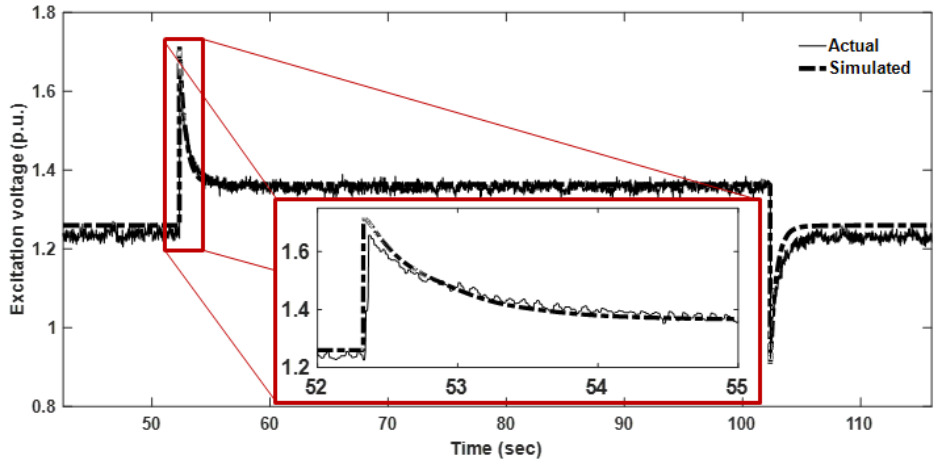
[Downloaded from ieijqp.ir on 2025-07-05]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.2.0]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.16]



شکل (۱): سیگنال‌های واقعی و شبیه‌سازی شده ولتاژ ژنراتور واحد ۲ (بر حسب پریونیت) حین اعمال اغتشاش پله



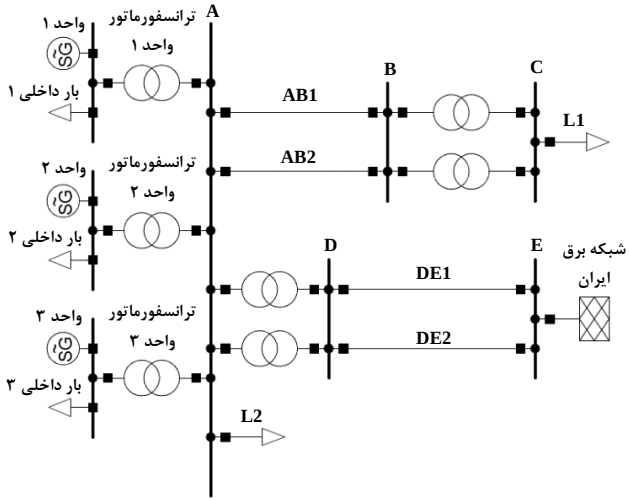
شکل (۲): سیگنال‌های واقعی و شبیه‌سازی شده ولتاژ تحریک واحد ۲ (بر حسب پریونیت) حین اعمال اغتشاش پله

شرایط زمانی است که نقطه کار نیروگاه در نزدیکی بار نامی خود برای هر واحد باشد و بار کل شبکه نیز بار پیک باشد. بدین منظور، از یک تصویر لحظه‌ای ثبت شده واقعی شبکه در شرکت مدیریت شبکه برق ایران در یک روز تابستانی استفاده می‌شود. در ادامه به تشریح روش ابتکاری به کار برده شده برای بازتنظیم PSS پرداخته می‌شود.

۳-۱- مدل و روش بهینه‌سازی

تنظیم PSS به صورت چند ماشینه و با توجه به شرایط شبکه سراسری انجام می‌گیرد. بدین منظور، آرایش واحدهای نیروگاه تحت مطالعه در شکل (۳) نشان داده شده است که در آن خطوط متصل به نیروگاه و محل اتصال به شبکه نیز نمایش داده شده است.

در روش پیشنهادی این مقاله، بازتنظیم بهینه PSS در حوزه فرکانس به صورت بیشینه‌سازی میرایی سیستم تعریف می‌شود. از آنجا که مودهای نوسانی مختلفی در این سیستم وجود دارد، لازم است میرایی کلیه مودهای نوسانات الکترومکانیکی با فرکانس‌های متفاوت مد نظر



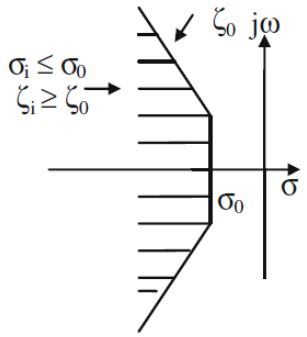
شکل (۳): آرایش سه واحد نیروگاه، بارهای محلی و محل اتصال آن به شبکه سراسری

[Downloaded from ieijqp.ir on 2025-07-05]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.2.0]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.16]

قرار گیرد. جهت نیل به این هدف، پیشنهاد این مقاله آن است که قطب‌های تابع تبدیل، روی‌هم‌رفته بیشترین فاصله را از محور موهومی پیدا کنند. بنابراین، تابع هدف به‌گونه‌ای تعریف می‌شود که قسمت حقیقی σ_i و ضریب میرایی ζ_i مقادیر ویژه سیستم از یک مقدار مرزی (σ_0 و ζ_0)، بیشینه فاصله ممکن را در محدوده‌ی مجاز متغیرها داشته باشند. به این ترتیب، تابع هدف حاوی دو مؤلفه اصلی بوده و به صورت زیر قابل بیان است:

$$\max f_1 = \underbrace{\sum_{\sigma_i<\sigma_0} (\sigma_0-\sigma_i)^2}_{\text{مؤلفه اول تابع هدف}} + \underbrace{\sum_{\zeta_i>\zeta_0} (\zeta_0-\zeta_i)^2}_{\text{مؤلفه دوم تابع هدف}} \qquad (۱)$$

در این رابطه f_1 معرف تابع هدف است. با توجه به معادله (۱)، ناحیه مطلوب برای قرارگیری مقادیر ویژه شبکه را می‌توان به صورت نمادین مطابق شکل (۴) نشان داد.



شکل (۴): منطقه مطلوب قرارگیری مقادیر ویژه

در مسأله بهینه‌سازی فوق، بهره K_{s1} و ثابت‌های زمانی T_1، T_2، T_3 و T_4 در مدل PSS متغیرهای تصمیم هستند که می‌بایست مقادیر بهینه آنها تعیین شود. شکل (۵) موقعیت این پارامترها را در مدل استاندارد نشان می‌دهد.

از آنجا که پارامترهای یادشده نقش اصلی را در ایجاد پیشفازی PSS بر عهده دارند، به عنوان متغیرهای تصمیم در نظر گرفته شده‌اند. سایر پارامترها مانند ثابت‌های زمانی فیلترهای شوینده و ضریب دنبال‌کننده شیب K_{S3} با توجه به مشخصات واحد و تنظیمات سازنده، ثابت در نظر گرفته می‌شوند.

پارامترهای PSS باید در بازه مجاز مخصوص به خود قرار داشته باشند. از این‌رو، نامعادلات (۲)-(۶) به عنوان قیود مسأله بهینه‌سازی در نظر گرفته می‌شوند تا تغییرات در بازه مجاز رعایت گردد و امکان تغییر عملی پارامترها از طریق HMI نیز فراهم شود. مقادیر ابتدا و انتهای بازه‌های مجاز این نامعادلات در جدول (۴) ارائه شده‌اند.

$$K_{s1}^{min} \le K_{s1} \le K_{s1}^{max} \qquad (۲)$$

$$T_1^{min} \le T_1 \le T_1^{max} \qquad (۳)$$

$$T_2^{min} \le T_2 \le T_2^{max} \qquad (۴)$$

$$T_3^{min} \le T_3 \le T_3^{max} \qquad (۵)$$

$$T_4^{min} \le T_4 \le T_4^{max} \qquad (۶)$$

جدول (۴): مقدارهای کمینه و بیشینه متغیرهای تصمیم‌گیری

نماد پارامتر	مقدار کمینه مجاز	مقدار بیشینه مجاز
K_{S1}	۰/۱ pu	۵۰ pu
T_{S1}	۰/۰۱ sec	۶ sec
T_{S2}	۰/۰۱ sec	۶ sec
T_{S3}	۰/۰۱ sec	۶ sec
T_{S4}	۰/۰۱ sec	۶ sec

برای حل مسأله بهینه‌سازی مذکور از الگوریتم فراابتکاری اجتماع ذرات (PSO) استفاده شده است که نتایج آن در جدول (۵) نشان داده شده است. شایان ذکر است برای اطمینان از پاسخ به دست آمده از الگوریتم PSO، بهینه‌سازی چندین بار انجام پذیرفته است. جزئیات روش بهینه‌سازی PSO در پیوست ۱ آمده است.

جدول (۵): متغیرهای تصمیم‌گیری برای PSS واحدهای ۱ الی ۳

پارامتر	K_{s1}	T_1	T_2	T_3	T_4
مقدار قبلی	۱۰	۰/۴	۰/۶	۰/۹	۰/۰۵
مقدار بهینه	۷	۴/۶۶	۰/۰۱	۰/۴۲	۴/۵۸

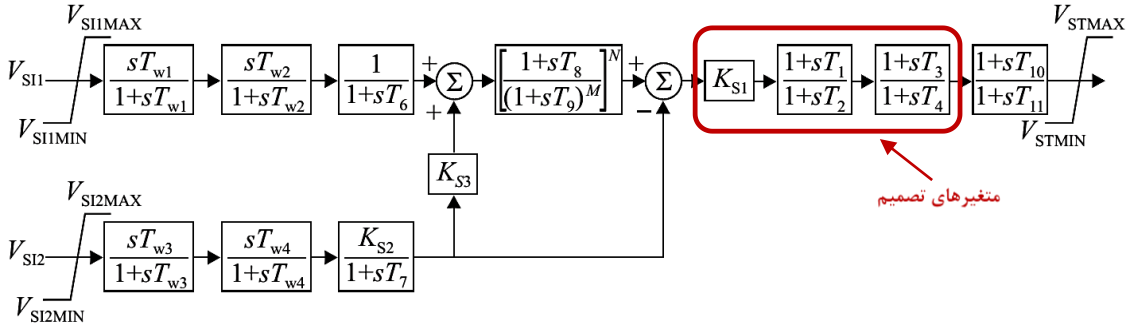
۳-۲- *تحلیل حوزه زمان*

در این قسمت به بررسی اثر به‌روزرسانی پارامترهای PSS بر پایداری سیستم در هنگام وقوع حوادث در حوزه زمان پرداخته می‌شود. بدین منظور سه حادثه زیر برای ارزیابی پایداری دینامیکی نیروگاه و شبکه که در شکل (۳) نشان داده شد است در نظر گرفته می‌شود:

۱- خروج خط AB1

۲- قطع بار L1

۳- خروج خط DE2



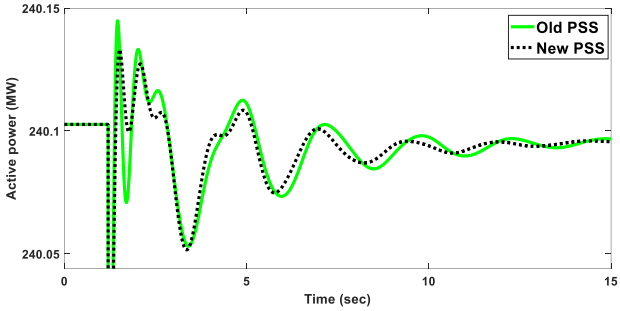
شکل (۵): متغیرهای تصمیم در بلوک دیاگرام مدل استاندارد PSS

[Downloaded from ieijqp.ir on 2025-07-05]

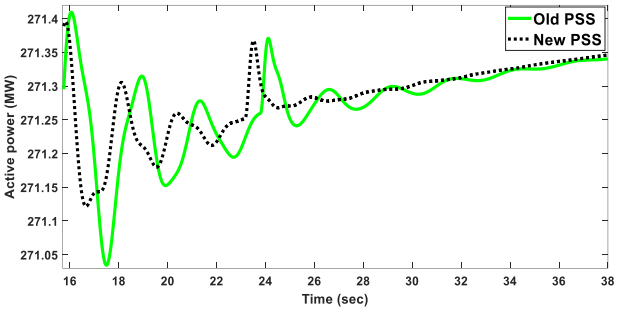
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.2.0]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.16]

حوادث فوق به ترتیب و در حوزه زمان و برای دو مجموعه پارامترهای فعلی و بهینه‌شده PSS نیروگاه در نرم‌افزار DIgSILENT شبیه‌سازی می‌شود و تأثیر به‌روزرسانی پارامترهای PSS بر میرایی مود الکترومکانیکی تحریک‌شده بررسی می‌گردد. شکل‌های (۶) و (۷) تغییرات سیگنال توان حقیقی خروجی واحد ۳ نیروگاه را به عنوان نمونه برای هر دو مجموعه از پارامترهای فعلی و بهینه‌شده PSS نیروگاه نمایش می‌دهد.



شکل (۶): تغییرات توان حقیقی واحد ۳ بر اثر خروج خط AB1 (مقایسه تأثیر پارامترهای قدیم و جدید)

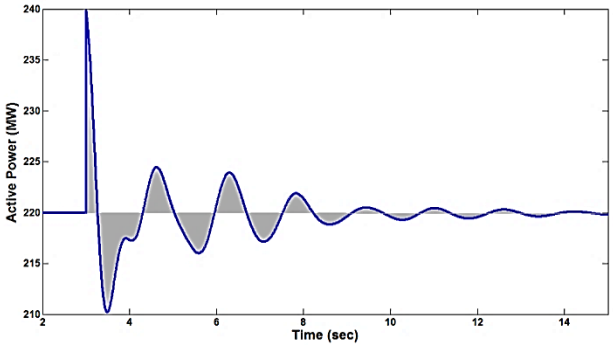


شکل (۷): تغییرات توان حقیقی واحد ۳ بر اثر خروج خط DE2 (مقایسه تأثیر پارامترهای قدیم و جدید)

همان‌گونه که از این شکل‌ها بر می‌آید به‌روزرسانی پارامترهای PSS منجر به افزایش میرایی نوسانات محلی سیستم و بهبود پایداری دینامیکی آن می‌شود. با این وجود، به منظور کمی کردن و قابل قیاس نمودن میزان تأثیر بهینه‌سازی پارامترهای PSS بر میرایی، شاخص «میرایی» مطابق (۷) در نظر گرفته می‌شود:

$$D_T = \frac{1}{\int_{t=0}^{T} |P(t) - P_0| dt} \qquad (۷)$$

که در آن، D_T میزان شاخص میرایی تعریف شده در حوزه زمان، $P(t)$ مقدار توان حقیقی تولیدی در زمان t، P_0 مقدار میانه توان حقیقی که نوسانات حول آن صورت می‌گیرد و T دوره زمانی وقوع نوسانات تا رسیدن به حالت مانا است. این شاخص مقدار معکوس تابع انرژی را مطابق شکل (۸) نشان می‌دهد. در این شکل، مجموع مساحت نواحی محصور شده میان مقدار میانگین توان و منحنی نوسانات توان در طول زمان برای یک سیگنال نوعی، بیانگر تابع انرژی مورد نظر آن سیگنال است. هر قدر تابع انرژی مقدار کمتری داشته باشد، نشان‌دهنده میرایی بیشتر نوسانات است. بدین ترتیب و بر اساس شبیه‌سازی‌های انجام‌شده بر دک دینامیکی شبکه، مقدار شاخص میرایی سیستم برای حوادث تعریف‌شده محاسبه و در جدول (۶) گردآورده شده است. بررسی این جدول اثر مثبت PSS بر بهبود میرایی سیستم را نمایان می‌سازد.



شکل (۸): مفهوم تابع انرژی و معیار میرایی تعریف شده در معادله (۷)

جدول (۶): شاخص میرایی نوسانات توان یک واحد در حوزه زمان برای حوادث تعریف‌شده

	میرایی در حوزه زمان (D_T)			
	خروج خط AB1	قطع بار L1	خروج خط DE2	مجموع کل حوادث
PSS فعلی	۱۹۷	۵/۶۰	۵/۳۰	۲۰۸
PSS بهینه‌شده	۲۱۴	۵/۷۶	۵/۲۳	۲۲۵

۳-۳- *تحلیل حوزه فرکانس*

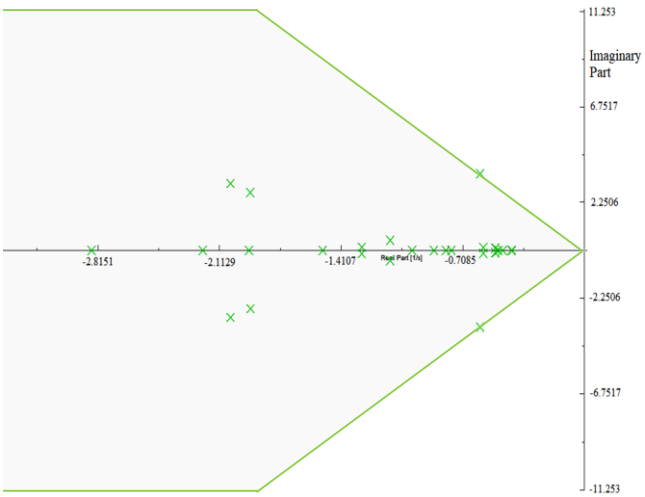
مطالعات حوزه فرکانس بر اساس تحلیل مودال[۶] انجام می‌پذیرد که طی آن، محل قطب‌های سیستم و میرایی آن‌ها برای هر دو حالت: ۱) با پارامترهای فعلی PSS و ۲) با پارامترهای بهینه‌شده PSS، با یکدیگر مقایسه می‌شوند. نتایج این تحلیل و موقعیت قطب‌های سیستم در این دو حالت به ترتیب در شکل‌های (۹) و (۱۰) ارائه شده‌اند. همان‌گونه که ملاحظه می‌گردد، کلیه قطب‌های سیستم در هر دو حالت در سمت چپ محور موهومی قرار داشته و لذا سیستم در هر دو حالت پایدار است. همچنین فاصله متوسط قطب‌ها از محور موهومی در حالت بهینه‌شده بیش از حالت فعلی است و این خود نشان‌دهنده‌ی بهبود میرایی سیستم در حالت بهینه‌شده و بهبود پایداری دینامیکی در این حالت است.

۴- مطالعات نوسانات بین‌ناحیه‌ای

فرکانس نوسانات شبیه‌سازی‌های بخش قبل و همچنین بررسی حوزه تأثیر آن‌ها نشان می‌دهد که هر سه حادثه سبب تحریک نوسانات محلی سیستم شده‌اند و تحلیل‌های مودال ارائه شده نیز بهبود وضعیت میرایی نوسانات محلی سیستم را در حضور PSS بهینه‌شده نمایش می‌دهند. در این بخش به منظور تحلیل تأثیر پارامترهای بهینه‌شده بر نوسانات بین‌ناحیه‌ای در شبکه سراسری، اطلاعات بهینه‌شده در دک دینامیکی شبکه ایران وارد شده و تحلیل‌های مودال برای کل شبکه صورت می‌پذیرد.

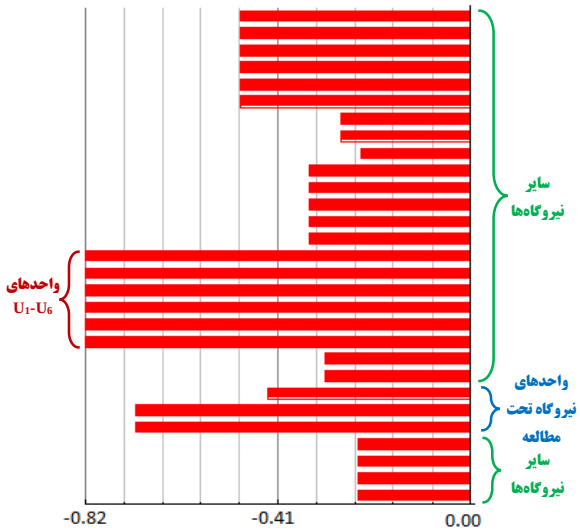
تحلیل‌های مودال بر جدیدترین نسخه دینامیکی شبکه ایران نشان می‌دهد که پایین‌ترین ضریب میرایی نوسانات بین‌ناحیه‌ای حدود ۶/۴

[Downloaded from ieijqp.ir on 2025-07-05]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.2.0]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.16]



شکل (۹): وضعیت قرارگیری قطب‌های سیستم با پارامترهای فعلی PSS

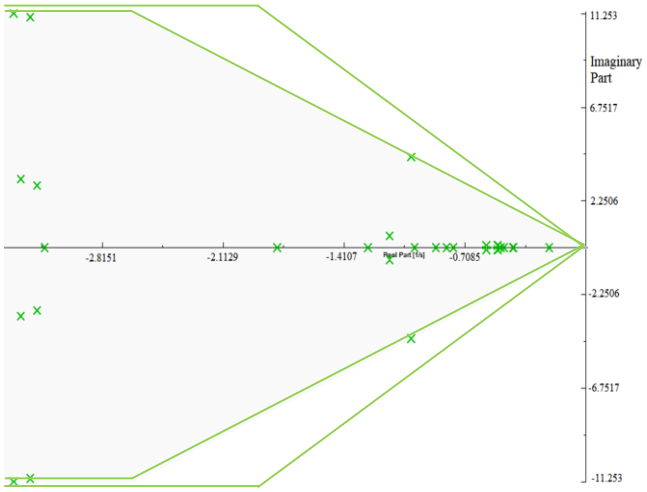
٪ می‌باشد. بر اساس تحلیل مودال انجام شده بر دک دینامیکی، نیروگاه تحت مطالعه مشارکت بالایی در این نوسانات دارد. نتایج حاصل از این تحلیل مودال در شکل (۱۱) نشان داده شده است.



شکل (۱۱): ضرایب مشارکت نیروگاه‌های مؤثر بر نوسانات بین‌ناحیه‌ای با پارامترهای فعلی PSS

لازم به ذکر است که با توجه به شکل (۱۱)، واحدهای نیروگاهی U_1-U_6 نسبت به واحدهای نیروگاه تحت مطالعه، مشارکت بیشتری در نوسانات بین‌ناحیه‌ای مد نظر دارند. با این وجود، چون از لحاظ پیاده‌سازی عملی، امکان تغییر پارامترهای PSSهای این ۶ واحد میسر نمی‌باشد، جهت افزایش پایداری دینامیکی شبکه، به بازتنظیم PSS واحدهای نیروگاه تحت مطالعه پرداخته شده است.

همان‌طور که مشاهده می‌شود مشارکت واحدهای ۱ و ۲ نیروگاه تحت مطالعه بیشتر از مشارکت واحد ۳ آن است، زیرا چنانکه پیش‌تر گفته شد پارامترهای سیستم تحریک واحد ۳ با سایر واحدها متفاوت است. در صورتی که تنها PSS یکی از واحدهای نیروگاه با استفاده از پارامترهای بهینه بازتنظیم شود و شبیه‌سازی دک دینامیکی تکرار



شکل (۱۰): وضعیت قرارگیری قطب‌های سیستم با پارامترهای بهینه‌شده PSS

گردد، ضریب میرایی مود یادشده از ۶/۴٪ به ۶/۷۶٪ افزایش می‌یابد. همچنین در صورتی که PSS همه واحدها با استفاده از پارامترهای بهینه بازتنظیم شود ضریب میرایی مود یادشده به ۷/۶٪ افزایش خواهد یافت. این دو نتیجه هر دو متضمن بهبود پایداری دینامیکی شبکه در حضور PSSهای بازتنظیم شده هستند. نتایج این شبیه‌سازی‌ها در جدول (۷) گزارش شده است. همچنین، نتایج تحلیل مودال سیستم در این دو حالت نیز به ترتیب در شکل‌های (۱۲) و (۱۳) ارائه شده‌اند.

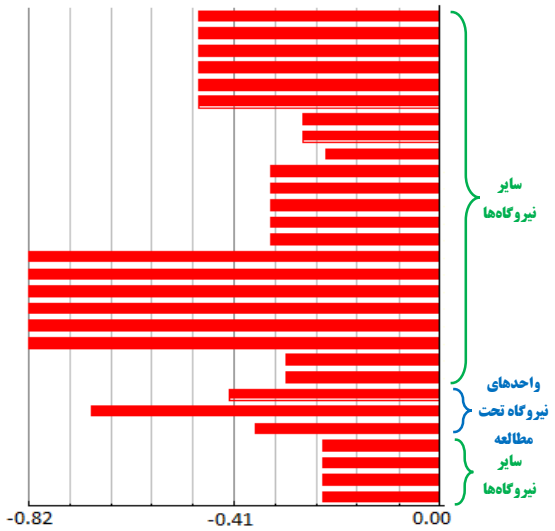
جدول (۷): نتایج تحلیل مودال شبکه سراسری برق ایران با پارامترهای مختلف برای PSSهای نیروگاه تحت مطالعه

وضعیت PSS	کمترین ضریب میرایی برای نوسانات بین‌ناحیه‌ای
با پارامترهای فعلی	٪ ۶/۴۰
با پارامترهای پیشنهادی فقط برای واحد ۱	٪ ۶/۷۶
با پارامترهای پیشنهادی برای هر ۳ واحد	٪ ۷/۶۰

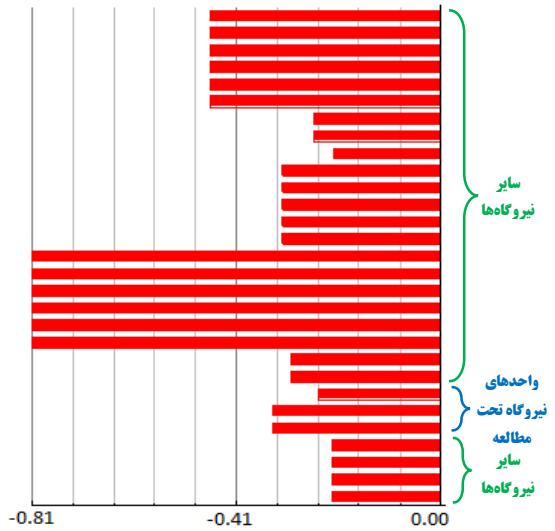
۴-۱- *تحلیل همزمان حوزه زمان و فرکانس*

برای ارزیابی دقیقتر اثر پارامترهای بهینه‌شده در مقایسه با پارامترهای فعلی و بررسی همزمان اثرگذاری این پارامترها بر نوسانات محلی و بین‌ناحیه‌ای نیاز است نتایج مطالعات در دو حوزه زمان و فرکانس به‌طور همزمان تحلیل گردند. بدین منظور لازم است شاخص میرایی در تحلیل حوزه زمان (جدول (۶)) به عنوان شاخص نوسانات محلی و ضریب میرایی در تحلیل مودال (جدول (۷)) به عنوان شاخص نوسانات بین‌ناحیه‌ای به صورت همزمان بررسی گردند. بدین منظور تأثیر بهره‌ی K_{S1} بر میرایی نوسانات محلی و بین‌ناحیه‌ای به‌طور همزمان در شکل (۱۴) نشان داده شده است. در این شکل، میرایی نوسانات محلی بر اساس میانگین شاخص میرایی D_T به‌ازای حوادث مختلف در حوزه زمان محاسبه و نمایش داده شده است. با توجه به این شکل، استفاده از پارامترهای بهینه به طور همزمان میرایی نوسانات محلی و بین‌ناحیه‌ای (هم در محور طولی و هم در محور عرضی) را افزایش می‌دهد.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2025-07-05]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.2.0]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.16]



شکل (۱۲): ضرایب مشارکت نیروگاه‌های مؤثر بر نوسانات بین‌ناحیه‌ای وقتی فقط پارامترهای PSS یک واحد نیروگاه اصلاح شود.



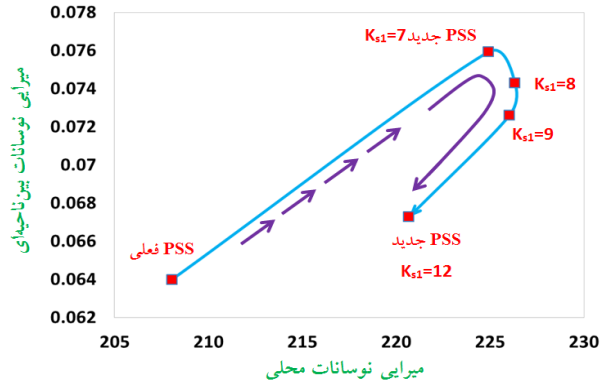
شکل (۱۳): ضرایب مشارکت نیروگاه‌های مؤثر بر نوسانات بین‌ناحیه‌ای وقتی PSS همه واحدهای نیروگاه تحت مطالعه اصلاح شود.

لازم به ذکر است میزان بهبود میرایی، تابعی از بهره K_{S1} بوده و بیشترین میرایی نوسانات بین‌ناحیه‌ای به ازای $K_{S1} = 7$ حاصل می‌گردد. همچنین بالاترین میزان میرایی نوسانات محلی در $K_{S1} = 8$ رخ می‌دهد. با افزایش بیشتر K_{S1} به تدریج نه تنها میرایی نوسانات محلی بلکه میرایی نوسانات بین‌ناحیه‌ای نیز کاهش می‌یابد.

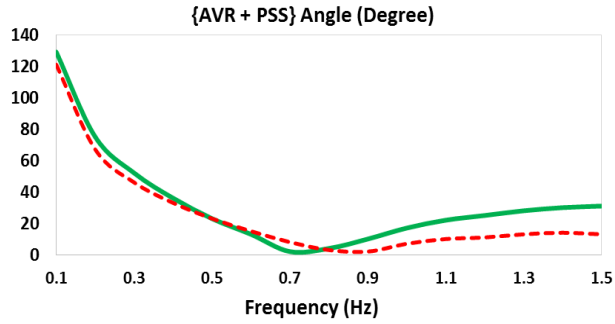
تحلیل نشان داده شده در شکل (۱۴) این امکان را برای بهره‌برداران شبکه و نیروگاه فراهم می‌سازد که با توجه به میزان اهمیت میرایی محلی و بین‌ناحیه‌ای، مقدار بهره K_{S1} را به دلخواه در بازه [۷,۹] انتخاب نمایند.

۴-۲- *تحلیل دامنه و زاویه*

پایدارسازهای سیستم قدرت به‌گونه‌ای طراحی می‌گردند که سبب افزایش گشتاور میراکننده شوند. در راستای نیل به این مقصود لازم است زاویه پسفازی تنظیم‌کننده‌ی خودکار ولتاژ واحدهای نیروگاه (AVR) که منجر به کاهش گشتاور میراکننده می‌شود، توسط پیشفازی زاویه‌ی PSS جبران گردد، به‌گونه‌ای که برآیند زاویه‌های AVR و PSS در فرکانس مودهای نوسان الکترومکانیکی نزدیک صفر باشد. در این قسمت تحقق این مسأله بررسی می‌گردد. شکل (۱۵) برآیند زاویه‌های AVR و PSS را در بازه‌ی فرکانسی ۰/۱ هرتز تا ۱/۵ هرتز نمایش می‌دهد.



شکل (۱۴): وضعیت میرایی نوسانات محلی و بین‌ناحیه‌ای شبکه با پارامترهای فعلی و جدید PSSهای نیروگاه تحت مطالعه و تأثیر پارامتر K_{s1} بر آن‌ها



شکل (۱۵): نمودار زاویه فاز AVR و PSS نیروگاه تحت مطالعه. منحنی پر (رنگ سبز) با پارامترهای فعلی PSS و منحنی خط‌چین (رنگ قرمز) با پارامترهای بهینه‌شده PSS است.

همان‌گونه که در این شکل دیده می‌شود بازتنظیم PSS با پارامترهای بهینه سبب می‌شود برآیند زاویه‌های AVR و PSS نه تنها در فرکانس نوسانات بین‌ناحیه‌ای نزدیک صفر باشد، بلکه در فرکانس‌های نزدیک به ۱ هرتز که فرکانس نوسانات محلی است هم این برآیند تقریباً برابر صفر باشد و این بدان معناست که بازتنظیم PSS با پارامترهای بهینه رفتار دینامیکی PSS را در حوزه فرکانس نوسانات محلی نیز مجموعاً بهبود می‌بخشد. به عبارت دیگر، مشخصه خط‌چین رسم شده در شکل (۱۵) سازگاری بهتری با شرایط شبکه برق ایران دارد.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، اثر پایدارساز سیستم قدرت (PSS) یک نیروگاه واقعی بر پایداری دینامیکی شبکه برق ایران مورد بررسی قرار گرفت. بدین منظور، ابتدا مدل سیستم تحریک و PSS نیروگاه تحت مطالعه تعیین و صحت‌سنجی گردید. سپس، اهمیت عملکرد PSS بر میرایی مودهای

[Downloaded from ieijqp.ir on 2025-07-05]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.2.0]
[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.16]

محلی و بین‌ناحیه‌ای سیستم قدرت تبیین شده و به منظور بهبود عملکرد PSS واحدهای نیروگاه، با به‌کارگیری روش فراابتکاری PSO پارامترهای اصلی این پایدارساز‌ها بهینه‌سازی گردیدند. در ادامه، عملکرد پایدارساز سیستم، هم بر مودهای محلی و هم بر مودهای بین‌ناحیه‌ای، در حضور پایدارسازهای بهینه‌شده در دو حوزه زمان و فرکانس ارزیابی گردید و عملکرد رضایت‌بخش و بهبودیافته PSS بازتنظیم‌شده (خصوصاً در نوسانات بین‌ناحیه‌ای) تحقیق گردید. مزیت روش پیشنهادی در این است که با تنظیم پارامترهای یک PSS مرسوم[۷]، میرایی نوسانات محلی و بین‌ناحیه‌ای را مجموعاً بهینه می‌نماید. ضمناً با اجرای روش پیشنهادی و تحلیل همزمان حوزه زمان و فرکانس، با توجه به میزان اهمیت نوسانات محلی و بین‌ناحیه‌ای (از منظر بهره‌برداران نیروگاه و شبکه)، امکان تعیین پارامترهای PSS به طور «منعطف» به وجود می‌آید.

مراجع

[1] M. Eremia and M. Shahidehpour, Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control, John Wiley & Sons, 2013.

[2] M. Klein, G. J. Rogers and P. Kundur, "A fundamental study of inter-area oscillations in power systems," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 6, no. 3, pp. 914-921, 1991.

[3] G. Rogers, Power System Structure and Oscillations, Springer, 2000.

[4] P. Kundur, N. J. Balu and M. G. Lauby, Power system stability and control, McGraw-hill New York, 1994.

[5] N. Martins, A. Barbosa, J. Ferraz, M. Dos Santos, A. Bergamo, C. Yung, V. Oliveira and N. Macedo, "Retuning stabilizers for the North-South Brazilian interconnection," in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings*, Edmonton, 1999.

[6] A. Fischer and I. Erlich, "Impact of long-distance power transits on the dynamic security of large interconnected power systems," in *IEEE Porto Power Tech Proceedings*, Porto, 2001.

[7] L. Gerin-Lajoie, D. Lefebvre, M. Racine, L. Soulieres and I. Kamwa, "Hydro-Quebec experience with PSS tuning," in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings*, Edmonton, 1999.

[8] A. Kumar, "Power system stabilizers design for multimachine power systems using local measurements," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2163-2171, 2016.

[9] D. Chitara, K. Niazi, A. Swarnkar and N. Gupta, "Cuckoo search optimization algorithm for designing of a multimachine power system stabilizer," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 4, pp. 3056-3065, 2018.

[10] M. Hannan, N. Islam, A. Mohamed, M. Lipu, P. Ker, M. Rashid and H. Shareef, "Artificial intelligent based damping controller optimization for the multi-machine power system: a review," *IEEE Access*, vol. 6, no. 1, pp. 39574-39594, 2018.

[11] P. W. Sauer, M. A. Pai and J. H. Chow, Power System Dynamics and Stability: with Synchrophasor Measurement and Power System Toolbox, John Wiley & Sons, 2017.

[12] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle swarm optimization (PSO)," in *IEEE International Conference on Neural Networks*, Perth, 1995.

[13] S. Guo, S. Zhang, J. Song, Y. Zhao and W. Zhu, "Tuning approach for power system stabilizer PSS4B using Hybrid PSO," in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Xiamen, 2018.

[14] Excitation System Models for Power System Stability Studies Working Group, "IEEE 421.5-2016 - IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," 2016. [Online]. Available: https://standards.ieee.org/standard/421_5-2016.html. [Accessed 5 May 2019].

[15] حسین لطفی، رضا قاضی و محمدباقر نقیبی سیستانی، استراتژی بهینه مدیریت انرژی در شبکه‌های توزیع هوشمند با در نظر گرفتن اثر منابع تولید پراکنده و واحدهای ذخیره انرژی، نشریه کیفیت و بهره‌وری صنعت برق ایران، سال هشتم، شماره ۳، صص ۲۹-۲۲، ۱۳۹۸.

پیوست‌ها

پیوست ۱: الگوریتم PSO

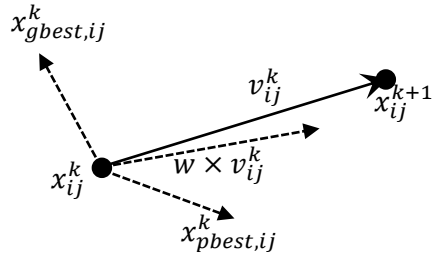
الگوریتم PSO، الگوریتم هوشمند اجتماع ذرات است که مبتنی بر حرکت تعدادی از ذرات است. این ذرات که در واقع پاسخ‌های ممکن مسأله بهینه‌سازی هستند، نتایج جستجوی خود را با یکدیگر به اشتراک می‌گذارند. هر ذره با سرعتی متناظر که به صورت تکراری و با در نظر گرفتن سرعت پیشین خود آن ذره و همچنین سرعت سایر ذرات تنظیم می‌گردد، در فضای پاسخ‌های ممکن حرکت می‌کند. در فضای پیوسته، سرعت ذرات بر اساس معادلات زیر تعیین می‌گردد [۱۵]:

$$v_{ij}^{k+1} = w \times v_{ij}^{k} + c_1 \times rand \times \left(x_{pbest,ij}^{k} - x_{ij}^{k}\right) + c_2 \times rand \times \left(x_{gbest,ij}^{k} - x_{ij}^{k}\right) \quad (\text{پ-۱})$$

$$x_{ij}^{k+1} = x_{ij}^{k} + v_{ij}^{k} \quad (\text{پ-۲})$$

که در آنها x^k موقعیت ذرات در تکرار kام، v^k سرعت ذرات در تکرار kام، w وزن اینرسی، c_1 و c_2 پارامترهای ثابت الگوریتم، x_{pbest}^{k} بهترین موقعیت قبلی ذره تا تکرار kام، x_{gbest}^{k} بهترین موقعیت در میان کل ذرات تا تکرار kام و $rand$ یک متغیر تصادفی در بازه‌ی (۰,۱) می‌باشد.

مطابق این روابط، سرعت ذرات در هر تکرار بر اساس بهترین موقعیت قبلی آن‌ها و بهترین موقعیت کل اجتماع ذرات تعیین می‌شود. این مطلب در شکل (پ-۱) نمایش داده شده است.



شکل (پ- ۱): نحوه حرکت ذرات در الگوریتم PSO

زیرنویس‌ها

[۱] Power System Stabilizer

[۲] Automatic Voltage Regulator

[۳] Particle Swarm Optimization

[Downloaded from ieijqp.ir on 2025-07-05]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.2.0]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.16]

[۴] به علت مسائل امنیتی و ضوابط شرکت مدیریت شبکه برق ایران، نام نیروگاه و شبکه‌ی پیرامونی آن در این مقاله ذکر نشده‌اند.

[۵] Human Machine Interface

[۶] Modal Analysis

[۷] Conventional PSS

[Downloaded from ieijqp.ir on 2025-07-05]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1399.9.1.2.0]

[DOI: 10.29252/ieijqp.9.1.16]