شرکت مادر تخصصی تولید نیروی
برق حرارتی

شرکت مدیریت شبکه برق ایران
IGMC
IRAN GRID MANAGEMENT CO.

نظام‌نامه

تجهیزات کنترلی شبکه

تهیه و تنظیم:
معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه
مدیریت برنامه‌ریزی و مطالعات امنیت شبکه
شهریور ماه ۱۴۰۰

بسمه تعالی

نظام‌نامه

تجهیزات کنترلی شبکه

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

پیش‌گفتار ۱
فصل اول- اهداف و تعاریف ۴
۱ - ۱ - مقدمه ۵
۱ - ۲ - تعاریف ۶
فصل دوم-اطلاعات و امکانات مورد نیاز واحدهای تولیدی جدیدالاحداث ۸
۲ - ۱ - مقدمه ۹
۲ - ۲ -اطلاعات مورد نیاز و موارد تحویلی از طرف پیمانکار..... ۱۰
۲ -۲ -۱ -اطلاعات ژنراتور سنکرون و ترانسفورماتور واحد..... ۱۰
۲ -۲ -۲ - اطلاعات سیستم تحریک و پایدارساز سیستم قدرت (PSS) ۱۱
۲ -۲ -۳ -اطلاعات توربین- گاورنر ۱۲
۲ -۲ -۴ -موارد مشترک..... ۱۳
۲-۳-جمع‌بندی..... ۱۴
فصل سوم-الزامات تنظیم و قابلیت‌های مورد نیاز واحدهای نیروگاهی جدیدالاحداث ۱۷
۳ - ۱ -مقدمه ۱۸
۳ - ۲ -الزامات سیستم تحریک و PSS..... ۱۸
۳ - ۳ -الزامات توربین- گاورنر ۲۳
فصل چهارم- رویه اجرایی سیاست‌های اعتبارسنجی اطلاعات دینامیکی واحدهای تولیدی موجود ۲۹
۴ -۱- مقدمه..... ۳۰
۴ - ۲ - کاربرد ۳۰
۴ - ۳ - محدوده و دامنه ۳۰
۴ - ۴ - مسئولیت‌ها ۳۱
۴ -۴ -۱ -شرکت مدیریت شبکه برق ایران ۳۱
۴ -۴ -۲ -واحدهای نیروگاهی..... ۳۲

۴ – ۵ – انواع تست‌ها ۳۳
۴ –۵ –۱ – تست‌های شناسایی ۳۳
۴ –۵ –۲ – تست‌های صحت‌سنجی تناوبی ۳۴
۴ –۶ – اصول عمومی ۳۵
۴ –۷ – مدل قابل قبول ۳۷
۴ –۸ – زمان‌بندی ۳۷
۴ –۹ – نحوه گزارش‌دهی ۳۹
۴ –۱۰ – معافیت از انجام برخی تست‌ها ۳۹
۴ –۱۱ –تبعات عدم اجرا ۳۹
فصل پنجم– الزامات و رویه‌های تست ۴۱
۵ –۱ – الزامات انجام تست صحت‌سنجی ۴۲
۵ –۲ – الزامات گزارش تست صحت‌سنجی ۴۳
۵ – ۳ – شاخص قبول یا رد مدل و پارامترها در تست صحت‌سنجی ۴۴
۵ –۴ – رویه صحت‌سنجی مدل سیستم تحریک و PSS ۴۵
۵ –۵ – رویه صحت‌سنجی بخش توربین و گاورنر واحدهای نیروگاهی ۶۰
۵ –۵ –۱ –رویه کلی صحت‌سنجی ۶۰
۵ –۵ –۲ –رویه صحت‌سنجی واحدهای گازی V94.2 با گاورنر نوع زیمنس ۶۲
۵ –۵ –۳ –رویه صحت‌سنجی واحدهای گازی V94.2 با گاورنر نوع آنسالدو ۶۴
۶ –جمع‌بندی ۶۸
پیوست‌ها ۷۰
پیوست ۱ –تکمیل اطلاعات تجهیزات ۷۱
پیوست ۲– راهنمای انجام تست‌های شناسایی و اعتبارسنجی اطلاعات دینامیکی برای واحدهای تولیدی ۸۱
مراجع ۱۴۲

پیش‌گفتار

یکی از مأموریت‌های اصلی شرکت مدیریت شبکه برق ایران، تعیین و ابلاغ تنظیمات تأسیسات تولید و انتقال نیروی برق، راهبری و پایش شبکه و تعیین برنامه‌های لازم برای تأمین پایائی و امنیت شبکه برق کشور می‌باشد. تجدید ساختار صنعت برق و رقابتی شدن فضای تولید و عرضه در این شبکه گسترده، بهره‌برداری از آن را در مرزهای پایداری ناگزیر نموده است و لذا ضرورت ایجاد سازوکارهای جدید به منظور کنترل بهینه شبکه با سیستم‌ها و ابزارهای کنترلی جدید بیش از پیش احساس می‌شود به‌طوری که بتوان با استفاده از دانش و تکنولوژی‌های جدید سیستم‌های کنترلی، شبکه موجود را در زمان بروز حوادث به سرعت کنترل و به وضعیت عادی و پایدار برگرداند و به‌همین منظور این شرکت برنامه‌ریزی لازم را جهت نیل به این اهداف به‌عمل آورده است. در این راستا تدوین نظام‌نامه تجهیزات کنترلی نیروگاه‌ها به موازات سایر برنامه‌های موجود در دستور کار قرار گرفت و در مرحله اول با هدف شناسائی امکانات موجود تجهیزات نیروگاه‌های کشور، جمع‌آوری و مستند نمودن اطلاعات دقیق آنها به‌خصوص در رابطه با سیستم‌های کنترلی از سال ۹۳ شروع گردید.

در مراحل بعدی با توجه به دسته‌بندی اطلاعات موجود مدل‌های تجهیزات کنترلی نیروگاه‌ها و استانداردسازی آنها، مطالعات لازم انجام شده و سپس در جلسات منظم ماهیانه با حضور اساتید برجسته دانشگاهی، نمایندگان شرکت تولید نیروی برق حرارتی، گروه مپنا و مشاورین و متخصصان نیروگاهی به‌همراه مدیران و کارشناسان شرکت مدیریت شبکه در چارچوب "کمیته راهبری تجهیزات کنترل نیروگاهی" نسبت به تعیین قابلیت‌ها و الزامات مورد نیاز برای نیروگاه‌های جدیدالاحداث کشور اقدام گردید و چارچوب‌ها و سازوکارهای روند تعیین اطلاعات دینامیکی نیروگاه‌ها، مبادله و اعتبارسنجی آنها با استفاده از تست‌های مورد نیاز مشخص گردیده و در نهایت وظایف هر یک از سازمان‌ها و شرکت‌های مرتبط و مسؤول در این خصوص تبیین گردیده است. در تمام مراحل مذکور به‌منظور استانداردسازی و تعیین رویه‌های لازم جهت انجام تست تجهیزات کنترلی نیروگاه‌ها، تدوین الزامات فنی مورد نیاز بر اساس واقعیت‌های موجود مورد بررسی‌های دقیق کارشناسی قرار گرفته‌اند.

لازم به ذکر است که این سند توسط همکاران معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه – مدیریت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه تهیه گردیده و از پیشنهادات و نقطه‌نظرات اعضای کمیته راهبری تجهیزات کنترلی نیروگاه‌ها و دیگر همکاران مدعو در جلسات بحث و بررسی ماهیانه به شرح ذیل استفاده شده است:

دکتر مصطفی رجبی مشهدی	رئیس هیئت مدیره و مدیرعامل شرکت مدیریت شبکه برق ایران
دکتر داود فرخزاد	مدیرعامل سابق شرکت مدیریت شبکه برق ایران
مهندس اردشیر مذکوری	معاون برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه- شرکت مدیریت شبکه
مهندس حسین ایوب‌زاده	معاون سابق برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه- شرکت مدیریت شبکه
دکتر حمید لسانی	عضو هیأت علمی دانشگاه تهران
دکتر مصطفی پرنیانی	عضو هیأت علمی دانشگاه صنعتی شریف
دکتر مهدی کراری	عضو هیأت علمی دانشگاه صنعتی امیرکبیر
مهندس همایون ابطحی	مشاور مدیرعامل - بخش برق گروه مپنا
مهندس اسماعیل قیطولی	رئیس هیأت مدیره شرکت کنترل قدرت پارس
دکتر هاشم مرتضوی	مدیر عامل شرکت تولید نیروی برق خراسان
مهندس محمدزمان جلویان	مدیر عامل شرکت بهره برداری و تعمیرات نیروگاه صبا
دکتر مسعود نوری	معاون دفتر برنامه‌ریزی و بهره‌برداری تولید- شرکت تولید نیروی برق حرارتی
دکتر مهرداد عرب‌زاده	کارشناس برق- دفتر فنی تولید شرکت تولید نیروی برق حرارتی
مهندس مازیار جمشیدی	مدیر بهره‌برداری و کنترل سیستم- شرکت مدیریت شبکه
دکتر عادل محسنی	مدیر برنامه‌ریزی و مطالعات امنیت شبکه- شرکت مدیریت شبکه
دکتر مهدی صدقی	رئیس گروه مطالعات پایداری گذرا و دینامیکی- شرکت مدیریت شبکه
مهندس رامین دهقانی	کارشناس مسئول مطالعات پایداری فرکانسی- شرکت مدیریت شبکه
مهندس سارا توکلی	کارشناس مسئول نظارت بر عملکرد توربین گاورنر- شرکت مدیریت شبکه

در راستای نیل به اهداف پایداری شبکه سراسری برق کشور، اجرای کامل مفاد نظام‌نامه تجهیزات کنترلی توسط شرکت تولید نیروی برق حرارتی، کلیه شرکت‌های مدیریت تولید نیروی برق، نیروگاه‌ها، شرکت‌های سازنده مانند گروه مپنا و سایر شرکت‌های ذیربط مورد تأکید و انتظار می‌باشد. شرکت مدیریت شبکه برق ایران از همه صاحب‌نظران و متخصصین ذیربط که با در اختیار قرار دادن دانش فنی و وقت گرانب‌های خود در نگارش و تأیید این نظام‌نامه مشارکت نموده‌اند تشکر و قدردانی می‌نماید و انتظار دارد با همفکری و مشارکت بیشتر خود این شرکت را جهت به‌روزرسانی و تکمیل موارد در ویرایش‌های بعدی همراهی و مساعدت نمایند.

فصل اول

اهداف و تعاریف

۱ – اهداف و تعاریف

۱ – ۱ – مقدمه

مطالعات پایداری سیستم قدرت از جمله مطالعات پایداری گذرا، دینامیکی، فرکانسی و همچنین، تنظیم بهینه تجهیزات کنترلی مانند سیستم تحریک، پایدارساز سیستم قدرت[1] و گاورنر، نه تنها موجب ثبات و تداوم سرویس واحدهای نیروگاهی می‌شود، بلکه اهمیت فراوانی در حفظ و ارتقاء امنیت شبکه برق کشور دارد. جهت انجام این مطالعات لازم است اطلاعات مدل‌ها و پارامترهای تجهیزات کنترلی در کنار سایر مشخصات شبکه، به‌طور دقیق مشخص باشد به‌طوری که بتوان از آن‌ها برای مدل‌سازی شبکه استفاده نمود. از طرف دیگر، قابلیت‌های مربوط به واحدهای نیروگاهی و الزامات مورد نیاز آنها از منظر کنترلی و هماهنگی تنظیمات تجهیزات مذکور با تجهیزات حفاظتی، نقش مهمی در پایداری سیستم و جلوگیری از خاموشی‌های وسیع در شبکه دارد. بنابراین، همانند سایر کشورهای پیشرفته تدوین دستورالعملی جهت مشخص نمودن دقیق و شفاف اطلاعات، امکانات، قابلیت‌ها و الزامات کنترلی واحدهای نیروگاهی کشور مورد نیاز می‌باشد. این نظام‌نامه در راستای مذکور تهیه گردیده است و اهداف آن به شرح ذیل می‌باشد:

أ- استانداردسازی و تعیین دقیق اطلاعات و امکانات مورد نیاز مربوط به سیستم‌های کنترلی نیروگاه‌ها،

ب-تعیین قابلیت‌ها و الزامات تنظیمات کنترلی مورد نیاز برای نیروگاه‌های جدیدالاحداث،

ت-مشخص نمودن چارچوب‌ها و سازوکارهای روند تعیین اطلاعات، مبادله و اعتبارسنجی آنها،

ث-تعیین وظایف هر یک از سازمان‌ها و شرکت‌های مرتبط و مسؤول.

ساختار این نظام‌نامه به شرح زیر است:

[1] PSS

- تعاریف،
- اطلاعات و امکانات مورد نیاز واحدهای تولیدی جدیدالاحداث،
- الزامات تنظیم و قابلیت‌های مورد نیاز واحدهای نیروگاهی جدیدالاحداث،
- رویه اجرایی سیاست‌های اعتبارسنجی اطلاعات دینامیکی واحدهای تولیدی موجود،
- الزامات و رویه‌های تست.

اطلاعات، امکانات، الزامات تنظیم و قابلیت‌های مورد نیاز واحدهای نیروگاهی جدیدالاحداث می‌بایست منطبق بر موارد ذکر شده در فصل‌های ۲ و ۳ به‌روزترین نسخه نظام‌نامه در زمان عقد قرارداد احداث نیروگاه باشد. همچنین تمدید پروانه واحدهای موجود در شبکه در هر سال با توجه به الزامات ذکر شده در فصل ٤ به‌روزترین نسخه نظام‌نامه در آن سال انجام خواهد شد.

۱ – ۲ – تعاریف

تعریف برخی واژه‌های بکار برده شده در این نظام‌نامه به شرح زیر است:

أ- واحد تولیدی: واحدهای نیروگاهی که به شبکه سراسری برق کشور متصل‌اند.

ب-تست‌های شناسایی: شامل تست‌هایی است که موجب به دست آمدن مدل تجهیزات و مقادیر واقعی پارامترها در مدل‌های پیشنهادی می‌شوند.

ت-تست‌های اعتبارسنجی: تست‌هایی که منجر به تأیید یا رد صحت مدل و پارامترهای آن برای یک تجهیز و یا کل واحد تولیدی می‌شود.

ث-تست‌های پایه: شامل تست‌های شناسایی، اعتبارسنجی مدل و پارامترهای به‌دست آمده از تست‌های شناسایی می‌شوند.

ج- نیروگاه جدیدالاحداث: نیروگاهی که قرارداد احداث آن بعد از ابلاغ این نظام‌نامه منعقد گردد.

ح- کارفرما: سرمایه‌گذار نیروگاه‌های خصوصی، شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی در نیروگاه‌های حرارتی دولتی، شرکت مدیریت منابع آب در نیروگاه‌های برق‌آبی دولتی و شرکت مادر تخصصی تولید و توسعه انرژی اتمی در نیروگاه‌های اتمی

خ- پیمانکار: مجری بخش اصلی Power block

د- مدیریت شبکه: شرکت مدیریت شبکه برق ایران

ذ- ناظر: شرکت مدیریت شبکه برق ایران

ر- برق حرارتی: شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی

تبصره: با توجه به نوع قرارداد ساخت نیروگاه، نمایندگان شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی، مدیریت منابع آب، شرکت مادر تخصصی تولید و توسعه انرژی اتمی در فرآیند نظارت مشارکت خواهند داشت.

فصل دوم
اطلاعات و امکانات مورد نیاز
واحدهای تولیدی جدیدالاحداث

۲ – اطلاعات و امکانات مورد نیاز واحدهای تولیدی جدیدالاحداث

۲ – ۱ – مقدمه

انجام مطالعات پایداری گذرا، دینامیکی و فرکانسی شبکه برق کشور و همچنین، تنظیم بهینه تجهیزات کنترلی آن، اهمیت فراوانی در بررسی و حفظ امنیت شبکه دارد. جهت انجام این مطالعات لازم است اطلاعات مدل و پارامترهای تجهیزاتی از قبیل ژنراتور، ترانسفورماتور واحد، سیستم تحریک، پایدارساز سیستم قدرت[۲] و توربین- گاورنر واحدهای نیروگاهی در کنار سایر مشخصات شبکه به‌طور دقیق مشخص باشد به‌طوری که بتوان از آن‌ها برای مدل‌سازی شبکه در نرم‌افزار استفاده نمود. این فصل حاوی اطلاعات و امکانات مورد نیاز واحدهای جدیدالاحداث است که بایستی در اختیار کارفرما قرار گرفته و به تأیید مدیریت شبکه برسد. این فصل از نظام‌نامه پیمانکار را نسبت به کارفرما موظف می‌نماید که بر اساس آن نسبت به تحویل اطلاعات مزبور به کارفرما اقدام نموده و کارفرما نیز موظف می‌باشد تا موارد مطرح شده را بررسی نموده و جهت تأیید به مدیریت شبکه ارسال نماید.

پیمانکار موظف است اسناد و مدارک تحویلی به کارفرما را پس از نهایی شدن تنظیمات از طریق انجام آزمایش‌های مربوطه (به صورت یک مدل یکپارچه) صحت‌سنجی و نهایی کند. تست‌های صحت-سنجی می‌بایست طبق رویه‌های ارائه شده در فصل پنجم و در حضور نماینده/نمایندگان کارفرما و معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر امنیت شبکه مدیریت شبکه انجام گیرد. ضمناً لازم است تست‌های صحت‌سنجی فوق طی هماهنگی با مدیریت شبکه به صورت دوره‌ای هر ۵ سال یک بار توسط مالک نیروگاه انجام شوند.

2 PSS

معیار رد یا قبول صحت مدل‌ها و پارامترها با توجه به الزامات و شاخص‌های تأیید تست‌های صحت‌سنجی تعیین می‌گردد. در صورت عدم تأیید صحت اطلاعات، پیمانکار موظف است علت عدم اعتبار مدل و یا پارامترها را بررسی و مشخص کرده و اصلاحات لازم را بر روی مدارک جهت تطبیق با واحد مربوطه به‌عمل آورد. ضمناً لازم است گزارش اصلاحات و نتایج به‌دست آمده که باید صحت آنها مجدداً بررسی و تأیید گردد، حداکثر یک ماه بعد از نهایی‌سازی تنظیمات به کارفرما تحویل داده شود.

۲ – ۲ – اطلاعات مورد نیاز و موارد تحویلی از طرف پیمانکار

در این بخش، اطلاعاتی که نیاز است از طرف پیمانکار به کارفرما تحویل داده شود، ذکر شده‌اند. این اطلاعات در قالب سه بخش شامل بخش ژنراتور سنکرون و ترانسفورماتور واحد، بخش سیستم تحریک و PSS و همچنین، بخش توربین- گاورنر ارائه شده است. ضمناً موارد مشترک در قالب یک بخش جداگانه در بخش ۲-۲-٤ ذکر شده است.

۲-۲-۱ – اطلاعات ژنراتور سنکرون و ترانسفورماتور واحد

أ- منحنی قابلیت تولید و مصرف توان راکتیو در ولتاژ نامی و به ازای مقادیر مختلف دمای محیط ارائه گردد. ضمناً منحنی‌های مربوط به کنترل ژنراتور، محدود کننده‌ها و حفاظت‌های مورد نیاز نیز بر روی منحنی قابلیت تولید توان راکتیو ارائه شود.

ب- منحنی مدل اشباع ژنراتور (مشخصه مدار باز و اتصال کوتاه) یا جدول مربوط به آن‌ها ارائه گردد.

ت- ضروری است سایر اطلاعات ژنراتور و مشخصات ترانسفورماتور واحد نیز طبق آیتم‌های (۱) و (٦) پیوست شماره ۱ تکمیل و ارائه گردد.

تبصره ۱: لازم است تست‌های صحت‌سنجی پارامترهای محور (d) و ثابت‌اینرسی، در چارچوب تست‌های راه‌اندازی و قبل از اتصال نیروگاه به شبکه انجام شوند.

تبصره ۲: لازم است ترانسفورماتور واحد، به تپ‌چنجر تحت‌بار[3] جهت کنترل توان راکتیو مجهز باشد.

ث- ضروری است مقدار تزریق جریان اتصال کوتاه هر واحد نیروگاهی مشخص گردد.

تبصره: جریان اتصال کوتاه مقدار جریانی است که در هنگام خطای تکفاز به زمین و سه فاز در ترمینال ژنراتور توسط آن به سمت شینه LV جریان می‌یابد.

۲-۲-۲- اطلاعات سیستم تحریک و پایدارساز سیستم قدرت (PSS)

أ- ولتاژ و جریان تحریک در حالت بی باری و بار کامل ژنراتور مشخص شود.

ب- تست‌های Commissioning بر اساس استانداردهای IEEE و IEC در قرارداد پیمانکار گنجانده شده و در زمان راه‌اندازی تحویل مدیریت شبکه می‌شود. اطلاعات سیگنال‌های ثبت شده می‌بایست در قالب فایل اکسل تحویل گردد.

ت- مدل کنترلی واقعی سیستم تحریک (در صورت امکان برای هر بلوک) و PSS به همراه کلیه پارامترهای مربوط به آن‌ها پس از نهایی‌سازی توسط پیمانکار به کارفرما ارائه گردد.

3 On-load tap changer

ث- مدل کنترلی سیستم تحریک و PSS به صورت واقعی و حتی‌الامکان نزدیک به یکی از مدل‌های استاندارد IEEE Std 421.5 به‌همراه کلیه پارامترهای مربوط به آن از قبیل مقادیر بهره[4] ، ثوابت زمانی، محدودکننده‌ها و سایر پارامترهای مورد نیاز ارائه شود.

ج- لازم است امکان تزریق سیگنال سینوسی به PSS جهت انجام تست‌های صحت‌سنجی وجود داشته باشد.

ح- ضروری است سایر اطلاعات مربوط به سیستم تحریک و PSS نیز طبق بند ۳ پیوست ۱ تکمیل و ارائه گردد.

تبصره: مدل می‌بایست کاملاً رفتار واقعی واحد را شبیه‌سازی کند به‌گونه‌ای که با اعمال سیگنال ورودی یکسان به مدل و واحد، خروجی آن منطبق بر سیگنال خروجی واقعی (سیگنال ضبط شده واحد) باشد.

۲-۲-۳- اطلاعات توربین- گاورنر

أ- مدل یکپارچه توربین- گاورنر به‌صورت واقعی ارائه گردد که شامل حلقه کنترل فرکانس، حلقه کنترل بار، حلقه کنترل دما (محدودکننده‌های مربوطه) برای واحدهای گازی و در خصوص واحدهای بخار بایستی شامل مدل بویلر باشد. ضمناً مدل می‌بایست رفتار کاملاً واقعی واحد را شبیه‌سازی کند به‌گونه‌ای که با اعمال سیگنال ورودی یکسان به مدل و واحد، خروجی مدل منطبق بر سیگنال خروجی واقعی (سیگنال توان ضبط شده واحد) باشد.

ب-مدارک As Built شده تأیید کننده مدل، ارائه شده در بند (أ) دریافت گردد.

ت-توانایی مشارکت واحد در کنترل اولیه و ثانویه[5] فرکانس اعلام شود.

4 Gain

5 AGC

ث-ضروری است سایر اطلاعات مربوط به بخش توربین و گاورنر نیز طبق بند ٤ پیوست ۱ تکمیل و ارائه گردد.

ج- تست‌های Commissioning بر اساس استانداردهای IEEE و IEC در قرارداد پیمانکار گنجانده شده و در زمان راه‌اندازی تحویل مدیریت شبکه شود. اطلاعات سیگنال‌های ثبت شده می‌بایست در قالب فایل اکسل تحویل گردد.

۲-۲-۴-موارد مشترک

أ- پیمانکار باید کلیه نرم‌افزارها و سخت‌افزارهای لازم برای انجام اقدامات ذیل را در اختیار کارفرما قرار دهد:

- خواندن پارامترهای سیستم و عیب‌یابی[6]،
- تنظیم پارامترها،
- اعمال سیگنال ورودی به نقاط مختلف قابل امکان برای انجام تست،
- برداشت سیگنال‌های نرم‌افزاری با نرخ نمونه‌برداری مناسب (با توجه به رویه صحت‌سنجی مدیریت شبکه) برای تخمین پارامترها.

تبصره: موارد ذکر شده در خصوص نرم‌افزارها و سخت‌افزارها علاوه بر سیستم‌های کنترلی شامل تجهیزات زیر نیز می‌شود:

- ترانسدیوسرهای تابلوی اندازه‌گیری،
- رله‌های حفاظتی واحد و رله‌های تابلوی سنکرونایزینگ،
- رله‌های حفاظتی شین‌ها،

6 Trouble shooting

- کنتورها.

ب- لازم است فرآیند صحت‌سنجی سخت‌افزارها و نرم‌افزارهای تحویل داده شده به کارفرما (مطابق مفاد بند أ) و آخرین فایل پشتیبان توسط پیمانکار انجام شود.

ت- پیمانکار باید پرسنل نیروگاه را جهت انجام بندهای (أ) و (ب) آموزش دهد.

تبصره: لازم است اطلاعات ذکر شده که توسط پیمانکار به کارفرما تحویل داده می‌شود، از سوی کارفرما در اختیار مدیریت شبکه نیز قرار گیرد.

۲ – ۳ – جمع‌بندی

این فصل به بیان اطلاعات و موضوعات مورد نیاز نیروگاه‌های جدیدالاحداث پرداخته است که باید از سوی پیمانکار به کارفرما تحویل داده شود. این موارد در قالب چند بخش شامل اطلاعات ژنراتور سنکرون و ترانسفورماتور واحد، سیستم تحریک، PSS و توربین- گاورنر بیان شده است. موارد مشخص شده در این فصل برای انجام مطالعات پایداری شبکه برق کشور و تنظیمات تجهیزات کنترلی مورد نیاز بوده و نقش مهمی در افزایش امنیت شبکه دارد، لذا لازم است اطلاعات ذکر شده در اختیار مدیریت شبکه نیز قرار گیرد. لازم است کارفرما، پیمانکار و ناظر جدول (۲-۱) را با توجه به دستورالعمل‌های ذکر شده و موارد مطروحه تکمیل نموده و موارد نقص را مکتوب نمایند تا پس از آن به تأیید مدیریت شبکه برسد. در این زمینه، پیمانکار نسبت به کارفرما و کارفرما نسبت به مدیریت شبکه متعهد می‌باشند.

جدول ۲-۱- اطلاعات و تجهیزات مورد نیاز واحدهای تولید جدیدالاحداث

ناظر	کارفرما	پیمانکار/مشاور (سازنده نیروگاه)	موارد مطروحه در دستورالعمل
اطلاعات مربوط به ژنراتور سنکرون و ترانسفورماتور واحد			
			بند ۱
			بند ۲
			بند ۳
			بند ٤
اطلاعات مربوط به سیستم تحریک و پایدارساز سیستم قدرت			
			بند ۱
			بند ۲
			بند ۳
			بند ٤
			بند ۵
اطلاعات مربوط به توربین و گاورنر			
			بند ۱
			بند ۲
			بند ۳
			بند ٤

ناظر	کارفرما	پیمانکار/مشاور (سازنده نیروگاه)	موارد مطروحه در دستورالعمل
اطلاعات مشترک			
			بند ۱
			بند ۲
			بند ۳

فصل سوم
الزامات تنظیم و قابلیت‌های مورد نیاز واحدهای نیروگاهی جدیدالاحداث

۳ – الزامات تنظیم و قابلیت‌های مورد نیاز واحدهای نیروگاهی جدیدالاحداث

۳ – ۱ – مقدمه

علاوه بر ارائه اطلاعات و امکانات مورد نیاز جهت حفظ و بهبود پایداری سیستم، لازم است واحدهای نیروگاهی دارای قابلیت‌های لازم بوده و برخی الزامات نیز در تنظیم پارامترهای تجهیزات کنترلی در نظر گرفته شوند. این قابلیت‌ها و الزامات می‌بایست توسط سازنده لحاظ شوند و برای نیروگاه‌های جدیدالاحداث لازم‌الاجرا می‌باشند. این بخش به ارائه این قابلیت‌ها و الزامات می‌پردازد. این موارد شامل الزامات تنظیم و قابلیت‌های مورد نیاز نیروگاه‌های تجدیدپذیر نبوده و الزامات نیروگاه-های مذکور در دستورالعمل جداگانه‌ای ذکر می‌گردد.

۳ – ۲ – الزامات سیستم تحریک و PSS

أ. نوع اکسایتر مورد استفاده در سیستم تحریک با توجه به ملاحظات واحد می‌تواند به صورت استاتیک، AC یا DC تعیین گردد، لیکن ترجیحاً از سیستم‌های تحریک استاتیک استفاده شود.

ب.لازم است مدل سیستم تحریک از منظر طراحی مطابق یکی از مدل‌های استاندارد IEEE Std 421.5 یا نزدیک به آن باشد (به مدل استاندارد محدود نشود) لکن ترجیحاً مدل استاندارد باشد.

ت.پیاده‌سازی AVR باید به‌صورت نرم‌افزاری انجام گیرد و قابلیت تغییر پارامترها به‌صورت نرم‌افزاری فراهم گردد.

ث.سیستم تحریک باید به‌گونه‌ای طراحی شود که امکان بهره‌برداری از آن در هر دو حالت کاری «کنترل ولتاژ» و «کنترل توان راکتیو» میسر باشد.

ج. لازم است قابلیت‌های جبران‌سازی بار[۷] به شرح ذیل در سیستم تحریک موجود باشد:

- قابلیت کنترل ولتاژ و کنترل توان راکتیو در شین ژنراتور و شین فشار قوی،

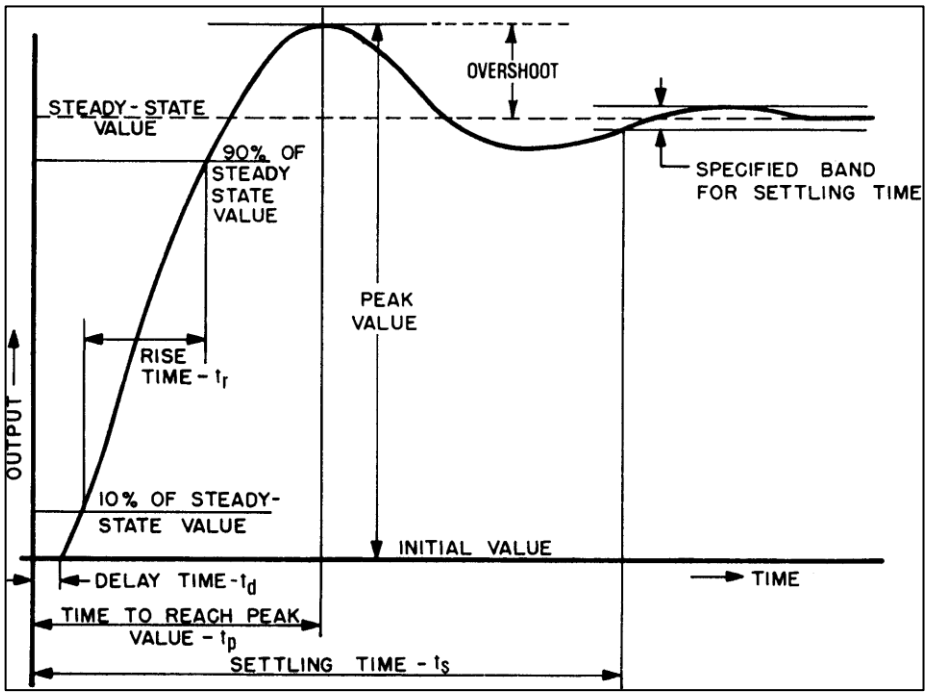
7 Load Compensation

- **قابلیت وارد کردن فیدبک سیگنال توان راکتیو به محل نقطه ولتاژ مرجع با بهره قابل تنظیم جهت جبران‌سازی توان راکتیو (دروپ توان راکتیو).**

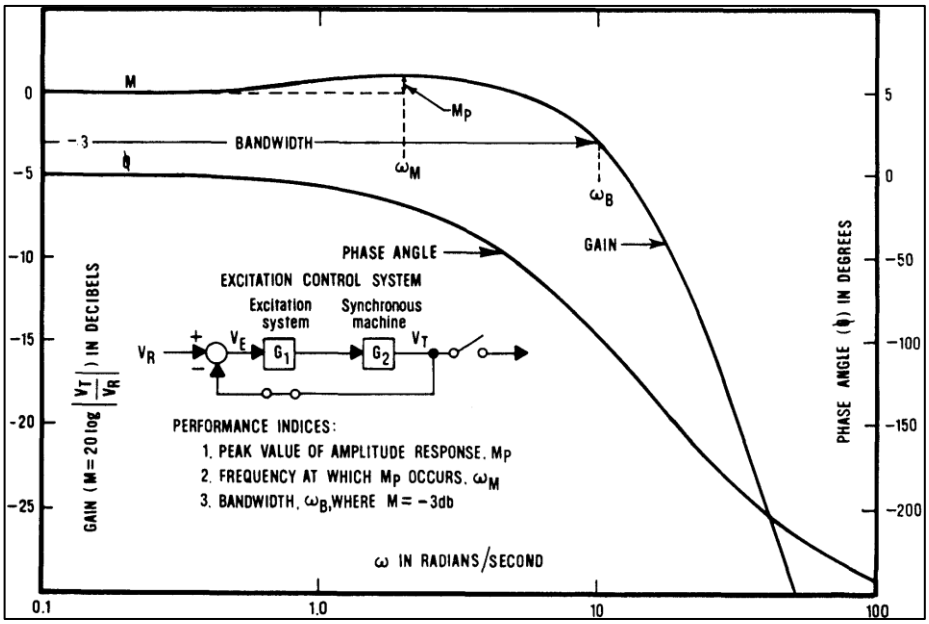
ح. امکان اعمال سیگنال اغتشاش پله با دامنه مناسب در محل ولتاژ مرجع یا مسیر فیدبک ولتاژ ژنراتور که وارد سیستم تحریک می‌شود، وجود داشته باشد. همچنین، امکان ثبت سیگنال‌های وارده به محل چندین نقطه میانی سیستم تحریک و خروجی PSS به منظور انجام تست‌های شناسایی و دوره‌ای صحت‌سنجی توسط ثبات میسر باشد.

خ. سیستم تحریک باید به‌گونه‌ای طراحی شود که پاسخ پله آن حداکثر دارای دو فراجهش بوده و دامنه اولین بالازدگی آن حداکثر ۱۵ درصد باشد.

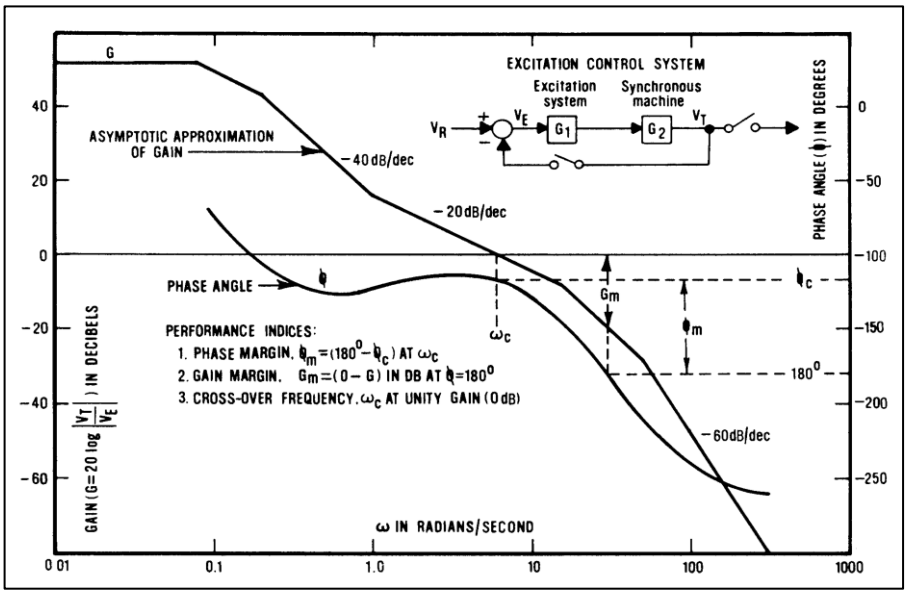
د. پارامترهای سیستم تحریک باید به‌گونه‌ای طراحی شوند که پاسخ‌های زمانی و فرکانسی آن در محدوده مجاز قرار داشته باشد. شکل‌های (۳-۱) تا (۳-۳) پاسخ زمانی مورد انتظار یک سیستم تحریک به ورودی پله و همچنین، پاسخ فرکانسی حلقه باز و حلقه بسته آن در حالت بی‌باری را نشان می‌دهند. با توجه به این شکل‌ها، محدوده مورد انتظار پاسخ‌های سیستم باید مطابق جداول (۳-۱) و (۳-۲) باشند.



شکل ۳-۱- پاسخ زمانی یک سیستم حلقه بسته نمونه به ورودی پله



شکل ۳-۲- پاسخ فرکانسی حلقه بسته یک سیستم نمونه در حالت ژنراتور بدون بار



شکل ۳-۳- پاسخ فرکانسی حلقه باز یک سیستم نمونه در حالت ژنراتور بدون بار

جدول ۳-۱- مقادیر مجاز شاخص‌های پاسخ سیستم تحریک در حالت مدار بسته

Performance index	Range of expected values
Gain margin	> = 6 dB
Phase margin	> = 40°
Overshoot	0 to 15%
Mp	1.1 to 1.6 (0.8 dB to 4 dB)
Damping ratio	> = 0.6

جدول ۳-۲- مقادیر مجاز شاخص‌های پاسخ سیستم تحریک در حالت مدار باز

Performance index	Range of expected values
Exitation system gain	30 pu to 800 pu
Gaine margin	2 dB to 20 dB
Phase margin	20° to 80°
Mp	1 to 4 (0 to 12dB)
Bandwidth	0.3 Hz to 12 Hz
Overshoot	0 to 80%
Rise time	0.1 s to 2.5 s
Settling time	0.2 s to 1 s
Damping ratio	0 to 1

ضمناً لازم است پارامترهای سیستم تحریک هر واحد، به طور هماهنگ با پارامترها و مشخصات سیستم تحریک سایر واحدهای نیروگاه تنظیم شوند به طوری‌که از نوسانات توان راکتیو بین واحدها در حین اغتشاشات جلوگیری شود.

ذ. سیستم تحریک می‌بایست دارای کلیه محدودکننده‌های لازم مطابق استاندارد IEEE 421.5 باشد به‌طوری که عملکرد ژنراتور در محدوده مجاز آن با توجه به منحنی قابلیت توان حقیقی/ راکتیو تضمین گردد.

ص. محدوده‌های مجاز عملکرد سیستم تحریک عموماً با توجه به قابلیت‌های ژنراتور که توسط سازنده اعلام می‌گردد تعیین و تنظیم می‌شوند، لیکن محدودکننده‌های تأخیری و آنی سیستم تحریک می‌بایست با تنظیمات حفاظتی کاملاً هماهنگ بوده و پیش از عملکرد سیستم حفاظت، نقطه عملکرد را به درستی محدود نمایند.

تبصره ۱: تنظیمات محدودکننده‌های سیستم تحریک نباید محافظه‌کارانه بوده و ضمناً نبایستی عملکرد سیستم را بیش از حد محدود سازند. ملاک عدم تنظیم محافظه‌کارانه محدودکننده‌ها، عملکرد و بهره‌برداری آزادانه سیستم در محدوده‌هایی است که توسط سازنده ژنراتور و در اسناد مربوط به آن، به عنوان نواحی مجاز بهره‌برداری اعلام شده‌اند.

تبصره ۲: جهت اعتبارسنجی الزام بند (ص)، لازم است تست "صحت‌سنجی عملکرد هماهنگ محدودکننده‌ها با تجهیزات حفاظتی (در شینه‌های HV، MV و LV نیروگاه)"، در زمان حضور Supervisor انجام گیرد و گزارش نتایج آن برای مدیریت شبکه ارسال گردد.

ض. اکسایتر و سیم‌پیچی روتور باید قادر به تحمل اضافه جریان‌های موقت، مطابق بندهای شماره ٤.٢.٣ و ٤.٢.٤ استاندارد IEEE Std. C50.13 در شرایط غیر عادی شبکه (مانند اتصال کوتاه) باشند.

ط. حداقل قابلیت‌های مورد نیاز PSS به شرح ذیل رعایت گردد:

- نوسانات توان با فرکانس بین ۰/۲ تا ۳ هرتز را میرا نماید.
- PSS حداقل دارای دو ورودی (توان و فرکانس/سرعت زاویه‌ای روتور) باشد.
- PSS دارای بلوک صافی[8] باشد.

ظ. توصیه می‌شود قابلیت استفاده از Adaptive PSS و فعال کردن آن در نظر گرفته شود.

ع. سیستم تحریک دارای قابلیت فعال کردن PSS چند کاناله مطابق مدل استاندارد PSS4C باشد به‌نحوی که بتوان آن را فعال نمود و پارامترهای آن را جهت تنظیم تغییر داد.

غ. تنظیمات PSS بایستی به‌نحوی باشد که برای فرکانس نوسانات یک هرتز حداقل دارای میرایی ۱۰٪ باشد.

ف. بهره PSS باید طوری تعیین شود که Gain Margin در محدوده (6dB,10dB) قرار داشته باشد.

ق. جهت تنظیم پارامترهای PSS و ارائه پارامترهای اولیه توسط سازنده، ضروری است اطلاعات نقطه اتصال نیروگاه به شبکه توسط مدیریت شبکه در اختیار سازنده قرار گیرد.

۳ – ۳ – الزامات توربین– گاورنر

أ. قابلیت دسترسی و ضبط سیگنال‌های میانی گاورنر، فرکانس مرجع، دور رتور یا فرکانس واقعی، توان مرجع و توان واقعی جهت مشاهده و ضبط این سیگنال‌ها با نرخ نمونه‌برداری نرم‌افزار گاورنر حداقل به میزان ۱۰ هرتز وجود داشته باشد.

ب.امکان دسترسی به محل‌هایی جهت اعمال سیگنال اغتشاش فرکانسی و پله توانی یا تغییر پله‌ای مرجع فرکانس و توان وجود داشته باشد.

ت.قابلیت ضبط سیگنال‌های فرکانس و توان اکتیو و ارسال آن به مدیریت شبکه در واحدهای نیروگاهی موجود باشد.

8 Washout

ث.قابلیت ضبط سیگنال‌های فرکانس و توان اکتیو در حوادث فرکانسی شبکه با نرخ نمونه‌برداری حداقل ۱۰ هرتز به صورت سنکرون و امکان نگهداری آن به مدت حداقل یک ماه از زمان بروز حادثه وجود داشته باشد.

تبصره – حادثه فرکانسی به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

"حادثه‌ای در شبکه که در آن فرکانس شبکه، بیشتر از Δf نسبت به فرکانس ۵۰ هرتز منحرف می‌شود. Δf در هر دوره زمانی توسط مدیریت شبکه تعیین می‌گردد"

ج. دسترسی به تنظیمات پارامترهای گاورنر به‌منظور خواندن و نوشتن (باز تنظیم پارامترها) وجود داشته و بازه مجاز تنظیمات از طرف شرکت سازنده ارائه گردد.

ح. همه واحدهای نیروگاهی بایستی قابلیت مشارکت در کنترل اولیه فرکانس به وسیله گاورنر با مشخصه افتی سرعت (دروپ) را داشته باشند.

خ. واحدهای نیروگاهی با ظرفیت نامی ۵۰ مگاوات و بیشتر بایستی امکان مشارکت در کنترل ثانویه فرکانس با قابلیت کنترل تولید از راه دور خودکار [۹] را داشته باشند.

د. واحدهای گازی و برق‌آبی بایستی قابلیت لازم به منظور راه‌اندازی سریع در کمتر از ده دقیقه و استفاده به عنوان ذخیره غیرگردان در حالت آماده استارت را داشته باشند.

ذ. واحدها باید توانایی حفظ تولید تغییر یافته در اثر عملکرد گاورنر را حداقل تا ۱۵ دقیقه پس از وقوع حادثه فرکانسی و قبل از ورود به محدوده باند راکد و متناسب با انحراف فرکانس داشته باشند.

تبصره: واحدهای بخار سیکل ترکیبی با توجه به قابلیت فنی آنها از این بند مستثنی می‌باشند.

ر. نوع سوخت مصرفی نباید محدودیتی در مشارکت در کنترل اولیه فرکانس ایجاد نماید و واحدها باید قابلیت مشارکت در کنترل اولیه فرکانس را در شرایط مصرف هر یک از سوخت‌های قابل استفاده داشته باشند.

9 AGC

ز. واحدها باید در کل بازه P_{min} تا P_{max} قابلیت مشارکت در کنترل اولیه فرکانس را داشته باشند.

تبصره ۱: در واحدهای آبی، نواحی ممنوعه که در آن قابلیت تولید ندارند از این امر مستثنی هستند.

تبصره ۲: P_{min} و P_{max} به ترتیب حداقل و حداکثر توان قابل تولید واحد می‌باشند.

س. واحدهای حرارتی باید قابلیت مشارکت در کنترل فرکانس در هر گونه شرایط محیطی همچون گرم و یا سرد شدن محیط، وزش باد و آلودگی هوا (گرد و غبار و گازهای آلاینده) را داشته باشند.

ش. واحدهای نیروگاهی بایستی قابلیت محاسبه و ارسال ساعتی مقدار دقیق حداکثر توان قابل تولید واحد را به مدیریت شبکه داشته باشند.

ص. واحدهای نیروگاهی بایستی قابلیت حفظ ذخیره کنترل اولیه فرکانس اعلامی توسط مدیریت شبکه در هر لحظه را به‌طور خودکار و به‌صورت نرم‌افزاری داشته باشند.

ض. واکنش سیستم گاورنر واحدهای نیروگاهی به انحراف بیشتر از باند راکد فرکانس شبکه باید بدون تاخیر باشد.

ط. توان تولیدی واحد در هنگام مشارکت در کنترل اولیه فرکانس نباید بیش از ۲۰٪ دامنه پاسخ نوسان داشته باشد.

ظ. کنترل ثانویه فرکانس بایستی مستقل از کنترل اولیه فرکانس بوده و بتواند هم‌زمان با آن انجام گیرد.

ع. واحدهای نیروگاهی باید قابلیت ارسال سیگنال وضعیت فعال/ غیرفعال بودن مشارکت در کنترل فرکانس را به سامانه اسکادای مدیریت شبکه داشته باشند.

غ. نیروگاه‌ها باید عملکرد، مشخصات فنی و تنظیمات مورد نیاز برای مشارکت در کنترل فرکانس را مطابق بندهای زیر داشته باشند.

تبصره: مقادیر ذکر شده در این بخش، الزامات مربوط به قابلیت تنظیمات و عملکرد واحدهای تولیدی در کنترل فرکانس می‌باشد. الزامات مربوط به بهره برداری واحدها در زمان مشارکت در

کنترل فرکانس و تنظیمات این پارامترها با توجه به به‌روزترین دستورالعمل کنترل فرکانس خواهد بود.

غ.۱. قابلیت مشارکت واحدهای بخار

- **دروپ بایستی قابلیت تنظیم حداقل ۳٪ را داشته باشد.**
- **باند راکد بایستی قابلیت تنظیم حداقل ۰/۰۲ هرتز را داشته باشد.**
- **حداقل نرخ بارگیری در حالت کنترل فرکانس باید مینیمم مقادیر (۱۰ درصد توان نامی واحد بر دقیقه و ۲۰ مگاوات بر دقیقه) باشد.**

غ.۲. قابلیت مشارکت واحدهای گازی و سیکل ترکیبی (گازی و بخاری)

- **دروپ واحدهای گازی (سیکل باز و بسته) بایستی قابلیت تنظیم حداقل ۲٪ را داشته باشد.**
- **باند راکد واحدهای گازی (سیکل باز و بسته) بایستی قابلیت تنظیم حداقل ۱۰ میلی هرتز را داشته باشد.**
- **حداقل نرخ بارگیری واحدهای گازی (سیکل باز و بسته) در حالت کنترل فرکانس باید مینیمم مقادیر (۲۰ درصد توان نامی واحد بر دقیقه و ۳۰ مگاوات بر دقیقه) باشد.**
- **واحدهای بخار نیروگاه‌های سیکل ترکیبی باید قابلیت مشارکت مستقل از واحدهای گازی با حداقل دروپ ٤٪ در کنترل اولیه فرکانس را داشته باشند.**
- **واحدهای گازی نیروگاه‌های سیکل ترکیبی باید قابلیت مشارکت در کنترل اولیه فرکانس در حالت دو بویلر، تک بویلر و بدون بویلر را بدون هیچ محدودیتی داشته باشند.**

غ.۳. قابلیت مشارکت واحدهای برق‌آبی

- **دروپ بایستی قابلیت تنظیم حداقل ۲٪ را داشته باشد.**
- **باند راکد بایستی قابلیت تنظیم حداقل صفر هرتز را داشته باشد.**

- **حداقل نرخ بارگیری در حالت کنترل فرکانس باید مینیمم مقادیر (۲۵ درصد توان نامی واحد بر دقیقه و ۵۰ مگاوات بر دقیقه) باشد.**
- **نیروگاه‌های برق‌آبی باید قابلیت حفظ توان تولیدی واحد در مقدار بار پایه (کمینه تولید در مدت زمان محدود) را حداقل به مدت ۵ دقیقه داشته باشند.**
- **نیروگاه‌های برق‌آبی در صورت دارا بودن کنترل سامانه جوینت کنترل، بایستی قابلیت تغییر لاجیک و تنظیمات پارامترهای آن را داشته باشند.**
- **واحدهای برق‌آبی مجهز به Joint Control باید قابلیت کارکرد به صورت کنترل یکپارچه وهمچنین تحت سیستم گاورنر با مشخصه افتی سرعت(کنترل اولیه فرکانس) را به صورت غیرهمزمان داشته باشند؛ به طوریکه در صورت نقص در هر یک از این سامانه‌ها، قابلیت کنترل فرکانس واحد حفظ گردد.**

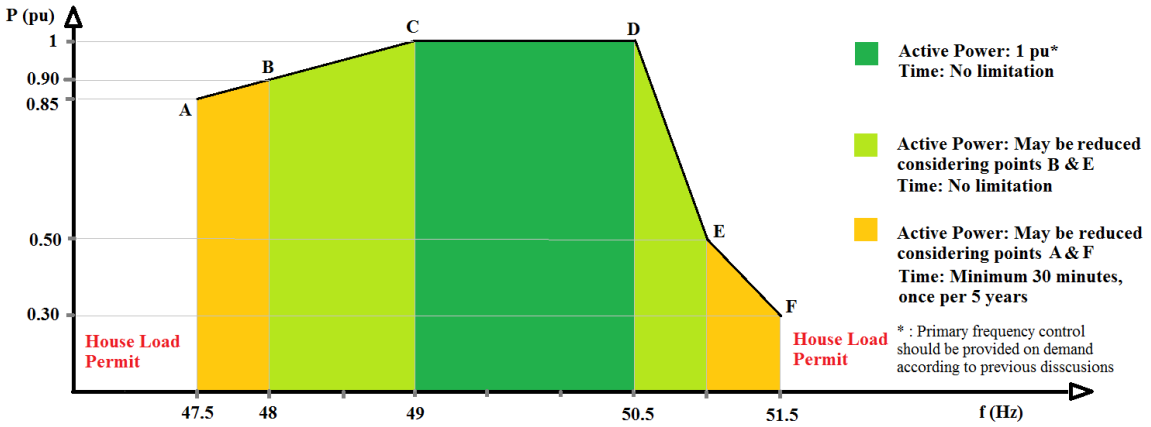
غ.٤. قابلیت مشارکت واحدهای اتمی

- **دروپ بایستی قابلیت تنظیم حداقل ٤٪ را داشته باشد.**
- **باند راکد بایستی قابلیت تنظیم حداقل ۰/۰٤ هرتز را داشته باشد.**
- **حداقل نرخ بارگیری در حالت کنترل فرکانس باید مینیمم مقادیر (۱۰ درصد توان نامی واحد بر دقیقه و ۵۰ مگاوات بر دقیقه) باشد.**

ف. بازه‌های مجاز بهره‌برداری واحدهای نیروگاهی به جز نیروگاه‌های اتمی و همچنین نیروگاه‌های اتمی بر حسب زمان به ازای تغییرات فرکانس شبکه به ترتیب به صورت جدول ۱ و شکل ۱ می‌باشد:

جدول ۳-۳- بازه‌های مجاز بهره‌برداری واحدهای نیروگاهی (به جز نیروگاه‌های اتمی) بر حسب زمان به ازای تغییرات فرکانس شبکه

F <۴۷/۵	۴۷/۵ < F <۴۸	۴۸ < F <۴۹	۴۹ < F <۵۱	۵۱ < F <۵۱/۵	۵۱/۵ < F
واحد در وضعیت بار خانگی قرار گیرد.	حداقل ۳۰ دقیقه متصل به شبکه	حداقل ۹۰ دقیقه متصل به شبکه	متصل بدون محدودیت زمانی	حداقل ۹۰ دقیقه متصل به شبکه	واحد در وضعیت بار خانگی قرار گیرد.



شکل ۳-٤- بازه‌های مجاز بهره‌برداری واحدهای نیروگاهی اتمی بر حسب زمان به ازای تغییرات فرکانس شبکه

فصل چهارم

رویه اجرایی سیاست‌های اعتبارسنجی اطلاعات دینامیکی واحدهای تولیدی موجود

۴ – رویه اجرایی سیاست‌های اعتبارسنجی اطلاعات دینامیکی واحدهای تولیدی موجود

۴ – ۱ – مقدمه

حفظ امنیت و پایداری شبکه از وظایف اصلی کلیه ذی‌نفعان صنعت برق می‌باشد. این مسئله بدون اطلاع از مشخصات کلیه تجهیزات شبکه محقق نمی‌گردد. اطلاعات دینامیکی نیروگاه‌ها یکی از تاثیرگذارترین موارد در این موضوع می‌باشد که باید توسط مالک نیروگاه در اختیار شرکت مدیریت شبکه برق ایران قرار گیرد. هدف از تدوین این بخش از نظام‌نامه، تبیین و تشریح الزامات اجرایی سیاست‌های فرآیند اعتبارسنجی اطلاعات دینامیکی واحدهای تولیدی و تعیین وظایف بخش‌های مختلف است. این سیاست‌ها شامل اجرای تست‌های شناسایی و اعتبارسنجی اطلاعات دینامیکی واحدهای مذکور توسط مالکین واحدهای تولیدی و نظارت مدیریت شبکه می‌باشد. این سند، نوع دقیق تست‌ها را مشخص نمی‌کند و لذا هر واحد نیروگاهی متعهد است که تست‌های مناسب را برای به دست آوردن اطلاعات دقیق و کامل تجهیزات خود انجام دهد.

۴ – ۲ – کاربرد

اجرای صحیح و کامل این رویه توسط واحدهای تولیدی و مدیریت شبکه موجب به دست آمدن یک مدل کامل و دقیق از شبکه برای انجام انواع مطالعات شبکه و به تبع آن سبب تحلیل دقیق حوادث، ارائه تنظیمات جدید و راهکارهای مناسب جهت افزایش پایداری و امنیت شبکه خواهد شد. انجام مطالعات کاربردی بدون در دست داشتن این اطلاعات میسر نبوده و نیاز به این اطلاعات کاملاً ضروری است.

۴ – ۳ – محدوده و دامنه

کلیه موارد و بندهای این فصل، برای واحدهای تولیدی شبکه برق ایران که یکی از شرایط ذیل را دارند، لازم‌الاجرا می‌باشد:

الف) تک واحدهای تولید نیروگاهی با توان نامی بالاتر از ۵۰ مگاوات،

ب) واحدهای نیروگاهی با توان نامی کل بالاتر از ۱۰۰ مگاوات.

تبصره: رویه‌ی مربوط به نیروگاه‌های بادی، خورشیدی، دیزلی و مقیاس کوچک در دستورالعمل-های جداگانه‌ای اعلام خواهد شد.

۴ – ۴ – مسئولیت‌ها

۴ –۴ –۱ – شرکت مدیریت شبکه برق ایران

أ. مسئولیت نظارت بر اجرای موارد ذکر شده در این بخش و بررسی اطلاعات ارسالی از سوی واحدهای نیروگاهی پس از تأیید کارشناسان ذیربط، بر عهده مدیریت شبکه می‌باشد.

ب. وظیفه ارائه یک فرمت مشترک برای ارسال اطلاعات از سوی واحدها بر عهده مدیریت شبکه می‌باشد.

ت. مدیریت شبکه مکلف است که در صورت نیاز، دوره‌ها و سمینارهای آموزشی مورد نیاز در خصوص این نظام‌نامه را با هماهنگی سندیکای شرکت‌های تولید کننده برق برای نمایندگان واحدهای تولیدی برگزار کند.

ث. مدیریت شبکه موظف است که یک فایل جامع شامل آخرین مدل‌ها و پارامترهای ارسالی تایید شده را ایجاد و نگهداری نماید.

ج. مدیریت شبکه یک لیست به‌روز شده از شرکت‌ها و دانشگاه‌هایی که توانایی انجام تست‌های شناسایی و اعتبارسنجی را دارند، معرفی نماید.

ح. مدیریت شبکه در صورت نیاز می‌تواند از اغتشاشاتی که در شبکه رخ می‌دهد، برای اعتبارسنجی مدل و پارامترهای ارائه شده توسط نیروگاه‌ها استفاده کند.

خ. مدیریت شبکه موظف است کمیته‌ای تحت عنوان کمیته اعتبارسنجی مدل و پارامترها تشکیل دهد تا وظایف تعیین شده برای این شرکت در اجرای این نظام‌نامه را بر عهده گیرد. همچنین، اعضای این کمیته را برای انجام این کار آموزش داده و با برگزاری دوره‌های خاص آنها را به اهمیت موضوع و لزوم دقت کافی در زمان اجرای کار آشنا نماید. این افراد باید این توانایی را داشته باشند که در موارد ضروری در محل انجام تست‌ها حضور یابند و بر اجرای صحیح آن نظارت داشته باشند.

۴-۴-۲- واحدهای نیروگاهی

أ. مالک واحدهای نیروگاهی مسئول رعایت کلیه موارد ذکر شده در این نظام‌نامه و دستوالعمل‌های مرتبط بر اساس اعلام مدیریت شبکه می‌باشند.

ب. مسئولیت اجرای کلیه تست‌های شناسایی و اعتبارسنجی بر عهده مالک واحدهای نیروگاهی می باشد. واحدهای مذکور می‌توانند کلیه این امور را به یکی از شرکت‌های معتبر که قادر به انجام دقیق و کامل این تست‌ها هستند، واگذار کرده و خود بر صحت اجرای آن نظارت داشته باشند. این شرکت‌ها باید صلاحیت و تجربه کافی را داشته باشند.

ت. بعد از مشخص شدن رویه نهایی انجام تست توسط مالک واحدهای نیروگاهی، این رویه حداقل دو هفته قبل از اجرا باید به تأیید مدیریت شبکه برسد. وظیفه اجرای هماهنگی‌های لازم برای انجام تست‌ها و دریافت مجوز خروج احتمالی واحدها از شبکه بر عهده مالک واحدهای نیروگاهی است.

ث. تهیه و ارسال گزارش‌های فنی به مدیریت شبکه و مسئولیت صحت و کفایت گزارش‌ها و تست‌های انجام شده به همراه پارامترهای تخمین زده شده بر عهده مالک واحدهای تولید

نیروگاهی می‌با شد. در صورت رد شدن مدل و پارامترهای ارائه شده و یا وجود نواقص در اطلاعات مذکور، مدیریت شبکه این موضوع را به اطلاع مالک واحد نیروگاهی می‌رساند.

۴ – ۵ – انواع تست‌ها

برای اطلاعات فنی در مورد انواع تست‌ها و نحوه اجرای آن به سند منتشر شده از سوی شرکت مدیریت تحت عنوان "راهنمای انجام تست‌های شناسایی و اعتبارسنجی اطلاعات دینامیکی برای واحدهای تولیدی" و رویه انجام تست‌ها (فصل پنجم) مراجعه شود. به طور کلی این تست‌ها به دو دسته به شرح ذیل تقسیم می‌شوند:

۴ –۵ –۱ – تست‌های شناسایی

تست‌های شناسایی شامل تست‌هایی می‌شود که انجام آن‌ها برای هر واحد فقط یک‌بار ضرورت دارد، مگر آن‌که تغییر عمده‌ای در تجهیزات واحد (مانند تغییر سیم‌پیچی ژنراتور، تعویض سیستم تحریک و غیره) رخ دهد. در این صورت، تست‌های شناسایی در مورد آن تجهیز می‌بایست تکرار شود. این تست‌ها شامل تست‌های شناسایی و اعتبارسنجی اولیه پارامترهای ژنراتور سنکرون، سیستم تحریک، سیستم توربین- گاورنر، پایدارساز سیستم قدرت[10] و سیستم جوینت کنترل در واحدهای آبی می‌باشد. همچنین، تست اعتبارسنجی کل واحد با در نظر گرفتن همه کنترل‌کننده‌ها می‌بایست انجام شود. ضمناً تست‌های شناسایی در صورت در اختیار نداشتن مدل و یا پارامترهای آن و یا در صورت مناسب نبودن نتایج در تست اعتبارسنجی اولیه انجام می‌شوند.

تبصره ۱: مدیریت شبکه می‌تواند هر زمان که اختلاف قابل ملاحظه‌ای بین مدارک ارسال شده توسط واحدهای تولید نیروگاهی که از طریق تست‌های شناسایی استخراج شده باشند و اطلاعات ضبط شده

10 PSS

از اغتشاشات شبکه مشاهده نماید، تکرار تست‌های شناسایی را درخواست نماید که در این صورت، واحد تولیدی ملزم به اجرای آن می‌باشد.

تبصره ۲: اعتبارسنجی تست‌های شناسایی در بخش توربین- گاورنر برای بلوک‌های سیکل‌ترکیبی به‌صورت مجموعه کامل (واحدهای گاز و بخار بلوک به‌صورت توأم) انجام شود.

۴-۵-۲- تست‌های صحت‌سنجی تناوبی

تست‌های صحت‌سنجی تناوبی شامل تست‌هایی است که انجام آن‌ها پس از هر تعمیر اساسی واحد تولیدی (و یا حداکثر هر ۵ سال یک بار) می‌بایست تکرار شود. این تست‌ها عبارتند از:

أ. تست اعتبارسنجی کلی هر واحد با در نظر گرفتن مدل یکپارچه واحد و اعمال ورودی پله مناسب به ولتاژ مرجع، توان مرجع و فرکانس/سرعت مرجع، تغییر تپ در نقطه کار نامی و یا نزدیک به نقطه کار نامی و یا رویه مورد تایید مدیریت شبکه انجام می‌شود،

ب. تست قابلیت توان تولید توان راکتیو (منحنی تولید در صفحه P-Q از نظر دما)،

ت. تست درست عمل کردن سیستم کنترل حفاظتی فوق تحریک، زیرتحریک و ولت به هرتز (درصورت وجود)،

ث. تست درست عمل کردن حلقه‌های کنترلی دما در گاورنر نیروگاه‌های گازی.

تبصره ۱: مدیریت شبکه می‌تواند هر زمان که اختلاف قابل ملاحظه‌ای بین مدارک ارسال شده توسط واحدهای تولیدی استخراج شده از طریق تست‌های صحت‌سنجی تناوبی و اطلاعات ضبط شده از اغتشاشات شبکه، مشاهده نماید، تکرار تست‌های صحت‌سنجی تناوبی را زودتر از تاریخ مقرر درخواست کند که در این صورت، واحد تولیدی ملزم به اجرای آن است.

تبصره ۲: اعتبارسنجی تست‌های شناسایی در بخش توربین- گاورنر برای بلوک‌های سیکل‌ترکیبی به صورت مجموعه کامل (واحدهای گاز و بخار بلوک به‌صورت توأم) انجام شود.

۴ – ۶ – اصول عمومی

أ. اجرای تست‌های بند ٤-٥ این نظام‌نامه، برای نیروگاه‌هایی که شرایط بند ٤-٣ را دارند، اجباری است.

ب. تکرار تست‌های شناسایی تنها در صورتی نیاز است که مدیریت شبکه مدل‌های ارائه شده را قابل قبول نداند. انجام تست‌های صحت‌سنجی تناوبی حداقل هر ۵ سال یک بار اجباری است.

ت.بر اساس مفاد این نظام‌نامه، واحدهای نیروگاهی موظف هستند که یک مدل تأیید شده از ژنراتور، سیستم تحریک، سیستم توربین- گاورنر و پایدار ساز سیستم قدرت را به مدیریت شبکه ارائه نمایند. مدل‌های ارائه شده از سیستم تحریک، سیستم توربین- گاورنر و پایدارساز سیستم قدرت باید منطبق بر مدل واقعی واحد و همچنین، مطابق با یکی از مدل‌های استاندارد مورد تایید مدیریت شبکه باشد. در شرایط خاص، به‌خصوص در مورد نیروگاه‌های قدیمی یا در خصوص مدل‌های بخش توربین- گاورنر، ارائه مدلی خارج از لیست مدل‌های تأیید شده با استناد به اسناد و مدارک معتبر امکان‌پذیر بوده که این امر باید به تأیید مدیریت شبکه برسد. صحت این مدل‌ها باید با تست‌های اعتبارسنجی تأیید شده باشند. وظیفه تعیین و پیشنهاد یک مدل استاندارد برای سیستم‌های تحریک، سیستم‌های توربین- گاورنر و پایدارساز سیستم قدرت بر عهده واحدهای تولیدی می‌باشد.

ث.ارسال اطلاعات فنی نیروگاه‌ها از طرف واحدهای تولیدی نیروگاه‌ها مورد تاکید می‌باشد. اطلاعات مذکور، حداقل اطلاعات مورد نیاز برای انجام مطالعات پایداری و امنیت شبکه برق است.

ج. انجام تست‌های شناسایی برای واحدهای کاملاً مشابه در یک نیروگاه ضروری نبوده و انجام آن برای یک واحد کافی می‌باشد، اما تست اعتبارسنجی باید برای کلیه واحدها صورت پذیرد. در تست اعتبارسنجی فرض بر این است که مدل و پارامترهای بخش‌های مختلف سایر واحدها مشابه واحد شناسایی شده می‌باشد. چنانچه در تست اعتبارسنجی مشخص گردد که یک یا چند بخش از یک واحد، مشابه واحد شناسایی شده نمی‌باشد، ضروری است تست شناسایی برای بخش دارای مغایرت انجام شود.

تبصره: در صورتی که ادعا شود در یک نیروگاه برخی واحدها کاملاً مشابه هستند، اسناد و مدارک برای تأیید این ادعا می‌بایست ارائه گردد. دو واحد مشابه باید در یک نیروگاه واقع شده باشند و از توان نامی، تنظیمات و قطعات مشابه برخوردار باشند.

ح. محدودیتی در انتخاب نوع تست‌های شناسایی و اعتبارسنجی برای واحدهای تولیدی وجود ندارد. پیشنهاد می‌شود که از روش‌های معرفی شده توسط مدیریت شبکه استفاده شود، اما اگر به دلیلی در یک نیروگاه امکان اجرای این تست‌ها وجود نداشته باشد، واحد تولیدی باید از روش های دیگری استفاده کند. در این صورت، اطلاعات فنی شامل نحوه اجرای تست و به دست آوردن مدل و پارامترهای آن، باید قبل از اجرای تست همراه با گزارش ذیربط به مدیریت شبکه ارائه گردد و مورد تأیید این شرکت قرار گیرد.

خ. انجام تست‌های اعتبارسنجی پارامترهای محور قائم و همچنین، پارامترهای زیرگذرا برای ژنراتورها لزومی ندارد. اما در صورت موجود بودن سنسور اندازه‌گیری زاویه بار توصیه می‌شود که این تست‌ها نیز انجام شوند.

د. برای نیروگاه‌هایی که با چندین نوع سوخت کار می‌کنند، مدل ارائه شده باید به نحوی باشد که تأثیر نوع سوخت مصرفی نیروگاه را نیز در نظر گرفته باشد.

۴ – ۷ – مدل قابل قبول

معیار قابل قبول بودن اطلاعات دینامیکی شامل مدل و پارامترهای آن، این است که خطای نتایج شبیه‌سازی مدل و پارامتر پیشنهادی و مقادیر واقعی اندازه‌گیری شده در حین تست در حوزه زمان، در محدوده ۵٪± قرار داشته باشد. معیار خطا به شکل زیر تعریف می‌شود:

$$SI = \frac{\sum_{i=1}^{n} |y_i - \hat{y}_i|}{n \times (y_{max} - y_{min})} \times 100 \qquad (۱-٤)$$

در رابطه بالا y خروجی اندازه‌گیری شده، $\hat{y}$ خروجی مدل شبیه‌سازی شده، n تعداد نمونه‌های ثبت شده و y_{min} و y_{max} به ترتیب مقادیر حداقل و حداکثر سیگنال اندازه‌گیری شده در بازه بررسی هستند.

همچنین، باید مقدار درصد فراجهش/فروجهش، ضریب میرایی، زمان خیز و سکون و مقدار ماندگار حداکثر پنج درصد خطا داشته باشد.

۴ – ۸ – زمان‌بندی

أ. واحدهای تولیدی جدید باید حداکثر در مدت ٦ ماه پس از اتصال به شبکه، اطلاعات کامل تجهیزات خود را که از طریق انجام تست‌های شناسایی مورد تایید قرار گرفته است برای مدیریت شبکه ارسال کنند. در طی این مدت، واحدهای تولیدی موظف هستند که بهترین مدل از تجهیزات خود شامل اسناد کارخانه تولیدکننده تجهیزات را در اختیار مدیریت شبکه قرار دهند.

ب. تست‌های صحت سنجی تناوبی بر ا ساس زمان‌بندی اعلام شده انجام و نتایج به مدیریت شبکه ارسال گردد.

ت. واحدهای تولیدی قدیمی نیز که پس از ایجاد یک تغییر کلی در تجهیزات خود (برای مثال تعویض سیستم تحریک) و یا تغییر مقادیر تنظیمی کنترل‌کننده‌ها دوباره به شبکه متصل می‌شوند ٦ ماه

فرصت دارند تا اطلاعات کامل تجهیزات خود شامل نتایج تست‌های اعتبارسنجی مدل‌ها را برای مدیریت شبکه ارسال کنند. در طی این مدت، واحد تولیدی موظف است که بهترین مدل تجهیزات موجود شامل اسناد کارخانه تولیدکننده تجهیزات را در اختیار مدیریت شبکه قرار دهد.

ث. پس از دریافت گزارش تست‌ها و اطلاعات دینامیکی، مدیریت شبکه ۳ ماه فرصت دارد که مدل‌های ارائه شده و پارامترهای آن را مورد بررسی قرار داده و نتیجه را به واحد تولیدی اعلام کند. در صورت رد مدل و یا پارامترهای آن از سوی شرکت مدیریت شبکه، دلایل فنی رد مدل باید به طور کامل قید گردد.

ج. اگر مدل و پارامترهای ارائه شده، توسط مدیریت شبکه رد شود، در صورتی که اصلاح این مدل به انجام تست‌های دیگری نیاز داشته باشد، واحد تولیدی ۳ ماه فرصت دارد تا مدل اصلاح شده را ارائه نماید. اگر اصلاح مدل به انجام تست نیاز نداشته باشد، این زمان به یک ماه کاهش می یابد. تشخیص نیاز به انجام تست بر عهده مدیریت شبکه می‌باشد.

ح. مدیریت شبکه می‌تواند در هر زمان با ذکر دلایل کافی به واحدهای تولیدی اعلام کند که مدل‌ها و یا پارامترهای ارائه شده دیگر قابل استفاده نمی‌باشد و یا با رخدادهای ضبط شده همخوانی ندارد و نیاز به انجام و یا تکرار تست‌هایی برای اصلاح مدل‌ها وجود دارد. در این صورت واحد تولیدی ٤ ماه فرصت دارد به‌صورت کتبی اصلاحات مورد نظر را برای بهبود مدل همراه با نتایج تست‌های جدید ارائه دهد. اگر اصلاح مدل به انجام تست نیاز نداشته باشد، این زمان به یک ماه کاهش می‌یابد. تشخیص نیاز به انجام تست بر عهده مدیریت شبکه می‌باشد.

۴ – ۹ – نحوه گزارش‌دهی

أ. اطلاعات فنی واحدها پس از انجام تـ ستها و گزارش حا صل از تـ ستها می‌بایـ ست در فرمت خا صی که مدیریت شبکه ارائه می‌کند، ار سال گردد. ار سال هر گونه اطلاعات بدون ا سناد و مدارک تأیید کننده آن فاقد اعتبار است.

ب.ا سناد ار سالی برای تست‌های شنا سایی باید مطابق شرایط و الزامات تعیین شده تو سط مدیریت شبکه باشند.

ت.اندازه‌گیری‌های انجام شده در تست‌ها می‌بایست به صورت دیجیتال و با هم سنکرون باشند.

۴ – ۱۰ – معافیت از انجام برخی تست‌ها

أ. واحدهای تولیدی می‌توانند درخوا ست خود برای معاف شدن از انجام برخی تست‌ها را همراه با دلایل فنی به مدیریت شبکه ار سال نمایند. مدیریت شبکه بر ا ساس دلایل ذکر شده اعلام نظر می‌نماید.

ب.مدیریت شبکه ۳ ماه فر صت دارد تا به درخوا ست معافیت واحدها پا سخ دهد. در صورت رد درخواست، مدیریت شبکه موظف است که دلایل خود را برای رد درخواست واحد تولیدی ارائه دهد.

ت.درخواست واحد تولیدی باید شامل دلایل فنی عدم امکان انجام تست در شرایط فعلی و یا فواید احتمالی انجام ندادن تست برای واحد تولیدی و شبکه باشد.

۴ – ۱۱ – تبعات عدم اجرا

مدیریت شبکه می‌تواند در صورت عدم اجرای فصل ٤ این نظام‌نامه یا بخشی از آن توسط واحدهای تولیدی، در مورد تمدید پروانه تولید نیروگاه مطابق ضوابط موجود تجدیدنظر نماید.

همچنین، در خصوص واحدهای جدیدالاحداث، عدم صدور مجوز اتصال به شبکه و یا عدم عقد قرارداد خرید برق قابل اجرا خواهد بود.

فصل پنجم
الزامات و رویه‌های تست

۵ – الزامات و شاخص‌های تأیید تست‌های صحت‌سنجی

۵ – ۱ – الزامات انجام تست صحت‌سنجی

در فرآیند تست صحت‌سنجی لازم است موارد زیر در نظر گرفته شده و مدارک موجود پس از لحاظ شدن این موارد ارسال گردد. لازم به ذکر است که بررسی مدارک پس از تکمیل الزامات ذیل انجام خواهد شد:

أ. ارسال فایل الکترونیکی گزارش تست صحت‌سنجی (در قالب فایل word یا pdf)،

ب. ارسال مدارک نیروگاهی استفاده شده در روند تست،

ت. ارسال مدل یکپارچه حلقه بسته صحت‌سنجی شده واحد شامل توربین- گاورنر، سیستم تحریک و PSS، مدل واقعی ژنراتور، ترانسفورماتور واحد و مدل سمت فشار قوی شبکه در نرم‌افزار MATLAB و یا DIgSILENT،

ث. ارسال سیگنال‌های ضبط شده هنگام تست شامل سیگنال‌های خام و سیگنال‌های نویزگیری شده و پریونیت شده با تعیین محل برداشت سیگنال روی مدل،

ج. اعلام روش نویزگیری سیگنال‌ها،

ح. اعلام تپ ترانس واحد در زمان انجام تست،

خ. اعلام نرخ نمونه‌برداری از سیگنال‌ها،

د. در بخش توربین و گاورنر نرخ نمونه‌برداری حداقل ۱۰ هرتز،

ذ. در بخش سیستم تحریک و PSS،

۱) برای سیگنال‌های غیرسینوسی: بین ۳۰۰ تا ۱۰۰۰ هرتز،

۲) برای سیگنال‌های سینوسی: حداقل ٤۰۰ هرتز.

۵ – ۲ – الزامات گزارش تست صحت‌سنجی

أ. کلیه سیگنال‌های نشان داده شده در شکل‌های گزارش باید بر حسب پریونیت یا واحد واقعی، با عنوان مشخص و عنوان محورهای مشخص در گزارش ارائه شوند. نحوه پریونیت کردن سیگنال‌ها نیز باید به طور شفاف در گزارش درج شود.

ب. کلیه داده‌های ارسالی (سیگنال‌های به دست آمده در تست‌ها) بر حسب پریونیت یا واحد واقعی، در قالب فایل‌های اکسل و داخل یک پوشه جداگانه ارائه شود. نیاز است این پوشه با عنوان "سیگنال‌های ثبت شده" نامگذاری شده و یک فایل توضیحات در مورد داده‌های مربوطه داخل این پوشه قرار داشته باشد.

ت. در مجموعه داده‌های ارسالی (سیگنال‌های به دست آمده در تست‌ها) داده‌هایی که در گزارش (شکل‌ها و ...) از آن‌ها استفاده شده است به صورت کامل در متن گزارش نیز ارائه شوند. داده‌های مربوط به هر تست و هر شکل مشخص شود) به‌گونه‌ای که بتوان به‌راحتی آنها را از بین داده‌های ارسالی پیدا کرد.

ث. مدل استخراج شده یکپارچه نهایی (یک مدل)، پارامترهای آن (در قالب یک جدول) و نتایج صحت‌سنجی کامل آن در فصل جداگانه‌ای در انتهای گزارش و با توضیح کافی ارائه شود.

ج. فایل‌های شبیه‌سازی مدل یکپارچه نهایی (در قالب فایل MATLAB/Simulink با فرمت mdl، یا در قالب فایل DIgSILENT با فرمت pfd) مربوط به صحت‌سنجی‌های ذکر شده در بند قبل در پوشه‌ای جداگانه ارائه شود (برای هر تست صحت‌سنجی یک فایل). ضروری است این پوشه با عنوان "فایل‌های شبیه‌سازی" نامگذاری شده و یک فایل توضیحات در قالب pdf در خصوص مشخصات فایل‌های مربوطه و نحوه اجرای آنها ایجاد شده باشد.

ح. تست‌ها و شبیه‌سازی‌های انجام شده در فرآیند صحت‌سنجی کاملاً تشریح شوند، نوع و محل تزریق سیگنال خارجی یا اغتشاش (تحریک کننده) در متن گزارش ارائه شود. جهت تکمیل بندهای (الف) و (ب)، یک فایل توضیحی در مورد اینکه شکل‌های مذکور مربوط به کدام تست‌ها می‌باشند، ارائه گردد.

خ. در فایل‌های شبیه‌سازی ارسالی بایستی شرایط واقعی تست حاکم باشد. به عنوان مثال، سیگنال تزریقی بیرونی ثبت شده در تست‌ها، بایستی در فایل‌های شبیه‌سازی نیز استفاده شده و از تزریق سیگنال‌های دیگر پرهیز شود.

د. در بخش توربین- گاورنر، فقط سیگنال‌های فرکانس (مرجع و شبکه) و توان (مرجع و خروجی واحد)، به عنوان ورودی در مدل یکپارچه نهایی قرار داده شوند. به عنوان مثال، ورودی‌هایی مثل دما و فشار به عنوان ورودی سیستم در نظر گرفته نشوند و تنها در صورت ثابت بودن مقدار آن‌ها، می‌توانند به عنوان ورودی ثابت در مدل نهایی در نظر گرفته شوند.

۵ – ۳ – شاخص قبول یا رد مدل و پارامترها در تست صحت‌سنجی

مقدار خطای بین سیگنال‌های شبیه‌سازی شده و اندازه‌گیری شده باید بر اساس رابطه زیر در گزارش محاسبه و ذکر گردد:

$$SI = 100 * \frac{\sum_1^N |y_i - \hat{y}_i|}{N * (y_{max} - y_{min})} \qquad (۱-۵)$$

y_i: نمونه i ام از سیگنال اندازه‌گیری شده،

$\hat{y}_i$: نمونه i ام از سیگنال شبیه‌سازی شده،

y_{max}: مقدار ماکزیمم سیگنال y،

y_{min} : مقدار مینیمم سیگنال y ،

N : تعداد کل نمونه‌های اندازه‌گیری شده.

مقدار خطای SI فوق می‌بایست برای سیگنال‌های ولتاژ تحریک، ولتاژ ژنراتور و توان راکتیو در بخش سیستم تحریک، برای سیگنال خروجی PSS در بخش PSS و برای سیگنال‌های توان اکتیو و خروجی گاورنر (یا یک سیگنال میانی دیگر در صورت عدم دسترسی به این سیگنال) در بخش توربین-گاورنر محاسبه شوند. این مقدار جهت تأیید مدل و پارامترها نباید بیشتر از ۵ درصد باشد. علاوه بر مقدار خطای فوق، خطای نسبی ذیل برای مقدار فراجهش، مقدار حالت ماندگار و زمان خیز سیگنال-های شبیه‌سازی شده و اندازه‌گیری شده نیز باید محاسبه شده و کمتر از ۵ درصد باشد:

$$\text{Error} = 100 * \left|\frac{y-\hat{y}}{y}\right| \qquad (۲-۵)$$

y : مقدار فراجهش، مقدار حالت ماندگار و زمان خیز سیگنال‌های اندازه‌گیری شده.

$\hat{y}$: مقدار فراجهش، مقدار حالت ماندگار و زمان خیز سیگنال‌های شبیه‌سازی شده..

۵ – ۴ – رویه صحت‌سنجی مدل سیستم تحریک و PSS

به‌منظور صحت‌سنجی مدل کنترلی سیستم تحریک، لازم است از تست‌های سیگنال کوچک استفاده شود. این تست‌ها می‌توانند به دو صورت انجام شوند:

أ. از یک اغتشاش داخلی برای این کار استفاده می‌شود:

۱) نقاط قابل اندازه‌گیری در سیستم تحریک مشخص شوند. (این اندازه‌گیری ترجیحاً از نوع ولتاژی باشد)

۲) برای جلوگیری از تریپ احتمالی واحد حین اتصال دستگاه اندازه‌گیری، ممکن است نیاز باشد واحد از مدار خارج شود. لازم به ذکر است که لزوم خروج واحد به نوع سیگنال‌ها و مشخصات دستگاه اندازه‌گیری بستگی دارد و عموماً نیازی به خروج واحد نیست.

۳) دستگاه اندازه‌گیری و ثبت سیگنال‌ها به نقاط مشخص شده متصل گردد.

٤) واحد مجدداً در مدار قرار گیرد و به شبکه وصل شود.

۵) واحد در بار نامی یا نزدیک به آن قرار گیرد.

٦) شروع ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در ادامه این بخش (نکات ۱۱ به بعد).

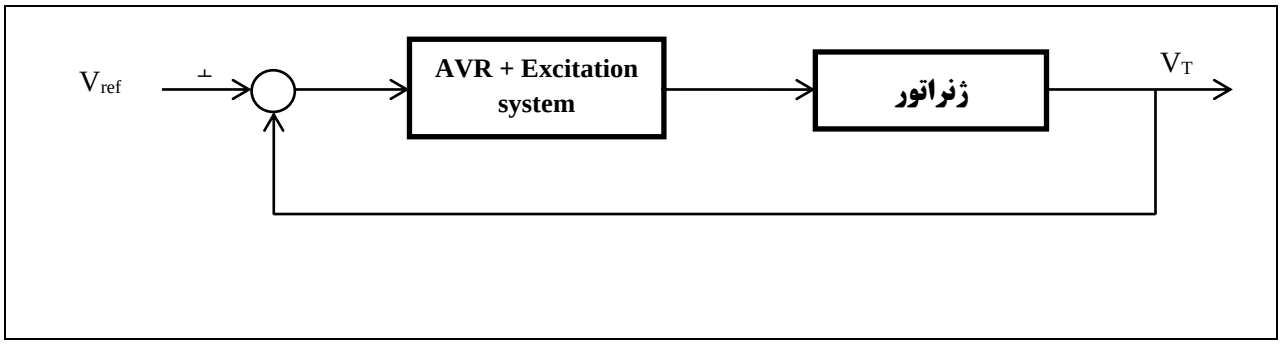
۷) یک پله ۲٪ تا ۳٪ را بر روی ولتاژ مرجع اعمال نمود. برای این کار می‌توان مقدار سیگنال V_{ref} را به صورت پله *افزایشی* بین ۲٪ تا ۳٪ تغییر داد. شکل (۵-۱) بلوک دیاگرام سیستم کنترلی ژنراتور را نمایش می‌دهد.

۸) رسیدن واحد به حالت پایدار (سیگنال‌ها حتماً به حالت ماندگار برسند.)

۹) اعمال یک پله ۲٪ تا ۳٪ دیگر در جهت معکوس گام شماره ۷ (در جهت *کاهشی*)

۱۰) رسیدن واحد به حالت پایدار (سیگنال‌ها حتماً به حالت ماندگار برسند.)

۱۱) پایان ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در ادامه این بخش (نکات ۱۱ به بعد).



شکل ۵-۱- بلوک دیاگرام حلقه بسته سیستم تحریک به همراه ژنراتور

متد مذکور، روش مناسبی برای صحت‌سنجی مدل به دست آمده می‌باشد. اما در صورتی که نتوان سیگنال اغتشاش را به صورت داخلی بر روی ولتاژ مرجع V_{ref} اعمال نمود، لازم است اغتشاش به‌صورت یک سیگنال بیرونی اعمال شود. این روش در قسمت بعد توضیح داده می‌شود.

ب. از تغییر تپ ترانسفورماتور استفاده می‌شود:

۱) نقاط قابل اندازه‌گیری در سیستم تحریک مشخص شوند. این اندازه‌گیری ترجیحاً از نوع ولتاژی باشد،

۲) برای جلوگیری از تریپ احتمالی واحد حین اتصال دستگاه اندازه‌گیری، احتمال خروج واحد از مدار وجود دارد. لزوم خروج واحد به نوع سیگنال‌ها و مشخصات دستگاه اندازه‌گیری بستگی دارد و عموماً نیازی به خروج واحد نیست،

۳) دستگاه اندازه‌گیری و ثبت سیگنال‌ها به نقاط مشخص شده متصل گردد،

٤) واحد مجدداً در مدار قرار گرفته و به شبکه وصل شود،

۵) واحد در بار نامی یا نزدیک به آن قرار گیرد،

٦) شروع ضبط تمامی سیگنال‌هایی که ذکر خواهد شد،

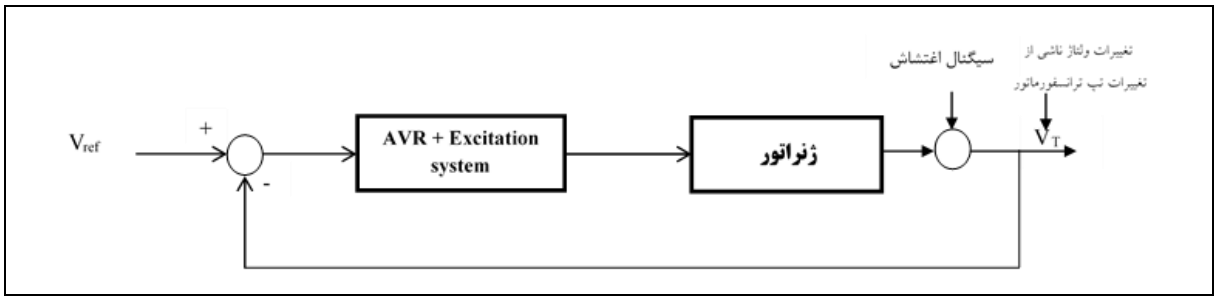
۷) تغییر تپ ترانسفورماتور واحد (در جهت *افزایشی*) برای اعمال اغتشاش. (در این حالت برای صحت سنجی مدل به دست آمده می‌توان تغییرات تپ ترانسفورماتور را به شکل زیر مدل کرد.)

۸) رسیدن واحد به حالت پایدار (سیگنال‌ها حتماً به حالت ماندگار برسند)،

۹) تغییر تپ ترانسفورماتور واحد (در جهت *کاهشی*) برای اعمال اغتشاش،

۱۰) رسیدن واحد به حالت پایدار به‌طوری‌که سیگنال‌ها به حالت ماندگار برسند،

۱۱) پایان ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در ادامه این بخش (نکات ۱۱ به بعد).



شکل ۵-۲- محل تزریق سیگنال اغتشاش به هنگام تغییر تپ ترانسفورماتور برای مدل شبیه‌سازی شده

در حین انجام آزمایش، لازم است مقادیر زیر نیز به‌طور هم‌زمان اندازه‌گیری و ثبت شوند:

۱- سیگنال مرجع ولتاژ V_{ref}،

۲- تغییرات توان اکتیو ژنراتور،

۳- تغییرات توان راکتیو ژنراتور،

٤- تغییرات ولتاژ سمت HV ترانسفورماتور واحد (مقادیر پریونیت شده مؤثر) یا تغییرات مقدار جریان استاتور،

۵- مقدار سینوسی یا یکسوشده‌ی ولتاژ ترمینال ژنراتور،

٦- تغییرات فرکانس (فقط در صورتی‌که سیگنال فرکانس جزو ورودی‌های PSS باشد)،

۷- سیگنال خروجی PSS (فقط در زمان فعال بودن PSS).

لازم است واحد واقعی کلیه سیگنال‌های فوق مشخص شده و ارسال گردد. به‌طور مثال، ولتاژ ژنراتور بر حسب کیلوولت و توان اکتیو و راکتیو به‌ترتیب بر حسب مگاوات و مگاوار مشخص باشند.

تبصره ۱: در واحدهایی که سیگنال خروجی PSS قابل اندازه‌گیری و ثبت نیست، لازم است تست صحت‌سنجی به شرح ذیل نیز انجام گیرد:

۱) نقاط قابل اندازه‌گیری در سیستم تحریک و ژنراتور مشخص شوند. این اندازه‌گیری ترجیحاً از نوع ولتاژی باشد،

۲) برای جلوگیری از تریپ احتمالی واحد حین اتصال دستگاه اندازه‌گیری، امکان خروج واحد از مدار وجود دارد. لزوم خروج واحد به نوع سیگنال‌ها و مشخصات دستگاه اندازه‌گیری بستگی دارد و عموماً نیازی به خروج واحد نیست،

۳) دستگاه اندازه‌گیری و ثبت سیگنال‌ها به نقاط مشخص شده متصل گردد،

٤) واحد مجدداً در مدار قرار گرفته و به شبکه وصل شود،

۵) واحد در بار نامی یا نزدیک به آن قرار گیرد،

٦) شروع ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در ادامه این بخش (نکات ۱۱ به بعد).

۷) کاهش توان اکتیو واحد به صورت پله‌ای یا رمپ با شیب بالا (حداقل با دامنه ۸ مگاوات)،

۸) رسیدن واحد به حالت پایدار (سیگنال‌ها حتماً به حالت ماندگار برسند.)

۹) افزایش توان اکتیو واحد به صورت پله‌ای یا رمپ با شیب بالا (حداقل با دامنه ۸ مگاوات)،

۱۰) رسیدن واحد به حالت پایدار (سیگنال‌ها به حالت ماندگار برسند)،

۱۱) پایان ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در ادامه این بخش (نکات ۱۱ به بعد).

تبصره ۲: معیار شیب و دامنه اغتشاش در آزمایش فوق، فعال شدن PSS است به‌طوری که تأثیر PSS بر ولتاژ تحریک یا توان اکتیو قابل ملاحظه باشد.

تبصره ۳: در حین انجام این آزمایش، لازم است مقادیر زیر نیز به طور هم‌زمان اندازه‌گیری و ثبت شوند:

۱) مقدار مرجع ولتاژ V_{ref}،

۲) تغییرات توان اکتیو ژنراتور،

۳) تغییرات توان راکتیو ژنراتور،

٤) تغییرات فرکانس فقط در صورتی‌که سیگنال فرکانس جزو ورودی‌های PSS باشد،

۵) تغییرات ولتاژ سمت HV ترانسفورماتور واحد (مقادیر پریونیت شده مؤثر) یا تغییرات مقدار جریان استاتور،

٦) مقدار سینوسی یا یکسوشده‌ی ولتاژ ترمینال ژنراتور،

۷) ولتاژ تحریک یا ولتاژ تحریک اکسایتر در سیستم‌های تحریک AC بدون جاروبک.

لازم است واحد واقعی کلیه سیگنال‌های فوق مشخص شده و ارسال گردد. به‌طور مثال، ولتاژ ژنراتور باید بر حسب کیلوولت و توان اکتیو و راکتیو به‌ترتیب باید بر حسب مگاوات و مگاوار مشخص باشند.

نکته ۱. در صورتی که بتوان نقاط میانی سیستم را اندازه‌گیری کرد می‌توان به نتایج دقیق‌تری دست یافت. به عنوان مثال در صورتی که بتوان سیگنال خروجی سیستم تحریک را مانیتور نمود می‌توان این سیگنال را با سیگنال شبیه‌سازی شده مقایسه و صحت مدل را بررسی نمود. علاوه بر این، در صورت امکان مانیتورینگ سیگنال خطا و خروجی کنترل‌کننده PI (یا جبران‌ساز پس‌فاز-پیش‌فاز)، می‌توان مستقیماً بلوک دیاگرام AVR را شناسایی کرد. به همین ترتیب، با اندازه‌گیری و ثبت ورودی و خروجی اکسایتر (در صورت امکان)، می‌توان بلوک اکسایتر را نیز شناسایی نمود. بنابراین، افزایش تعداد نقاط اندازه‌گیری و ثبت سیگنال‌ها، تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر دقت و بهبود صحت‌سنجی دارد.

نکته ۲. در مورد تپ ترانس، موارد زیر در نظر گرفته می‌شوند:

- در صورتی که از تغییر V_{ref} برای انجام تست استفاده می‌شود، موقعیت تپ ترانسفورماتور در زمان انجام تست ثبت شود.
- در صورتی که از تغییر تپ برای اجرای تست استفاده می‌شود، لازم است مقدار اولیه و ثانویه تپ نیز ثبت گردد.

لازم به ذکر است که در تمامی موارد اعمال اغتشاش، لازم است زمان اعمال این تغییرات ثبت شود.

نکته ۳. در صورت وجود پایدارساز سیستم قدرت[11] ، انجام تست در دو مرحله صورت می‌گیرد:

- **مرحله اول: ایجاد اغتشاش پله (یا تغییر تپ) و اندازه‌گیری سیگنال‌ها بدون فعال بودن PSS**
- **مرحله دوم: ایجاد اغتشاش پله (یا تغییر تپ) و اندازه‌گیری سیگنال‌ها در حالی‌که PSS فعال است.**

در مرحله‌ای که PSS فعال است، سیگنال خروجی PSS نیز اندازه‌گیری و ثبت می‌شود. در ضمن، سیگنال خروجی Washout و طبقات پس‌فاز- پیش‌فاز در صورت امکان، اندازه‌گیری و ثبت شوند.

نکته ٤. نرخ نمونه‌برداری مناسب برای اندازه‌گیری و ثبت سیگنال‌ها به صورت زیر است:

- **برای سیگنال‌های غیرسینوسی: بین ۳۰۰ تا ۱۰۰۰ هرتز**
- **برای سیگنال‌های سینوسی: حداقل ٤۰۰ هرتز**

نکته ٥. در صورت امکان، هر دو نوع اغتشاش (تغییر مقدار مرجع ولتاژ و تغییر تپ) به‌طور جداگانه اعمال شوند و اطلاعات سیگنال‌ها در این دو نوع تست ارسال گردد. انجام هر دو نوع تست، میزان دقت و موفقیت روند صحت‌سنجی را افزایش می‌دهد.

نکته ٦. انجام تست‌های فوق در ۳ نقطه کاری زیر صورت گیرد:

- **در حالی‌که توان اکتیو ژنراتور در $\frac{1}{3}$ توان نامی خود قرار دارد.**
- **در حالی‌که توان اکتیو ژنراتور در $\frac{2}{3}$ توان نامی خود قرار دارد.**
- **در حالی‌که توان اکتیو ژنراتور در مقدار نامی خود یا نزدیک به آن قرار دارد.**

11 PSS

نکته ۷. در صورتی‌که پارامترهای سیستم تحریک و PSS قابل قرائت باشند، لازم است تصاویر مربوط به آنها (مثلاً در قالب فایل‌های JPEG) به همراه نتایج تست ارسال گردد یا از لیست پارامترها (مثلاً در قالب یک فایل Text)، Export گرفته شود و به‌صورت پیوست ارسال گردد.

نکته ۸. ضروری است در کنار نتایج ارسالی، یک فایل حاوی شرایطی که آزمایش‌ها در آن انجام شده‌اند نیز ارسال شود به‌طوری که توضیحات لازم برای آزمایش‌ها در آن ذکر شده باشد. همچنین، نیاز است سیگنال‌های ارسالی به صورت پریونیت شده بوده و مقادیر پایه که برای پریونیت کردن هر سیگنال استفاده شده است نیز ارسال گردد.

نکته ۹. اطلاعات سیگنال‌های ثبت شده در قالب فایل Excel (xlsx) یا Notepad (text) ارسال شوند، به‌طوری که محل ثبت سیگنال‌ها در ابتدای ستون مربوط به هر سیگنال مشخص شده باشد.

نکته ۱۰: در صورتی که اکسایتر از نوع AC بدون جاروبک باشد، ضروری است به جای اندازه-گیری و ثبت سیگنال ولتاژ تحریک (که قابل اندازه‌گیری نیست)، سیگنال ولتاژ تحریک مربوط به اکسایتر AC اندازه‌گیری و با نرخ نمونه‌برداری ذکر شده در نکته ٤ ثبت شود.

نکته ۱۱. در سیستم تحریک ASIRobicon اندازه‌گیری و ثبت سیگنال‌های زیر می‌تواند به صحت‌سنجی پارامترها کمک کند:

- **ولتاژ اندازه‌گیری شده استاتور یا همان ولتاژ فیدبک (vm_fbk = vm_val)،**
- **سیگنال خطای ورودی به بلوک تنظیم کننده ولتاژ (در صورتی که بتوان سیگنال vm_set را ذخیره نمود می‌توان سیگنال خطا را حساب کرد.)،**
- **خروجی کارت کنترل ولتاژ یا ورودی کارت کانورتر (سیگنال vm_out)،**
- **خروجی کارت کانورتر،**
- **سیگنال تحریک ورودی به ژنراتور،**

- سیگنال ورودی و خروجی PSS سیگنال (pss_v).

نکته ۱۲. در سیستم تحریک (SYMADYN) SIEMENS اندازه‌گیری و ثبت سیگنال‌های زیر می‌تواند به صحت‌سنجی پارامترها کمک کند:

- خروجی کنترل‌کننده PI که همان سیگنال ورودی به SIMOREG می‌باشد (سیگنال UF_SOLL)،
- ورودی کنترل کننده PI (سیگنال Y_DELT_U)،
- سیگنال خروجی SIMOREG،
- سیگنال خروجی PSS (Y_PDG_KP).

نکته ۱۳. در سیستم تحریک (THYRIPOL) SIEMENS اندازه‌گیری و ثبت سیگنال‌های زیر می‌تواند به صحت‌سنجی پارامترها کمک کند:

- جریان میدان: در بخش V12، زیربخش X5، پایه 17 روی کارت،
- جریان استاتور: در بخش V12، زیربخش X6، پایه 17 روی کارت،
- جریان اکتیو: در بخش V12، زیربخش X2، محل سیگنال: b3.2،
- جریان راکتیو: در بخش V12، زیربخش X3، محل سیگنال: b3.2،
- ولتاژ ژنراتور: در بخش V12، زیربخش X107، پایه 15 روی کارت،
- مقدار مرجع ولتاژ: در بخش V22، زیربخش X24، پایه 8 روی کارت،
- فیدبک ولتاژ: در بخش V22، زیربخش X33، محل سیگنال: b1.2،
- خروجی AVR: در بخش V22، زیربخش (X33)Teb-c8r241، محل سیگنال: b2.1،
- ورودی محدودکننده جریان تحریک ۱: در بخش V22، زیربخش (X34)Teb-c6r239، محل سیگنال: b6.1،

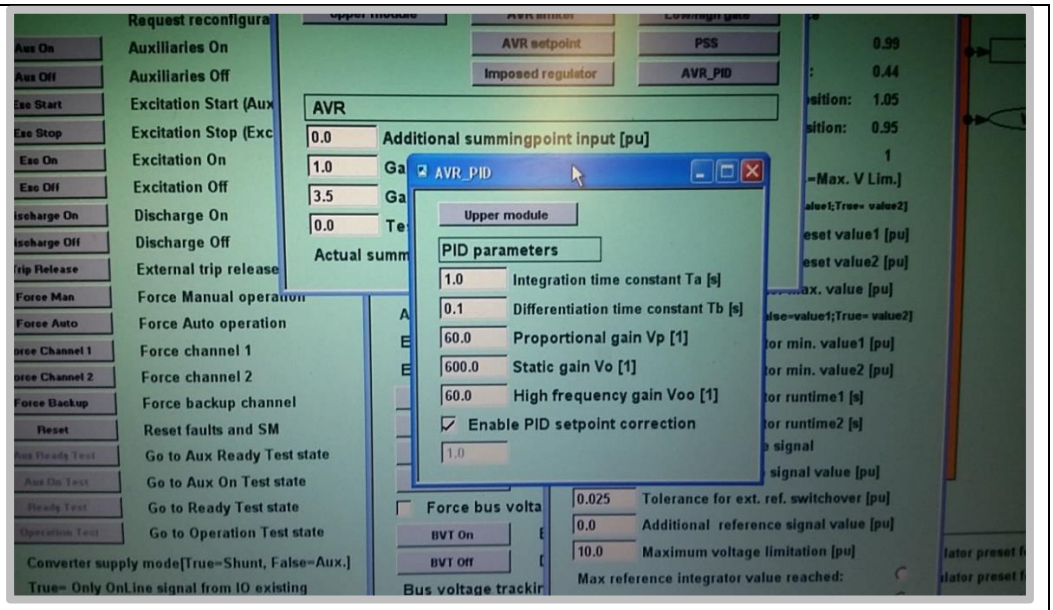
- **خروجی محدودکننده جریان تحریک ۱: در بخش V22، زیربخش (X34)Teb-c6r239، محل سیگنال: b2.1،**
- **خروجی محدودکننده جریان تحریک ۲: در بخش V12 زیربخش X5، محل سیگنال: b2.1،**
- **خروجی محدودکننده جریان استاتور: در بخش V12، زیربخش X6، محل سیگنال: b2.1،**
- **خروجی جبران‌ساز توان راکتیو: در بخش V12، زیربخش X101، محل سیگنال: b3،**
- **خروجی محدودکننده Volt/Hz: در بخش V13، زیربخش X14، محل سیگنال: b5.1.**

نکته ۱۴. در سیستم تحریک ABB (UNITROL 6800) اندازه‌گیری و ثبت سیگنال‌های زیر می‌تواند به صحت‌سنجی پارامترها کمک کند:

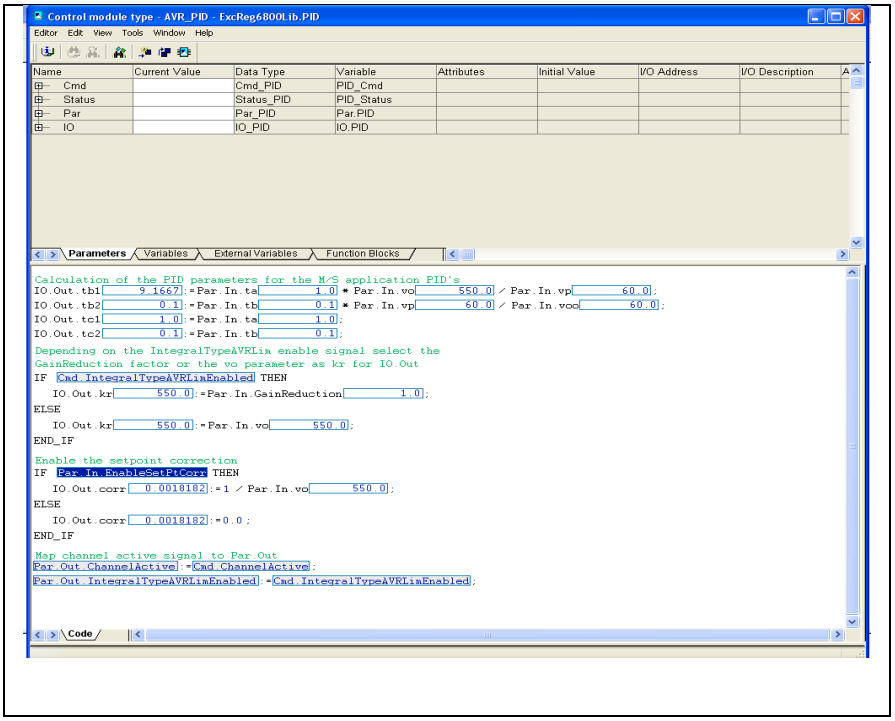
- **ولتاژ ژنراتور (U_g) ،**
- **خروجی رگولاتور (U_c) ،**
- **خروجی پایدارساز سیستم قدرت (VSL) ،**
- **ولتاژ مرجع (AVR Setpoint) ،**
- **ولتاژ و جریان باس (Ubus, Ibus) ،**
- **ولتاژ میدان (U_f) ،**
- **توان اکتیو و راکتیو (P, Q) ،**
- Summing point .

نکته ۱۵. برای سیستم‌های تحریک ABB (UNITROL 6800) و ABB (UNITROL 5000)، قبل از انجام تست صحت‌سنجی، مقدار پارامترها به شرح زیر در سیستم خوانده شده و ارسال گردد:

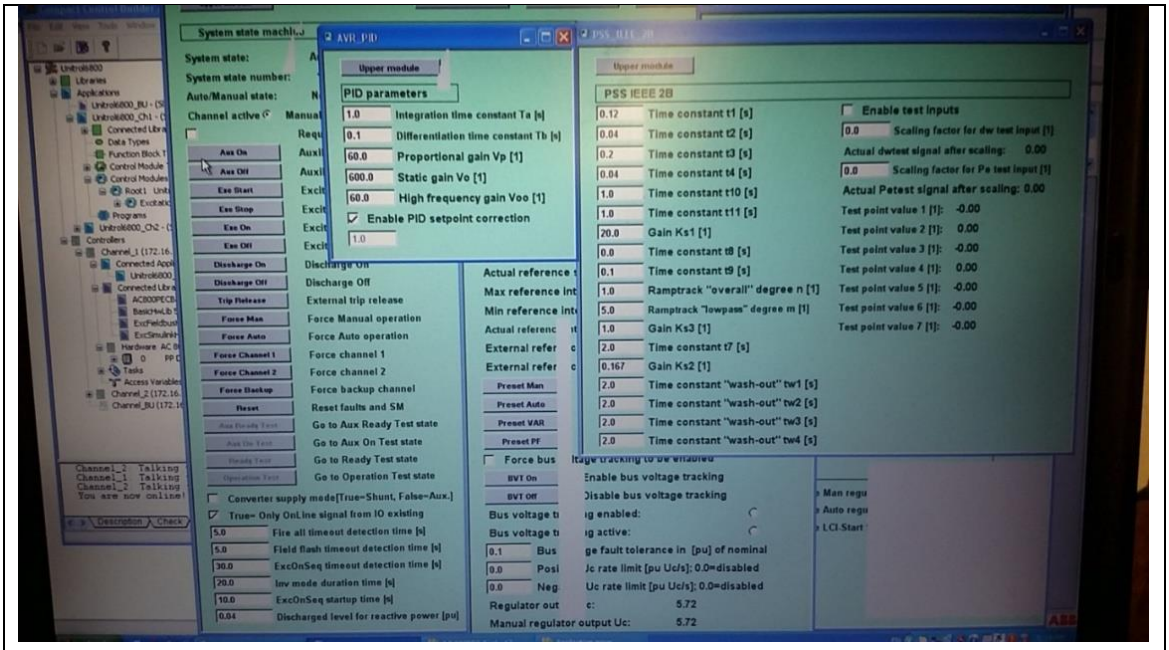
- **پارامترهای AVR: این پارامترها شامل ثابت زمانی‌های کنترل‌کننده‌ها (TC1، TB1، TC2، TB2) و بهره تنظیم کننده استاتیکی(Vo) می‌باشد. علاوه بر این لازم است پارامترهایی نظیر بهره تناسبی (Vp) و بهره فرکانس بالا (Voo) نیز قرائت شود. نمونه‌ای از گرافیک واسطی که می‌توان این پارامترها را از روی آن قرائت نمود در در شکل‌های (۵-۳) و (۵-٤) نمایش داده شده‌اند. در صورت امکان همانند این شکل‌ها از واسط گرافیکی عکس تهیه و ارسال شود.**
- **پارامترهای PSS: برای PSS دو حالت مختلف ممکن است تعریف شده باشد. اگر به صورت PSS2B تعریف شده باشد پارامترهای موجود در واسط گرافیکی نمایش داده شده در شکل (۵-۵) یا شکل (۵-٦) قرائت شود (در صورت امکان عکس واسط گرافیکی ارسال شود). همچنین، در صورت تعریف به شکل PSS4B پارامترهای نمایش داده شده در شکل (۵-۷) ارسال شوند (در صورت امکان عکس واسط گرافیکی نیز ارسال شود).**
- **نوع دیگری از واسط‌های گرافیکی برای AVR و PSS2B در شکل‌های (۵-۸) الی (۵-۱۰) نمایش داده شده است.**



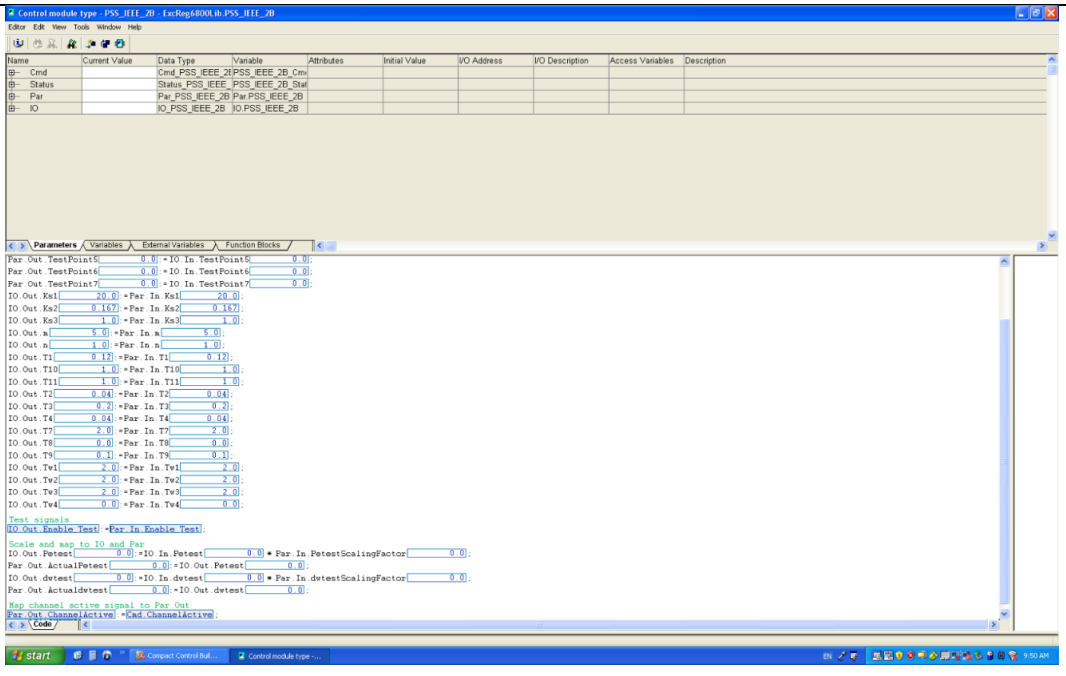
شکل ۵-۳- واسط گرافیکی نوع اول برای پارامترهای AVR



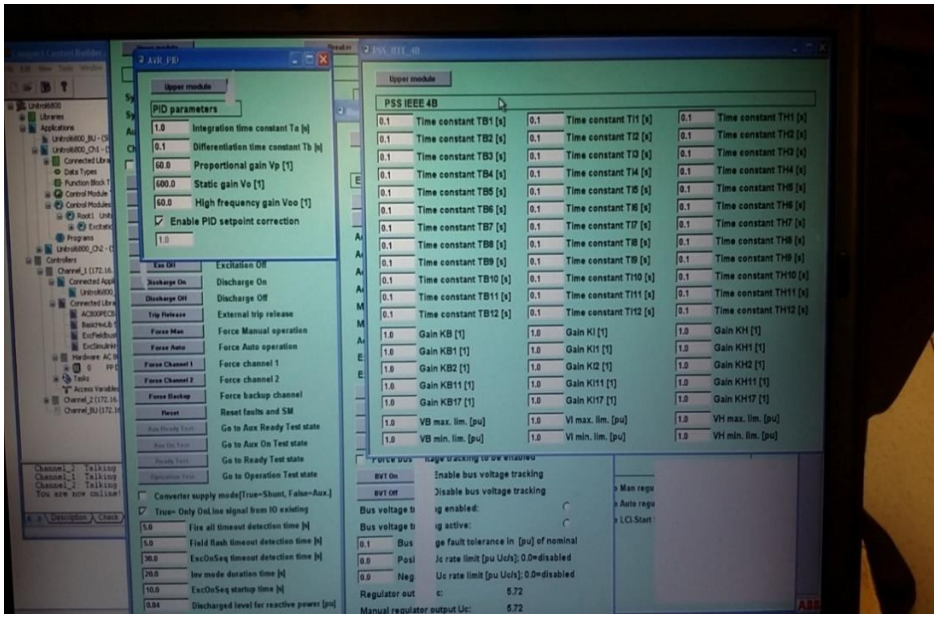
شکل ۵-٤- واسط گرافیکی نوع دوم برای پارامترهای AVR



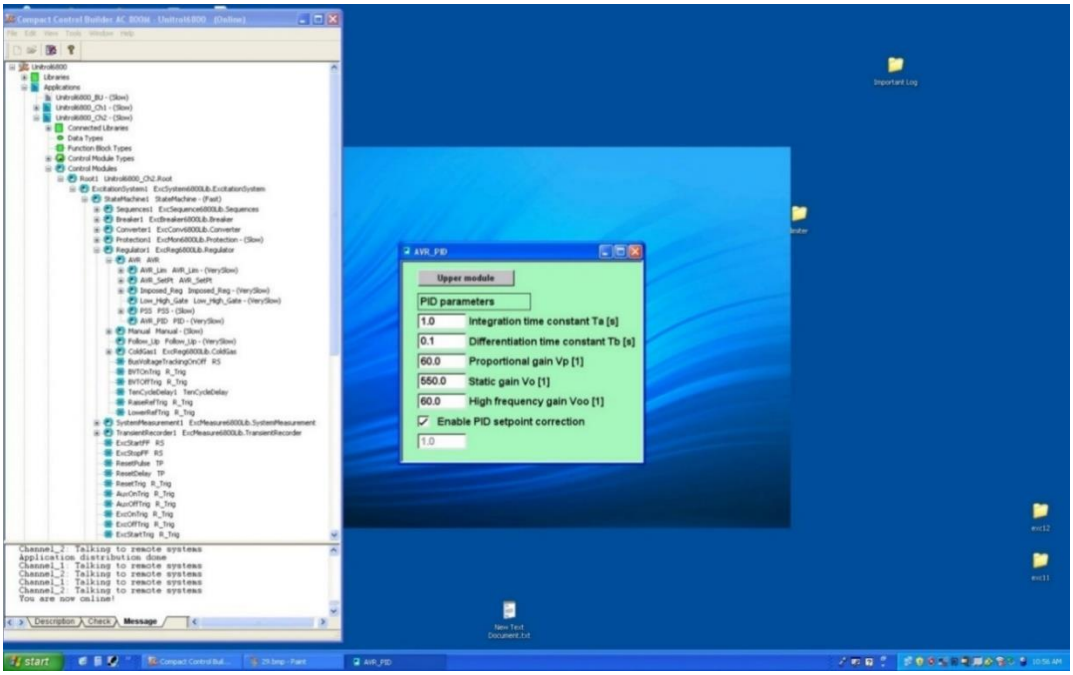
شکل ۵-۵- واسط گرافیکی نوع اول برای پارامترهای PSS2B



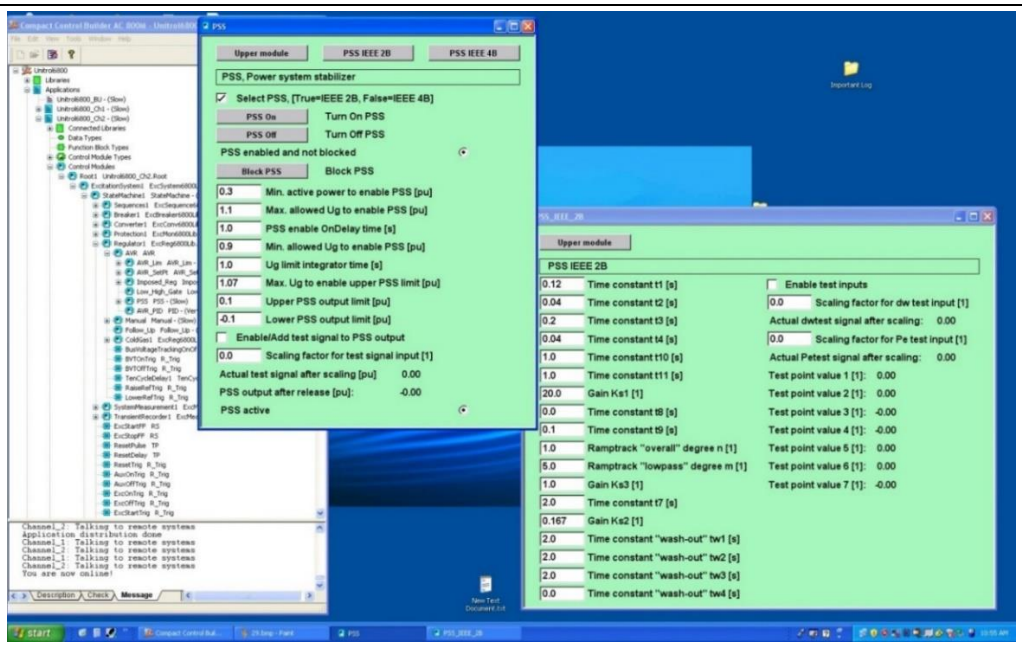
شکل ۵-۶- واسط گرافیکی نوع دوم برای پارامترهای PSS2B



شکل ۵-۷- واسط گرافیکی نوع دوم برای پارامترهای PSS4B



شکل ۵-۸- واسط گرافیکی از نوعی دیگر برای پارامترهای AVR



شکل ۵-۹- واسط گرافیکی از نوعی دیگر برای پارامترهای PSS2B

شکل ۵-۱۰- واسط گرافیکی نمونه برای پارامترهای سیستم تحریک Unitrol 5000

۵ – ۵ – رویه صحت‌سنجی بخش توربین و گاورنر واحدهای نیروگاهی

۵ –۵ –۱ – رویه کلی صحت‌سنجی

روند کلی تست صحت‌سنجی توربین – گاورنر به شرح مراحل ذیل است:

الف. صحت‌سنجی حلقه کنترل بار

۱) واحد در توان حداکثر قرار م‌گیرد.

۲) شروع ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در بند (ت).

۳) یک اغتشاش به صورت پله ۱۰٪- (مگاوات) به نقطه مرجع بار داده می‌شود.

٤) رسیدن واحد به حالت پایدار(حداقل ۳ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)

۵) یک اغتشاش به صورت پله ۹٪+ (مگاوات) به نقطه مرجع بار داده می‌شود.

٦) رسیدن واحد به حالت پایدار(حداقل ۳ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)

۷) پایان ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در بند (ت).

ب. صحت‌سنجی حلقه کنترل فرکانس

۱) واحد در توان حداکثر قرار گیرد.

۲) شروع ضبط تمامی سیگنال‌هایی سیگنال‌های ذکر شده در بند (ت).

۳) یک اغتشاش به صورت پله ۰/۵- هرتز به نقطه مرجع فرکانس داده می‌شود.

٤) رسیدن واحد به حالت پایدار(حداقل ۵ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)

۵) یک اغتشاش به صورت پله ۰/٤۵+ هرتز به نقطه مرجع فرکانس داده می‌شود.

٦) رسیدن واحد به حالت پایدار(حداقل ۵ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)

۷) پایان ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در بند (ت).

پ. صحت‌سنجی حداکثر و حداقل توان قابل تولید توسط واحد

در این بخش برای صحت‌سنجی حداکثر توان قابل تولید توسط واحد، بخش (ب) مجدداً به صورتی تکرار می‌شود که در بند ۵ آن بخش، اغتشاش فرکانسی اعمال شده به واحد در حدی باشد که با افزایش بار، واحد به توان حداکثر خود رسیده و لیمیتر حداکثر توان فعال شود (اغتشاش فرکانسی به اندازه ۰/۵۵+ هرتز به نقطه مرجع فرکانسی). در ادامه با تغییر مرجع فرکانس نحوه خروج واحد از حالت محدودکننده حداکثر توان قابل تولید به حالت کنترل فرکانس نیز مشاهده شود. همین روند در جهت عکس برای صحت‌سنجی لیمیتر حداقل توان تولیدی تکرار گردد.

ت. سیگنال‌های مورد نیاز تست جهت ضبط به صورت سنکرون

سیگنال‌های مورد نیاز تست که بایستی به صورت سنکرون ضبط شوند، به ترتیب زیر می‌باشد:

۱) سرعت توربین،
۲) مقدار مرجع سرعت،
۳) توان اکتیو خروجی ژنراتور،
٤) نقطه مرجع بار،
۵) سیگنال خروجی گاورنر،
٦) درجه حرارت گاز ورودی توربین،
۷) مرجع درجه حرارت،
۸) موقعیت.

پارامترهای مربوط به حلقه‌های کنترل بار، کنترل فرکانس و لیمیترهای مربوطه از نرم‌افزار گاورنر خوانده شده و ارسال گردد. همچنین عکس صفحه‌هایی از نرم‌افزار که این پارامترها از آن استخراج شده است، به پیوست ارسال گردد.

۵-۵-۲- رویه صحت‌سنجی واحدهای گازی V94.2 با گاورنر نوع زیمنس

روند تست صحت‌سنجی توربین- گاورنر واحدهای گازی V94.2 به صورت مراحل ذیل است:

الف. صحت‌سنجی حلقه کنترل بار

۱) واحد در بار نامی[۱۲] قرار گیرد.

۲) شروع ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در بند (ت) این بخش.

۳) یک اغتشاش به صورت پله ۱۲- مگاواتی به نقطه مرجع بار داده می‌شود.

٤) رسیدن واحد به حالت پایدار (حداقل ۳ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)

۵) یک اغتشاش به صورت پله ۱۰+ مگاواتی به نقطه مرجع بار داده می‌شود.

٦) رسیدن واحد به حالت پایدار (حداقل ۳ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)

۷) پایان ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در بند (ت) این بخش.

ب. صحت‌سنجی حلقه کنترل فرکانس

۱) واحد در بار نامی[۱۳] قرار می‌گیرد.

۲) شروع ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در بند (ت) این بخش.

۳) یک اغتشاش به صورت پله ۰/٤- هرتز به نقطه مرجع فرکانس داده می‌شود.

٤) رسیدن واحد به حالت پایدار(حداقل ۵ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)

۵) یک اغتشاش به صورت پله ۰/۳۵+ هرتز به نقطه مرجع فرکانس داده می‌شود.

٦) رسیدن واحد به حالت پایدار(حداقل ۵ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)

۷) پایان ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در بند (ت) این بخش.

12 base load

13 base load

پ. صحت‌سنجی حلقه کنترل دما و لیمیتر حداقل توان تولیدی

در این بخش برای صحت‌سنجی حلقه کنترل دما بخش (ب) مجدداً به صورتی تکرار می‌شود که در بند ۵ آن بخش، بایستی اغتشاش فرکانسی اعمال شده به واحد در حدی باشد که با افزایش بار، واحد به بار پایه[14] خود رسیده و حلقه کنترل دما فعال شود (اغتشاش فرکانسی به اندازه ۰/۵۵+ هرتز به نقطه مرجع فرکانسی). در ادامه با تغییر مرجع فرکانس نحوه تغییر حالت عملکرد گاورنر از کنترل دما به کنترل فرکانس نیز مشاهده شود. همین روند در جهت عکس برای صحت سنجی لیمیتر حداقل توان تولیدی تکرار گردد.

ت. سیگنال‌های مورد نیاز تست جهت ضبط به صورت سنکرون

سیگنال‌های مورد نیاز تست که بایستی به صورت سنکرون ضبط شوند، به ترتیب زیر می‌باشند:

۱) سرعت توربین (NT)،

۲) مقدار مرجع سرعت (NSV)،

۳) توان اکتیو خروجی ژنراتور (PEL)،

٤) نقطه مرجع بار (PSV)،

۵) سیگنال خروجی گاورنر (Ymin)،

٦) درجه حرارت گاز ورودی توربین (ATK)،

۷) مرجع درجه حرارت (TSV)،

۸) موقعیت IGV (HVL).

پارامترهای زیر نیز از نرم‌افزار گاورنر خوانده شده و ارسال گردد. همچنین، تصویر صفحه‌هایی از نرم‌افزار که این پارامترها از آن استخراج شده است، به پیوست ارسال گردد:

14 base load

KDN ،CALDN ،KDNPF0 ،STATPF ،STATHF ،STATLF ،KDNPF1 ،UGPF ،OGPF, UVLE26, UVLE25 ،PSFNG ،PSFRML ،NPRKP ،NPRTN ،Dead Band (TOTPF) ، G.GASST.02

همچنین، برای فصول مختلف سال مشخص شود که در چند درصد بار نامی، IGV شروع به باز شدن کرده و در چند درصد بار نامی به ۹۸٪ حداکثر بازشدگی IGV می‌رسد. تمامی تست‌ها بایستی در دو حالت (IGV+ ON) و (IGV+ OFF) انجام گیرند.

۵ –۵ –۳ – رویه صحت‌سنجی واحدهای گازی V94.2 با گاورنر نوع آنسالدو

روند تست صحت‌سنجی توربین- گاورنر واحدهای گازی V94.2 با گاورنر نوع آنسالدو به صورت مراحل ذیل است:

الف. صحت‌سنجی حلقه کنترل بار

۱) واحد در بار نامی[15] قرار می‌گیرد.
۲) شروع ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در ادامه این بخش.
۳) یک اغتشاش به صورت پله (۱۲-) مگاواتی به نقطه مرجع بار داده می‌شود.
٤) رسیدن واحد به حالت پایدار (حداقل ۳ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)
۵) یک اغتشاش به صورت پله (۱۰+) مگاواتی به نقطه مرجع بار داده می‌شود.
٦) رسیدن واحد به حالت پایدار(حداقل ۳ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)
۷) پایان ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در ادامه این بخش.

ب. صحت‌سنجی حلقه کنترل فرکانس

۱) واحد در بار نامی[16] قرار می‌گیرد.
۲) شروع ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در ادامه این بخش.

15 base load

16 base load

۳) یک اغتشاش به صورت پله(۰/٤-) هرتز به نقطه مرجع فرکانس داده می‌شود.

٤) رسیدن واحد به حالت پایدار(حداقل ۵ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)

۵) یک اغتشاش به صورت پله (۰/۳۵+) هرتز به نقطه مرجع فرکانس داده می‌شود.

٦) رسیدن واحد به حالت پایدار(حداقل ۵ دقیقه پس از وارد کردن اغتشاش)

۷) پایان ضبط تمامی سیگنال‌های ذکر شده در ادامه این بخش.

پ. صحت‌سنجی حلقه کنترل دما

در این بخش برای صحت‌سنجی حلقه کنترل دما آیتم (ب) مجدداً به صورتی تکرار می‌شود که اغتشاش فرکانسی اعمال شده به واحد در حدی باشد که با افزایش بار، واحد به بار پایه[۱۷] خود رسیده و حلقه کنترل دما فعال شود (اغتشاش فرکانسی به اندازه ۰/۵۵+ هرتز به نقطه مرجع فرکانسی). در ادامه با تغییر مرجع فرکانس نحوه تغییر حالت عملکرد گاورنر از کنترل دما به کنترل فرکانس نیز مشاهده شود. همین روند در جهت عکس برای صحت سنجی لیمیتر حداقل توان تولیدی تکرار گردد.

۱) سرعت توربین،

۲) مقدار مرجع سرعت،

۳) ولتاژ،

٤) توان اکتیو خروجی ژنراتور،

۵) نقطه مرجع بار،

٦) بعد از بلوک rate limiter مسیر PI،

۷) بعد از بلوک rate limiter مسیر فید فوروارد حلقه کنترل فرکانس،

17 base load

۸) سیگنال خروجی گاورنر Ymin،

۹) درجه حرارت گاز ورودی توربین،

۱۰)مرجع درجه حرارت،

۱۱)موقعیت IGV ،

۱۲)موقعیت شیر سوخت گاز،

۱۳)خروجی مقدار مرجع موقعیت شیر گاز (HSG)،

۱٤)خروجی کنترل‌کننده Speed/Load ،

۱۵)خروجی کنترل‌کننده دمای خروجی توربین،

۱٦)خروجی کنترل‌کننده موقعیت شیر گاز.

پارامترهای زیر نیز از نرم‌افزار گاورنر خوانده شده و ارسال گردد. همچنین، عکس صفحه‌هایی از نرم‌افزار که این پارامترها از آن استخراج شده است، به پیوست ارسال گردد:

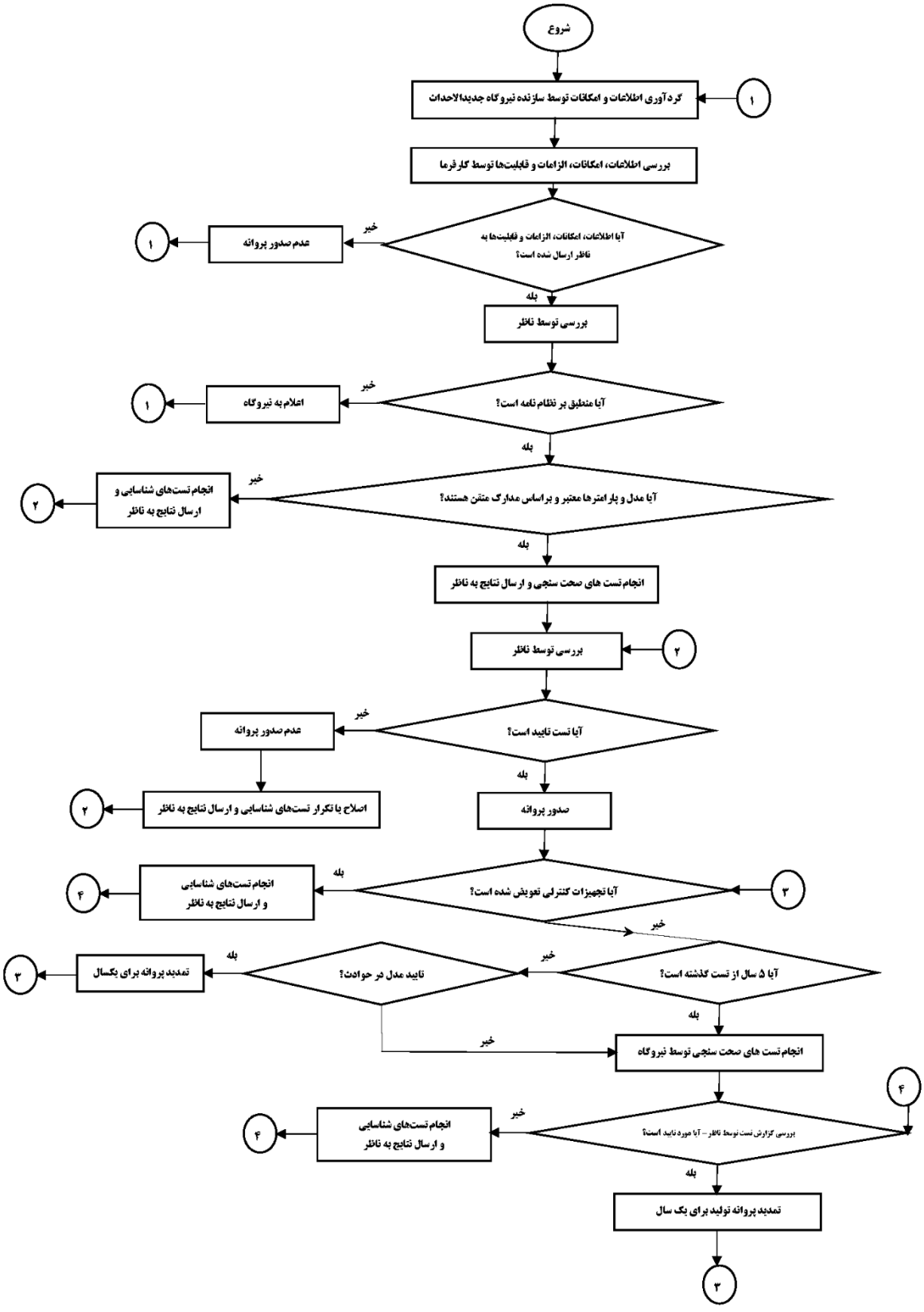
Block 1790 (S3, S4)
Block 1800 (S3, S4)
Block 1801 (S6)
Block 1802 (S6)
Block 1815 (S6)
Block 1825 (S6)
Block 1804 (S4)
Block 1805 (S4)
Block 1817 (S4)
Block 1822 (S3)
Block 1819 (S3)
Block 1830 (S2, S3)
Block 1827 (S2 , S3)
Block 1859 (S2, S3)
Block 1942 (S2, S3)

Block 1858 (S2, S3)
Min Position for natural gas control valve for flame safety (Site Adjusted so different for each GT unit)

همچنین برای فصول مختلف سال مشخص شود که در چند درصد بار نامی، IGV شروع به باز شدن کرده و در چند درصد بار نامی به ۹۸٪ حداکثر بازشدگی IGV می‌رسد. تمامی تست‌ها بایستی در دو حالت (IGV+ ON) و (IGV+ OFF) انجام گیرند.

۶ – جمع‌بندی

این نظام‌نامه به‌منظور تعیین اطلاعات و قابلیت‌های کنترلی مورد نیاز واحدهای تولیدی و ارائه چارچوب و مسؤولیت سازمان‌ها و شرکت‌های مختلف در قبال تجهیزات کنترلی نیروگاه‌های جدیدالاحداث و موجود کشور تهیه شده است. اطلاعات و امکانات مورد نیاز مرتبط با ژنراتور، ترانسفورماتور، سیستم تحریک، PSS و سیستم توربین- گاورنر، جهت مدل‌سازی و انجام مطالعات پایداری گذرا، دینامیکی و فرکانسی به‌طور شفاف مشخص شده‌اند ضمن آنکه قابلیت‌ها و الزامات تنظیم تجهیزات کنترلی نیز بیان گردیده است. موارد مذکور در چارچوب رویه اجرایی سیاست‌های اعتبارسنجی اطلاعات دینامیکی، شناسایی و صحت‌سنجی می‌شوند. با مشخص شدن این آیتم‌ها، ضمن استانداردسازی و شفاف‌سازی رویه‌ها و دستورالعمل‌ها، ابهامات موجود برای نیروگاه‌ها در زمان اتصال و تعامل با شبکه مرتفع می‌گردد و همچنین، اقدامات و مطالعات مورد نیاز برای حفظ و ارتقاء پایداری و امنیت شبکه برق کشور تسهیل خواهد شد. شکل زیر روند کلی دستورالعمل‌های ذکر شده را نشان می‌دهد.


شروع
گردآوری اطلاعات و امکانات توسط سازنده نیروگاه جدیدالاحداث
۱
بررسی اطلاعات، امکانات، الزامات و قابلیت‌ها توسط کارفرما
آیا اطلاعات، امکانات، الزامات و قابلیت‌ها به ناظر ارسال شده است؟
خیر
عدم صدور پروانه
۱
بله
بررسی توسط ناظر
آیا منطبق بر نظام نامه است؟
خیر
اعلام به نیروگاه
۱
بله
آیا مدل و پارامترها معتبر و بر اساس مدارک متقن هستند؟
خیر
انجام تست‌های شناسایی و ارسال نتایج به ناظر
۲
بله
انجام تست های صحت سنجی و ارسال نتایج به ناظر
بررسی توسط ناظر
۲
آیا تست تایید است؟
خیر
عدم صدور پروانه
اصلاح یا تکرار تست‌های شناسایی و ارسال نتایج به ناظر
۲
بله
صدور پروانه
آیا تجهیزات کنترلی تعویض شده است؟
۳
بله
انجام تست‌های شناسایی و ارسال نتایج به ناظر
۴
خیر
آیا ۵ سال از تست گذشته است؟
خیر
تایید مدل در حوادث؟
بله
تمدید پروانه برای یکسال
۳
بله
خیر
انجام تست های صحت سنجی توسط نیروگاه
۴
بررسی گزارش تست توسط ناظر – آیا مورد تایید است؟
خیر
انجام تست‌های شناسایی و ارسال نتایج به ناظر
۴
بله
تمدید پروانه تولید برای یک سال
۳

پیوست‌ها

پیوست ۱

۱– اطلاعات ژنراتور سنکرون

۱–۱– پارامترهای ژنراتور سنکرون

اطلاعات ژنراتور سنکرون، مطابق جدول (پ۱–۱) ارائه و نشانی مرجع اطلاعات (نام مرجع و شماره صفحه) بیان گردد. همچنین، لازم است مدارک و اسناد لازم ضمیمه شود.

جدول (پ۱–۱)– اطلاعات ژنراتور سنکرون

Topological data					
Generator ID-code					
Connected to node with ID-code					
Year of Installation					
designation	abbr.	unit	value	test or document	Address
Synchronous generator data					
rated apparent power	S_n	MVA			
rated active power	P_n	MW			
rated voltage	U_n	KV			
power-factor	$\cos \Phi_n$				
efficiency	η_n	≤1,0			
rated speed	n_n	min^{-1}			
frequency	f_n	Hz			
Inertia Constant	H	s	Reference to Sgn		
starting time constant T_A=2*H (see note) or …	T_A	sec			
moment of inertia	J	Kgm^2			
stator resistance	r_a	p.u.			
stator leakage reactance	X_l	p.u.			

Original data according to the equivalent circuit-diagram					
Direct (-d-) Axis					
field-damper coupling reactance	X_{fDd}	p.u.			
Quadrature (-q-) Axis					

field-damper coupling reactance	X_{fDq}	p.u.			
Data derived from the equivalent circuit-diagram (alternatively to the original data)					Address
Direct (-d-) Axis			unsat. value	Test or Document	
subtransient short-circuit time-constant	T''_d	sec			
subtransient reactance(unsat.)	X''_d	p.u.			
subtransient reactance(sat.)	X''_d	p.u.			
transient short-circuit time-constant	T'_d	sec			
transient reactance(unsat.)	X'_d	p.u.			
synchronous reactance(unsat.)	X_d	p.u.			
Quadrature (-q-) Axis					
subtransient short-circuit time-constant	$T_{q''}$	sec			
subtransient .reactance(unsat)	X''_q	p.u.			
transient short-circuit time-constant	T'_q	sec			
transient reactance(un sat)	X'_q	p.u.			
synchronous reactance(unsat.)	X_q	p.u.			

Note: T_A is based on rated apparent power. Impedances are referred to U_n^2/S_n (Check)

parameter	abbr.	unit	value	test or document
Zero sequence resistance	R_0	p.u.		
Negative sequence resistance	R_2	p.u.		
Zero sequence reactance	X_0	p.u.		
Negative sequence reactance	X_2	p.u.		
Mechanical damping constant	D	p.u.		

جدول (پ۱-۲)- اطلاعات منحنی اشباع (مدار باز) ژنراتور (اخذ به صورت نمودار)

Open Circuit Characteristic	
Designation	
terminal voltage	exciter current
U/U_n (p.u.)	I_{efd}/I_{efd0} (p.u.)

Note: I_{efd0} is the excitation current to produce rated voltage at the generator terminals on the air gap line

أ. **مقدار ثابت اینرسی[۱۸] شامل کلیه اجزای متصل به شفت می‌باشد. (علاوه بر ثابت اینرسی ژنراتور)**

ب.**در صورت موجود نبودن پارامترهای** T''_d , T'_d , T''_q , T'_q، **پارامترهای** T''_{do} , T'_{do} , T''_{qo} , T'_{qo} **ارائه شوند.**

ت.**ضروری است در کنار هر پارامتر مشخص شود که مقدار اعلام شده آن با توجه به اسناد [۱۹] درج شده یا از طریق تست[۲۰] به دست آمده است و سپس آدرس‌دهی صورت گیرد.**

18 Inertia

19 document

20 test

۱-۲- منحنی قابلیت ژنراتور سنکرون (Capability Curve):

توجه: نیاز است که منحنی قابلیت ارائه شود. درصورتی که این منحنی برای درجه های حرارت مختلف محیط وجود دارد می بایست ارائه گردد:

أ. اندازه جریان میدان بر حسب آمپر:

ب. ولتاژ نامی میدان بر حسب ولت:

ت. ولتاژ میدان در بی‌باری بر حسب ولت:

ث. تعیین قابلیت تولید توان راکتیو عملی ژنراتور

۲- داده‌های سیستم تحریک

۲-۱- تنظیم‌کننده ولتاژ تحریک

أ. نوع سیستم تحریک (استاتیک، DC، brushless و غیره) و نام کارخانه سازنده:

ب. ارائه اطلاعات تجهیزات تحریک در پلاک ژنراتور (مانند ترانسفورماتور تحریک در سیستم تحریک استاتیک، ژنراتور DC و آمپلیدین در تحریک DC، و ژنراتورهای اصلی و کمکی در تحریک AC و غیره)

ت.نوع تنظیم کننده ولتاژ و سازنده آن (به عنوان مثال GE EX 2100, ABB Unitrol-F و غیره):

ث. ارائه نمودار بلوک کنترلی و فرم کامل اطلاعات برای سیستم تحریک نیروگاه مربوطه که منطبق بر مدل‌های استاندارد باشد. (مانند استاندارد IEEE 421.5)

ج. در صورتی که سیستم تحریک دارای فیدبک جبران‌ساز توان راکتیو می‌باشد، نیاز است اطلاعات آن مشخص شوند.

۲-۲- محدودکننده فوق‌تحریک (OEL)

أ. ارائه اطلاعات کامل محدود کننده فوق تحریک،

ب. تعیین نوع OEL و سازنده آن (به عنوان مثال Westinghouse MXL/OXP)،

ت. مشخصه زمان OEL (زمان مشخص، زمان معکوس)،

ث. منحنی نحوه عملکرد محدود کننده OEL،

ج. تشریح عملکرد محدودکننده فوق‌تحریک (خارج کردن ژنراتور، خارج کردن تنظیم کننده ولتاژ و تغییر به کنترل دستی جریان تحریک، کاهش جریان تحریک یا ....).

ح.

۲-۳- محدود کننده زیرتحریک (UEL)

أ. ارائه کامل اطلاعات محدود کننده زیرتحریک،

ب. نوع محدود کننده زیرتحریک (معمولی و یا حساس به ولتاژ ، محدود کننده PQ یا ...)،

ت. تشریح عملکرد محدودکننده زیرتحریک و ارائه منحنی‌های مربوطه.

۲-۴- محدود کننده جریان استاتور

أ. آیا محدودکننده جریان استاتور در سیستم تحریک لحاظ شده است؟

ب.ارائه کامل اطلاعات موجود درباره محدود کننده جریان استاتور.

۲-۵- کنترل کننده ولتاژ شین، کنترل ضریب قدرت و محدود کننده Var

أ. ارائه کامل اطلاعات موجود درباره کنترل ولتاژ شین ولتاژ بالا، کنترل ضریب قدرت و محدودکننده Var،

ب. کدامیک از کنترل‌های بالا در شرایط نرمال فعال می باشد؟

۳- داده‌های پایدارساز سیستم‌های قدرت (PSS)

أ. نوع پایدارساز سیستم قدرت و شرکت سازنده آن (مانند GE EX2000 و ...)

ب. ارائه نمودار بلوک کنترلی، پارامترها و اطلاعات کامل پایدارساز سیستم قدرت که منطبق بر مدل‌های استاندارد و مقادیر واقعی سیستم باشد.

ت. لازم است مدل و پارامترهای سیستم تحریک و PSS با استفاده از اطلاعات تست‌های راه‌اندازی[۲۱] که در قالب فایل اکسل ذخیره می‌شوند، مورد صحت‌سنجی قرار گیرند. ضمناً پارامترهای قابل قرائت از طریق قرائت از نرم‌افزار و پارامترهای غیرقابل قرائت با توجه به سند سازنده مشخص گردند.

ث. لازم است مقادیر محدودکننده‌های موجود در مدل سیستم تحریک و PSS، از طریق سند و همچنین، انجام تست در زمان راه‌اندازی[۲۲] مشخص شوند.

۴- داده‌های توربین وگاورنر

۴-۱- واحدهای آبی

توربین آبی:

أ. نوع توربین (به عنوان مثال فرانسیس، کاپلان، پلتون)،

ب. ارتفاع نامی آب بر حسب متر،

ت. محدوده قابل قبول ارتفاع آب برای بهره‌برداری بر حسب متر،

ث. ظرفیت توربین در ارتفاع نامی آب و باز بودن کامل دریچه بر حسب MW ،

ج. ارائه مشخصه "مقدار توان تولیدی بر حسب موقعیت دریچه یا زاویه پره"،

21 Commissioning

22 Commissioning

ح. ارائه مشخصه زاویه پره بر حسب موقعیت دریچه و مشخصات عملکرد آن برای توربین‌های کاپلان،

خ. ثابت زمانی آب T_w بر حسب ثانیه،

د. ارائه اطلاعات تماس فرد خبره در خصوص مشخصات هیدرولیکی از نیروگاه.

گاورنر آبی:

أ. نوع گاورنر،

ب.ارائه نمودار بلوکی و فرم کامل اطلاعات تأیید شده واقعی و نزدیک به مدل‌های استاندارد معتبر،

ت.ارائه نمودار بلوکی با داده‌های مربوط به یک پره کنترل.

۴-۲- واحدهای بخار

أ. نوع بویلر (درام‌دار یا Once through) و شرکت سازنده،

ب. نوع سوخت در شرایط عادی (گاز، گازوئیل، مازوت)،

ت. فشار نامی بخار بر حسب bar،

ث. ظرفیت توربین در فشار نامی و باز بودن کامل دریچه بر حسب MW،

ج. نوع گاورنر و سازنده آن،

ح. نوع کنترل بویلر و سازنده آن،

خ. تشریح نحوه کنترل و بهره‌برداری از بویلر در شرایط نرمال (Turbine follow، Boiler follow، Coordinated controller و ...)،

د. ارائه نمودار بلوکی و فرم کامل اطلاعات تایید شده واقعی و نزدیک به مدل‌های استاندارد معتبر.

۴-۳- واحدهای گازی

أ. نام سازنده و نوع توربین‌های گاز (به عنوان مثال GE Frame 7, W-501, GE LM6000)،

ب.ارائه تابعی که حداکثر تولید ژنراتور را بر حسب دمای محیط بیان کند،

ت.ارائه نمودار بلوکی و فرم کامل اطلاعات تأیید شده واقعی و نزدیک به مدل‌های استاندارد معتبر.

۴-۴- واحدهای بخار سیکل ترکیبی

أ. تشریح نحوه مصرف بخار در توربین بخار در نیروگاه سیکل ترکیبی (به عنوان مثال آیا کل بخار یا درصدی از بخار مصرف می‌شود؟ آیا مشعل کمکی دارد؟ و ...

ب. ارائه نمودار بلوکی و فرم کامل اطلاعات تأیید شده واقعی و نزدیک به مدل‌های استاندارد معتبر که بایستی شامل مدل بخش HRSG و برنرها بوده و بر حالت‌های عملکردی مختلف واحد (مانند Fixed Pressure، Sliding Pressure و ...) دلالت داشته باشد.

۴-۵- اطلاعات کلی توربین- گاورنر

أ. مشخص نمودن حداقل و حداکثر توان تولیدی توربین:

ب. مشخص نمودن اطلاعات طبقات مختلف توربین‌های بخار، جهت بررسی اثرات نوسانات پیچشی[۲۳]

ت. اطلاعاتی در خصوص قابلیت AGC، Ramp Rate، محدوده کنترل فرکانس، محدودکننده شیب، دروپ واحد، باند مرده و ... ارائه گردد.

ث. لازم است مدل و پارامترهای سیستم توربین و گاورنر با استفاده از اطلاعات تست‌های راه-اندازی[۲۴] که در قالب فایل اکسل ذخیره می‌شوند، مورد صحت‌سنجی قرار گیرند. ضمناً پارامترهای

23 SSR

24 Commissioning

قابل قرائت از طریق قرائت از نرم‌افزار و پارامترهای غیرقابل قرائت با توجه به سند سازنده مشخص گردند.

ج. لازم است مقادیر محدودکننده‌های موجود در مدل سیستم توربین و گاورنر، از طریق ارائه اسناد و همچنین، انجام تست در زمان راه‌اندازی[۲۵] مشخص شوند.

۵- کنترل توان راکتیو

توابع کنترل کننده توان راکتیو توصیف گردند:

أ. آیا کنترلر، تعادل توان راکتیو بین واحدهای یک نیروگاه را کنترل می‌کند؟

ب. آیا واحد، ولتاژ شین انتقال (HV) را کنترل می نماید؟ سرعت و زمان پاسخ نیروگاه به تغییرات چقدر است؟

ت. آیا کنترلر، ولتاژ ترمینال را محدود می‌کند (۵ درصد تغییر نسبت به مقدار نرمال)؟

ث. اطلاعات ذخیره شده که نشان‌دهنده پاسخ نیروگاه به تغییرات ولتاژ شبکه و عملکرد کنترل توان راکتیو باشد ارائه گردد.

۶- اطلاعات ترانسفورماتور

اطلاعات ترانسفورماتور مطابق جدول ذیل ارائه گردد (مدارک و اسناد مربوطه ضمیمه شود).

جدول (پ۱-۳)- اطلاعات ترانسفورماتور

Block transformer data			
designation	abbr.	unit	value
Year of Installation			
Rated apparent power	S_n	MVA	
Rated primary voltage	U_{n1}	KV	
Rated secondary voltage	U_{n2}	KV	
p.u. short circuit impedance impedance	u_k	%	
Vector group			

25 Commissioning

Block transformer data			
designation	abbr.	unit	value
Neutral point/star point (I = isolated, S = solid)			
Resistive earthing		Ω	
Reactive earthing		Ω	
Tap changer node HV or LV			
p.u. short circuit impedance at minimum tap setting	u_{kl}	%	
p.u. short circuit impedance at Neutral tap	u_{kn}	%	
p.u. short circuit impedance at maximum tap setting	u_{ku}	%	
State of tap changer (1= fix, 2 = variable)			
Minimum tap setting			
Maximum tap setting			
Neutral tap setting			
Positive sequence Resistance	R_1	p.u	
Positive sequence Reactance	X_1	p.u	
Zero sequence Resistance	R_0	p.u	
Zero sequence Reactance	X_0	p.u	
NO LOAD CURRENT	I_0	% to rated Current	
NO LOAD LOSS	P_0	P_{core} + P_{cu} (shor tcircuit) kW	

۷– بار کمکی (Auxiliary Load)

أ. آیا در نیروگاه بار کمکی نصب شده است؟ (انواع بار غیر از مصرف اصلی و می‌تواند بار خانگی و یا بار ترمز دینامیکی منظور گردد).

ب. مشخصات بار کمکی نیروگاه

پیوست ۲

راهنمای انجام تست‌های شناسایی و اعتبارسنجی اطلاعات دینامیکی برای واحدهای تولیدی

چکیده:

در اختیار داشتن مدل مناسبی از اجزای واحدهای تولید انرژی یکی از نیازهای اساسی مطالعات عملکرد سیستم‌های قدرت می‌باشد. در صورت در اختیار نداشتن چنین مدل‌هایی، هرگونه مطالعه دقیق بر روی سیستم قدرت عملاً امکان‌ناپذیر می‌شود. در این سند سعی شده است که یک راهنمای جامع برای به دست آوردن مدل‌های دینامیکی یک واحد تولید نیروگاهی به همراه پارامترهای آن و ارزیابی آن‌ها برای مالکان واحدهای تولیدی ارائه گردد. این راهنمای جامع برای ژنراتور، حلقه کنترل ولتاژ و پایدارسازهای سیستم قدرت[۲۶] و انواع توربین- گاورنر (بخار، گازی، آبی و سیکل‌ترکیبی) ارائه می گردد.

هدف از انتشار این سند، ارائه رویه کامل تست‌های دینامیکی برای یک نوع واحد خاص نیست، بلکه برای هر یک از واحدهای نیروگاهی، نیاز است که یک رویه کامل با توجه به سیستم مورد مطالعه توسط مجریان تست‌های شناسایی تهیه شود. این سند تنها می‌تواند یک چارچوب کلی برای تهیه رویه کامل تست‌های دینامیکی باشد.

26 PSS

۱– تخمین و ارزیابی مدل ژنراتور سنکرون و تعیین محدودیت‌های بهره‌برداری از آن

۱–۱– مقدمه

یکی از مهم‌ترین المان‌های سیستم قدرت، ژنراتور می‌باشد که از محدوده عملکرد دینامیکی وسیعی برخوردار است و در بررسی‌های دینامیکی لازم است که از مدل مناسبی استفاده شود. آزمایش‌های مورد نیاز روی ژنراتور را می‌توان به دو دسته مهم تقسیم نمود. دسته اول مربوط به عملکرد غیرخطی و استاتیک ژنراتور است. این دسته از آزمایش‌ها مربوط به تعیین منحنی اشباع و تعیین محدودیت توان راکتیو ژنراتور است. دسته دوم مربوط به تعیین پارامترهای دینامیکی ژنراتور سنکرون است. در ادامه روش‌های توصیه شده برای هر بخش ارائه می‌شوند.

نکته مهم: انجام تست منحنی اشباع ژنراتور و پارامترهای دینامیکی ژنراتور فقط یک‌بار برای هر واحد لازم است، اما تست قابلیت توان راکتیو ژنراتور می‌بایست به‌طور تناوبی تکرار شود. همچنین، اگر پس از انجام یک تست اعتبارسنجی مشخص شد که مدل و یا پارامترهای آن معتبر نیست، تست‌های شناسایی باید تکرار شوند.

۱–۲– تعیین منحنی اشباع ژنراتور

این تست به منظور اندازه‌گیری تغییرات جریان میدان تحریک بر حسب تغییرات ولتاژ استاتور ژنراتور از مقدار کمینه ولتاژ تا حداقل ۱۱۰ درصد و ترجیحاً تا ۱۲۰ درصد ولتاژ نامی انجام می‌شود در حالی که بریکر ژنراتور باز است و سرعت ژنراتور سرعت نامی آن است. فاکتورهای اشباع در ولتاژهای ۱ و ۱/۲ پریونیت از نتایج این تست به دست می‌آیند.

نکته ۱: در اسناد موجود در تمام نیروگاه‌ها این منحنی وجود دارد. درصورتی که تغییر عمده‌ای در واحد انجام نشده باشد می‌توان از همان منحنی استفاده کرد. اگر نتایج شبیه‌سازی درست نبودن این پارامترها را ثابت کرد در این صورت انجام تست منحنی اشباع ضروری است.

نکته ۲: اگر طبق نظر کارشناسان نیروگاه تست فقط در ولتاژهای ۱۱۰ یا ۱۱۵ درصد ولتاژ نامی انجام شود، فاکتور اشباع ۱/۲ پریونیت، با استفاده از نقطه‌یابی به دست می‌آید.

۱-۳- تست قابلیت توان راکتیو[۲۷]

با توجه به اینکه قابلیت یک ژنراتور برای جذب و یا تولید توان راکتیو عامل مهمی در قابلیت اطمینان شبکه قدرت است و با جابجایی توان راکتیو می‌توان به کنترل ولتاژ بهتری در شبکه رسید و مرزهای پایداری شبکه را بهبود بخشید، لذا باید دسترسی بهره‌بردار شبکه به این قابلیت فراهم شود. این قابلیت به عوامل مختلفی بستگی دارد و بنابراین نیاز است که جداگانه تست شده و به‌طور تناوبی نیز ارزیابی گردد. این قابلیت به حد گرمایی سیم‌پیچ میدان، حد گرمایی سیم‌پیچ استاتور، حد گرمایی هسته استاتور، مدار تحریک، تنظیمات محدودسازهای سیستم تحریک و مشخصات تنظیمی رله‌ها بستگی دارد. تست‌های برخط[۲۸] در حالتی که ژنراتور با شبکه سنکرون است و در یک توان اکتیو مشخص کار می‌کند، انجام می‌شود.برای انجام این تست توان اکتیوی نزدیک به توان نامی اعمال می‌شود و توان راکتیو طوری تغییر می‌کند که حدود بالا و پایین جذب توان راکتیو به دست آید. تست توان راکتیو معمولی، حداقل باید در ۵ نقطه مشخص انجام گردد تا امکان برون‌یابی وجود داشته باشد. این نقاط عبارتند از:

- **ضریب توان واحد،**
- **فوق‌تحریک (در ۵۰ درصد حد فوق‌تحریک)،**
- **فوق‌تحریک (تا ۱۰۰ درصد حد فوق‌تحریک)،**
- **زیرتحریک (در ۵۰ درصد حد زیرتحریک)،**

[27] Reactive Power Capability
[28] On-line

- زیرتحریک (تا ۱۰۰ درصد حد زیرتحریک).

نکته ۱: نکته مهم در انجام تست‌های قابلیت توان راکتیو، زمان کار ژنراتور در هر نقطه تست است. برای انجام این‌کار می‌بایست ۱۵ دقیقه ژنراتور را در مقدار نامی توان راکتیو (پیش‌فاز و پس‌فاز) تست نمود. انجام این تست به مدت ۳۰ دقیقه نتیجه بهتری داشته ولی ضرورت ندارد. در این شرایط، دمای روتور و استاتور می‌بایست بدون رسیدن به حدود خود پایدار شده باشد و ژنراتور بایستی بتواند این شرایط را برای چندین ساعت نگه دارد.

نکته ۲: برای تعیین دقیق‌تر مرز فوق‌تحریک و یا زیرتحریک می‌توان با تغییرات کوچک‌تر توان راکتیو دوباره تست را انجام داد.

سختی انجام این تست در نگه داشتن ژنراتور در یک نقطه ثابت توان اکتیو و راکتیو است، به‌خصوص در زمانی که شرایط شبکه، نقطه کار ژنراتور را تغییر می‌دهد. پرسنل واحدها موظف هستند که قبل از انجام تست قابلیت توان راکتیو، کارهای زیر را انجام دهند:

- **یک نسخه از آخرین نسخه منحنی قابلیت توان راکتیو ژنراتور را برای واحد مورد نظر تهیه کنند و کارکنان بهره‌برداری نیروگاه از حدود بالا و پایین جذب توان راکتیو مطلع گردند.**
- **اطمینان حاصل گردد که ولتاژها و جریان‌های اندازه‌گیری شده، به‌درستی ارزیابی و صحت‌سنجی شده‌اند.**
- **از آخرین کالیبراسیون رله‌های حفاظتی روی بارهای حساس و باس واحد اطمینان حاصل گردد. رله‌هایی که زمان آخرین وضعیت تنظیم کالیبراسیون آن‌ها موجود نیست، بایستی کالیبره گردند.**

۱-۴- تخمین پارامترهای دینامیکی ژنراتور سنکرون

منظور از پارامترهای دینامیکی، پارامترهایی است که با داشتن مقادیر دقیق آنها بتوان ژنراتور سنکرون را برای مطالعات دینامیکی با هردقتی شبیه‌سازی نمود. پارامترهای مورد نیاز برای ژنراتور سنکرون شامل راکتانس‌ها، ثابت‌های زمانی و اینرسی می‌باشند که لیست کامل آن‌ها در جدول (پ۲-۱) ارائه شده است.

جدول (پ۲-۱)- پارامترهای مورد نیاز ژنراتور سنکرون.

پارامتر	عنوان پارامتر
X_d	راکتانس سنکرون محور مستقیم - غیراشباع
X'_d	راکتانس گذرای محور مستقیم- غیراشباع
X''_d	راکتانس زیرگذرای محور مستقیم- غیراشباع
X_q	راکتانس سنکرون محور قائم- غیراشباع
X'_q	راکتانس گذرای محور قائم- غیراشباع
X''_q	راکتانس زیرگذرای محور قائم- غیراشباع
X_1	راکتانس نشتی
R_a	مقاومت توالی مثبت
T'_{do}	ثابت‌زمانی گذرای مدار باز- محور مستقیم
T''_{do}	ثابت‌زمانی زیرگذرای مدار باز- محور مستقیم
T'_{qo}	ثابت‌زمانی گذرای مدار باز- محور قائم
T''_{qo}	ثابت‌زمانی زیرگذرا مدار باز- محور قائم
H	ثابت اینرسی

در استانداردهای قدیمی تعیین مقدار این پارامترها یا توسط تست‌های آفلاین و زمانی که ژنراتور خارج از مدار بوده، تعیین می‌شد (مثل DC-decay، SSFR،..) و یا عموماً با تست‌های مخرب مثل اتصال کوتاه انجام می‌گردید ولی در استانداردهای جدید انجام این تست‌ها به‌دلیل مخرب بودن و بیم صدمات احتمالی روی آنها تاکید نمی‌شود. اخیراً روی تست‌های دفع جزئی بار تاکید شده است که اشکالات روش‌های قدیمی را ندارند. این روش‌ها در بخش بعد توضیح داده می‌شوند.

نکته دوم این است که پارامترهای H، X_d، X_q و T'_{do} از اهمیت بالایی در مطالعات دینامیکی برخوردارند و تخمین دقیق آنها مهم است درصورتی که سایر پارامترها از اهمیت کم‌تری برخوردارند.

نکته سوم این که عموماً پارامترهای ژنراتور سنکرون در مبنای واحد ارائه می‌شوند.

۱-۴-۱- تست دفع جزئی بار

تست دفع جزئی بار را می‌توان به دو دسته روی محورهای مستقیم و محور قائم تقسیم نمود:

۱-۴-۱-۱- تست پارامترهای محور مستقیم (d-axis):

امپدانس‌های ماشین و ثابت‌های زمانی محور مستقیم با انجام این تست به دست می‌آید. در این تست ژنراتور در سرعت نامی، بدون توان اکتیو و با مقدار کمی توان راکتیو منفی (زیر تحریک) کار می‌کند و سیستم تحریک در حالت دستی قرار دارد. سپس بریکر ژنراتور تریپ داده می شود (توان راکتیو قطع می شود) و ولتاژ ترمینال آن ثبت می شود. باید مراقبت شود که حین آزمایش، سیستم تحریک و یا سیستم توربین تریپ داده نشوند.

۱-۴-۱-۲- تست پارامترهای محور قائم (q-axis):

در صورتی که واحد نیروگاهی دارای حس‌گر اندازه‌گیری زاویه روتور نباشد، مالک واحد تولیدی می‌تواند تست‌ها را در محور مستقیم انجام داده و از جدول (۱-۲) برای به دست آوردن مقادیر محور

قائم استفاده کنند. سپس این مقادیر می‌بایست توسط تست‌های اعتبارسنجی مورد بررسی قرار گیرند و صحت آن‌ها تایید گردد. هم‌چنین، راکتانس نشتی را می‌توان حدود ۸۰ درصد X''_d تقریب زد.

جدول (پ۲-۲)- روابط معمول بین پارامترهای محور مستقیم و محور قائم.

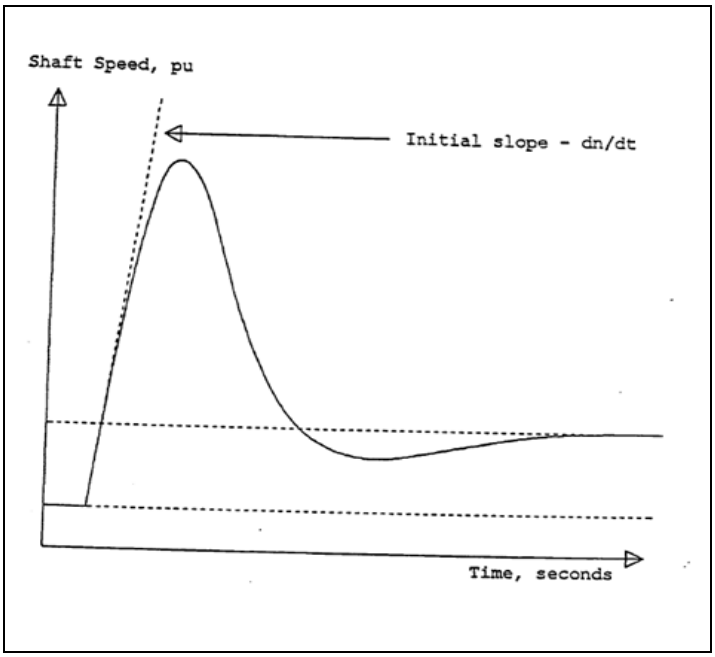
پارامتر	ژنراتور قطب صاف	ژنراتور قطب برجسته
X_q	$0.9X_d$	$0.6 - 0.7\ X_d$
X'_q	$1.5X'_d$	0
X''_q	X''_d	X''_d
T'_{qo}	$0.3T''_{do}$	0
T''_{qo}	T''_{do}	T''_{do}

اگر واحد دارای حس‌گر زاویه روتور باشد، تست‌های شناسایی پارامترهای ژنراتور را می‌توان هم در محور مستقیم و هم در محور قائم انجام داد. در این حالت می‌توان ثابت کرد که اگر زاویه روتور با اختلاف زاویه ولتاژ و جریان یکسان باشد، شار در راستای محور q قرار می‌گیرد و با دفع جزئی بار می‌توان به تخمین پارامترهای محور قائم با استفاده از نتایج آزمایش پرداخت.

۱-۴-۱-۳- تست اینرسی

در تست تعیین مقدار اینرسی ژنراتور از شبکه جدا می‌شود، در حالی که در یک بار کم کار می‌کند. (مطابق با شکل(پ۲-۱))

$$H = \frac{P(in\ \text{p.u.})}{2.\frac{d\omega}{dt}} \qquad (پ۲-۱)$$



شکل(پ۲-۱)- تست اندازه‌گیری ثابت اینرسی

۱-۴-۲- تخمین پارامترها با استفاده از روش‌های آنلاین

نکته قابل اهمیت این است که در تست‌های قطع بار، پارامترها در حالت غیراشباع تخمین زده می‌شوند. پارامترهای اشباع را می‌توان از روی منحنی اشباع ژنراتور و پارامترهای غیراشباع تخمین زد. توصیه می‌شود از روش‌های شناسایی پارامترها با استفاده از اطلاعات اندازه‌گیری فازوری نیز برای تایید و یا اصلاح پارامترهای تخمین زده شده از تست‌های قطع بار محور مستقیم و عمود استفاده شود.

۲- تخمین و ارزیابی مدل سیستم تحریک و پارامترهای آن

۲-۱- مقدمه

سیستم تحریک بیشترین تاثیر را در کنترل ولتاژ و پایداری زاویه‌ای سیستم قدرت دارد و بنابراین شناسایی و اعتبارسنجی مدل و پارامترهای آن از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. برای تخمین و ارزیابی مدل و پارامترهای دینامیکی سیستم تحریک، از دو روش ذیل می‌توان استفاده نمود:

الف- استفاده از اطلاعات ضبط شده به هنگام یک اغتشاش در ولتاژ ترمینال واحد،

ب- انجام تست شناسایی از طریق ایجاد تغییر پله‌ای در ولتاژ مرجع سیستم تحریک در حالت بی‌باری (جدا از شبکه) و یا بارداری.

استفاده از روش اول مستلزم این است که برخی از سیگنال‌های مهم حلقه کنترل ولتاژ از جمله ولتاژ و جریان میدان نیز به هنگام اغتشاش با نرخ نمونه‌برداری مناسب ضبط شده باشد. در غیر این صورت، تخمین پارامترهای سیستم تحریک تنها با استفاده از تست‌های شناسایی و ارزیابی مدل ممکن است.

نکته ۱: انجام تست‌های شناسایی و تعیین مدل و پارامترهای سیستم تحریک فقط یک بار نیاز است، اما اعتبارسنجی مدل و پارامترهای آن باید به‌طور تناوبی بعد از تعمیرات اساسی هرواحد و یا تغییر بخشی از سیستم تحریک و یا تغییر بعضی از پارامترهای آن انجام شود و در صورتی که نتیجه تست اعتبارسنجی مدل قابل قبول نباشد، تست‌های شناسایی می‌بایست تکرار شوند.

نکته ۲: هرگونه جبران‌ساز افت ولتاژ خط، جبران‌سازهای توان راکتیو و دروپ راکتیو که در نقطه جمع‌کننده کنترل‌کننده ولتاژ تاثیر دارند، باید در مدل‌سازی سیستم تحریک در نظر گرفته شوند.

نکته ۳: توصیه می‌شود که حدود بیشینه و کمینه در مدل سیستم تحریک، از طریق محاسبه و با استفاده از داده‌های کارخانه‌ای صورت پذیرد. اگر چه می‌توان این حدود را تست کرد، اما این امر نیازمند بردن سیستم تحریک به شرایط بحرانی است.

۲-۲- تشخیص نوع سیستم تحریک و بلوک دیاگرام استاندارد

در اولین مرحله از اجرای تست‌های شناسایی باید با توجه به اسناد نیروگاه، نوع سیستم تحریک و نزدیک‌ترین بلوک دیاگرام استاندارد به سیستم واقعی درحال کار را تشخیص داد. این کار برای

تشخیص نقاط اندازه‌گیری و به‌دست آوردن پارامترهای صحیح ضروری است. این مدل باید از فهرست مدل‌های قابل قبول شرکت مدیریت شبکه برق ایران انتخاب شده باشد.

۲-۳- انجام آزمایش برای شناسایی

انجام آزمایش شامل دو قسمت اصلی ایجاد اغتشاش قابل قبول و اندازه‌گیری سیگنال‌های قابل اندازه‌گیری در سیستم است. برای شناسایی سیستم تحریک سه روش معمول وجود دارد، این روش‌ها عبارتند از:

- ایجاد اغتشاش در مقدار مرجع ولتاژ،
- ایجاد اغتشاش در سیگنال فیدبک ولتاژ ترمینال،
- قطع بار راکتیو.

در مورد واحدهایی که دارای پایدارساز سیستم قدرت[۲۹] در سیستم تحریک خود هستند، توصیه می‌شود که این تست‌ها یکبار با حضور PSS و یا بدون حضور PSS انجام شود تا توانایی PSS در میرا کردن نواسانات توان نیز ارزیابی گردد.

۲-۳-۱- ایجاد اغتشاش در مقدار مرجع ولتاژ

در حالت کلی ایجاد اغتشاش بر روی یک سیستم باید به‌نحوی صورت گیرد که در مرحله نخست دامنه تغییرات محدود شود تا سیستم از حالت خطی حول نقطه‌کار خارج نشود و سیستم بتواند کارخود را به‌صورت نرمال انجام دهد و هم آنکه، اغتشاش به‌قدر کافی محرک[۳۰] باشد تا بتواند دینامیک سیستم را آشکار نماید. ایجاد اغتشاش بر روی سیستم تحریک به دو روش امکان‌پذیر است:

- ترزیق سیگنال به مرجع ولتاژ

[29] PSS
[30] Persistancy Excitation

- تغییر دستی مقدار مرجع ولتاژ

در ادامه در مورد هر یک از این روش‌ها توضیحاتی ارائه می‌شود.

۲-۳-۱-۱- ایجاد اغتشاش بیرونی

در حالت عمومی، پیشنهاد می‌گردد که ایجاد اغتشاش بر روی سیستم‌های دینامیکی توسط اعمال یک سیگنال بیرونی صورت گیرد. در تخمین پارامترهای دینامیکی سیستم کنترل ولتاژ ژنراتور، محدوده پیشنهادی IEEE برای دامنه سیگنال بیرونی تزریقی، ایجاد تغییرات ۰/۲۵ تا ۳ درصد در ولتاژ ترمینال است. عملاً بهتر است تا نزدیک‌ترین سیگنال به نویز سفید که قابل تولید باشد، یعنی سیگنال PRBS[31] به عنوان سیگنال بیرونی تزریق‌شونده انتخاب گردد. می‌توان به جای سیگنال PRBS، از یک سیگنال پالسی شکل بهره گرفت. دامنه این سیگنال مشابه با سیگنال PRBS، باید به‌گونه‌ای انتخاب شود تا نوساناتی برابر با ۰/۲۵ تا ۳٪ بر روی ولتاژ ترمینال ایجاد شده و فرکانس آن در بازه ۰/۱ – ۰/۰۵ هرتز باشد. به‌عنوان نمونه، یک سیگنال مناسب برای شناسایی سیستم تحریک می‌تواند یکی از موارد زیر باشد:

- یک سیگنال پالسی شکل با دامنه ۳٪ و پهنای ۱۰ ثانیه در حالت بارداری واحد،
- یک سیگنال پالسی شکل با دامنه ۵٪ و پهنای ۱۰ ثانیه در حالت بی باری واحد.

نکته ۱ : حداقل دامنه پالس تزریق شده در مقدار مرجع ولتاژ برابر با ۲٪ است.

نکته ۲: استفاده از این روش، در سیستم‌های تحریکی که از کارت‌های آنالوگ استفاده می‌کنند، توصیه می‌شود. در این سیستم‌ها، برای این کار، یک سیگنال ولتاژ پایین DC به ورودی جمع‌کننده یک تقویت‌کننده عملیاتی تزریق می‌شود.

[31] Pesudo Random Binary Sequence

نکته۳: در مورد سیستم‌های قدیمی که از تقویت‌کننده‌های مغناطیسی استفاده می‌کنند، این کار می‌تواند با تزریق جریان در سیم‌پیچ اضافی تقویت‌کننده صورت پذیرد.

۲ –۳ –۱ –۲– ایجاد اغتشاش به صورت دستی و یا نرم‌افزاری

در سیستم‌های کنترل تحریک آنالوگ و دیجیتال عموماً یک فرمان دستی جهت تغییر ولتاژ ترمینال وجود دارد. در صورتی که بنا به هر دلیلی امکان تزریق یک سیگنال از بیرون به سیستم کنترل تحریک فراهم نگردد، این فرمان ممکن است بتواند برای ایجاد اغتشاش بر روی سیستم به کار گرفته شود. با این وجود، به کارگیری این روش ممکن است دارای محدودیت‌هایی شامل محدودکننده شیب و دامنه قابل اغتشاش باشد. درصورت امکان فرمان دستی ویا نرم‌افزاری در نقطه بعد از محدودکننده‌ها اعمال شود. توصیه می‌شود که تا حد امکان از روش تزریق سیگنال استفاده شود.

نکته: در برخی از سیستم‌های دیجیتالی مدرن، امکان ایجاد یک پله در مقدار مرجع ولتاژ به‌صورت نرم‌افزاری از پیش تعبیه شده است.

نکته: در برخی از سیستم‌های تحریک دیجیتال، امکان دستیابی به ولتاژ مرجع و در نتیجه تزریق سیگنال وجود ندارد. برای این سیستم‌ها توصیه می‌شود از تغییر دستی مقدار مرجع ولتاژ به صورت لحظه‌ای و یا با استفاده از نرم‌افزار مربوطه استفاده شود.

نکته: در برخی از سیستم‌های تحریک دیجیتال، مبدل‌های A/D خاصی برای تزریق سیگنال جهت این گونه تست‌ها تعبیه شده است.

نکته: حداقل دامنه تغییر در مقدار مرجع ولتاژ برابر با ۲٪ است.

۲ –۳ –۲ – ایجاد اغتشاش در سیگنال فیدبک ولتاژ ترمینال

یک روش دیگر برای تست، ایجاد تغییر در سیگنالی است که به عنوان ولتاژ واقعی وارد سیستم تحریک می‌شود. دو المان برای ایجاد این تغییر وجود دارد:

- ترانس اصلی واحد از طریق تغییر تپ‌چنجر،
- تجهیزات مناسب ایجاد ولتاژ DC.

۲-۳-۳- قطع بار راکتیو

روش دیگری که برای تخمین پارامترهای سیستم تحریک مناسب می‌باشد این است که در حالی که واحد در توان اکتیو صفر و توان راکتیو منفی (جذب توان راکتیو) و سیستم تحریک در حالت کنترل خودکار ولتاژ[۳۲] قرار دارد، بریکر شبکه باز شده و ژنراتور از شبکه جدا شود. در این حالت ولتاژ شروع به کاهش می‌کند، ولی سیستم کنترل خودکار ولتاژ[۳۳]، آن را به مقدار اولیه باز می‌گرداند. در مورد سیستم‌های دیجیتال باید دقت شود که بعد از باز شدن بریکر شبکه، مد کنترلی و یا تنظیمات سیستم کنترلی آن تغییر داده نشود.

نکته: برای تست پاسخ دینامیکی سیستم تحریک می‌توان از روش‌های پاسخ فرکانسی نیز استفاده کرد. در این صورت، در اعمال فرکانس‌های نزدیک به فرکانس رزونانس شبکه (مدهای محلی، مدهای بین ناحیه‌ای و ...) احتیاط شود. همچنین، در اعمال فرکانس‌های بالاتر از ۳ هرتز می‌بایست دقت زیادی صورت گیرد، چرا که فرکانس‌ها ممکن است به فرکانس‌های پیچشی[۳۴] شفت ژنراتور نزدیک باشد. مدل باید به‌طور دقیق در محدوده فرکانسی کم‌تر از ۳ هرتز باشد.

نکته: برای شناسایی مدل و پارامترهای سیستم تحریک، می‌توان از روش‌های آفلاین نیز استفاده کرد. این کار نیاز به مقدمات زیادی از جمله برق‌دار کردن سیستم تحریک و تجهیزات آن و نصب انواع Interlockها و Jumperها برای فراهم کردن شرایط تست در حالت آفلاین دارد که این موارد برای هر نیروگاه با

32 AVR

33 AVR

34 Torsional Frequencies

نیروگاه دیگر متفاوت است. لازم است که کارشناسان نیروگاه در این مورد از آگاهی کامل برخوردار باشند.

۲ – ۳ – ۴ – متغیرهای قابل اندازه‌گیری

بسته به نوع سیستم کنترل ولتاژ و تحریک و همچنین، بلوک دیاگرام انتخاب شده، سیگنال‌هایی که باید به هنگام تست ثبت شوند، متفاوت هستند. لیستی از سیگنال‌های معمول در این گونه تست‌ها در جدول (۲–۱) ارائه شده است. فرکانس مناسب برای نمونه‌برداری برای هر سیگنال 1 kHz است (حداقل نرخ 200 Hz) و کلیه سیگنال‌ها باید هم‌زمان یا سنکرون بوده و یا تگ‌زمانی داشته باشند.

نکته ۱: در مورد سیستم‌های تحریک بدون جاروبک[۳۵]، معمولاً امکان اندازه‌گیری ولتاژ و جریان میدان ژنراتور اصلی وجود ندارد و باید از ولتاژ و جریان میدان تحریک اصلی نمونه‌برداری شود.

نکته ۲: در سیستم‌های تحریک دیجیتالی که دسترسی به سیگنال‌های داخلی کنترل‌کننده ولتاژ وجود ندارد، بهتر است از نرم‌افزار داخلی سیستم تحریک که دارای یک ثبات اطلاعات داخلی است، استفاده شود. در این سیستم‌ها نرخ نمونه‌برداری، زمان نمونه‌برداری و شرط شروع نمونه‌برداری قابل تنظیم است.

نکته ۳: در برخی از سیستم‌های تحریک دیجیتالی، امکان نسبت دادن برخی از سیگنال‌های داخلی به برخی از پین‌های سخت‌افزار وجود دارد. در این حالت پس از نسبت دادن سیگنال‌های مورد نیاز، دستگاه ضبط کننده اطلاعات به این پین‌ها متصل شده و اطلاعات آن‌ها نمونه‌برداری می‌شود.

[35] Brushless

نکته ٤: توصیه می‌شود که اتصالات تجهیزات تست به تجهیزات نیروگاه در حالتی که واحد از مدار خارج است، صورت پذیرد. همچنین تا حد امکان، این اتصالات باید بدون باز کردن حلقه‌های کنترلی نیروگاه انجام پذیرد.

جدول (پ۲-۳)- نام و مشخصات سیگنال‌های مورد نیاز جهت تخمین پارامترهای بخش تحریک.

نام سیگنال	کاربرد	شرایط اندازه‌گیری
ولتاژ ترمینال در خروجی PT	تعیین مشخصه دینامیکی المان فیدبک	قابل اندازه‌گیری
خروجی ترانس جبران‌ساز بار	تعیین مشخصه دینامیکی جبران‌ساز	قابل اندازه‌گیری
خروجی یکسوساز و فیلتر ولتاژ ترمینال	محاسبه تعیین مشخصه دینامیکی المان فیدبک سیگنال خطا	نیازمند وجود پین آنالوگ و یا نرم‌افزار تنظیمات
جریان استاتور در CT خروجی	تعیین مشخصه دینامیکی جبران‌ساز محاسبه توان‌های اکتیو و راکتیو	قابل اندازه‌گیری
مقدار مرجع	محاسبه سیگنال خطا تعیین بهره در سیستم یکائی	نیازمند وجود پین آنالوگ و یا نرم‌افزار تنظیمات
سیگنال خطا	تعیین مشخصه دینامیکی کنترل‌کننده حلقه اصلی	نیازمند وجود پین آنالوگ و یا نرم‌افزار تنظیمات
خروجی کنترل‌کننده حلقه اصلی	تعیین مشخصه دینامیکی کنترل‌کننده حلقه AC اصلی	نیازمند وجود پین آنالوگ و یا نرم‌افزار تنظیمات
سیگنال ورودی میراساز	تعیین مشخصه دینامیکی میراساز تعیین بهره در سیستم یکائی	قابل اندازه‌گیری
سیگنال خروجی میراساز	تعیین مشخصه دینامیکی میراساز	نیازمند وجود پین آنالوگ و یا نرم‌افزار تنظیمات
جریان تحریک (ژنراتور اصلی یا کمکی)	تعیین بهره در سیستم یکائی کمکی تعیین مشخصه دینامیکی محرک	قابل اندازه‌گیری
ولتاژ تحریک (ژنراتور اصلی یا کمکی)	تعیین بهره در سیستم یکائی تعیین بهره تقویت‌کننده قدرت کمکیAC تعیین مشخصه دینامیکی محرک	قابل اندازه‌گیری
AVR سیگنال خروجی	تعیین بهره تقویت‌کننده قدرت	نیازمند وجود پین آنالوگ و یا نرم‌افزار تنظیمات

نام سیگنال	کاربرد	شرایط اندازه‌گیری
سیگنال‌های ورودی و خروجی پایدارساز قدرت[36]	تعیین مشخصه دینامیکی PSS	نیازمند وجود پین آنالوگ و یا نرم‌افزار تنظیمات
توان راکتیو	تعیین مشخصه جبران‌ساز توان راکتیو	قابل اندازه‌گیری

۲-۳-۵- شرایط انجام آزمایش‌های شناسایی سیستم تحریک

در صورتی‌که شناسایی سیستم تحریک از طریق اغتشاش داخلی و یا بیرونی باشد، توصیه می‌شود که تست شناسایی سیستم تحریک حداقل در چند نقطه زیر و در ولتاژ و سرعت نامی انجام شود:

- حالت بی‌باری در ولتاژ نامی قبل از اتصال به شبکه،
- حالت تقریباً بی باری بعد از اتصال به شبکه،
- ۷۵ درصد بار نامی و توان راکتیو تقریباً صفر،
- ۱۰۰ درصد بار نامی و توان راکتیو تقریباً صفر،
- ۱۰۰ درصد بار نامی و توان راکتیو مثبت،
- ۱۰۰ درصد بار نامی و توان راکتیو منفی.

نکته: این چند نقطه کار می‌توانند متفاوت انتخاب شوند.

نکته: دقت شود که درحین انجام آزمایش، سیستم در مد کنترل ولتاژ باشد و نه در حالت کنترل توان راکتیو.

روش انجام تست در هر دو روش (اغتشاش داخلی و بیرونی) و حالت های یاد شده یکسان بوده و از رویه زیر پیروی می‌نماید:

- تنظیم سیستم دستگاه ضبط اطلاعات جهت ذخیره سیگنال‌های ارائه شده در جدول (۲-۱)،

36 PSS

- ثبت سیگنال‌ها به مدت ۳۰ ثانیه و قبل از اعمال اغتشاش،
- اعمال اغتشاش بر روی سیستم با توجه به ملاحظات ارائه شده،
- اتمام ثبت سیگنال و اعمال اغتشاش پس از ٦٠ ثانیه از شروع آن.

۲ –۴ – تعیین پارامترهای دینامیکی انواع سیستم تحریک

تعیین پارامترهای دینامیکی تک تک اجزاء موجود در حلقه کنترل تحریک، با توجه به دسترسی به سیگنال‌های ورودی و خروجی هر بلوک و وجود داده‌های مناسب، قابل انجام است. قبل از شروع فرآیند تخمین پارامترها، نیاز است که سیگنال‌ها فیلتر شده، به مقدار واقعی متناسب برده شده و سپس یکایی شوند. ساده‌ترین روش برای انجام تخمین پارامترهای دینامیکی استفاده از روش حداقل مربعات خطاست.

با توجه به محدودیت‌های پیاده‌سازی مدل‌های دینامیکی در نرم‌افزارهای تجاری موجود، دستیابی به مدل‌های استاندارد و پرکاربرد برای انواع سیستم تحریک بسیار مطلوب است. با این وجود، عموماً عدم انطباق مدل‌های واقعی با مدل‌های استاندارد، به‌خصوص در رابطه با سیستم‌های تحریک قدیمی، مشکل‌ساز است. به این ترتیب، در بیشتر موارد تنها باید به دستیابی به پارامترهای دینامیکی نزدیک‌ترین مدل استاندارد به مدل واقعی، اکتفا نمود. ممکن است دو یا سه مدل استاندارد مختلف به عنوان بهترین ساختارها انتخاب گردد. تحلیل و انتخاب گزینه نهائی از میان اولویت‌های تعیین شده بر اساس تحلیل‌های تخمین پارامتر و بررسی رفتار دینامیکی مدل‌های انتخابی صورت می‌گیرد. پس از تعیین یک و یا چند ساختار استاندارد مطلوب، پارامترهای آن باید بر اساس تحلیل‌های مختلف تعیین شده و نهایتاً بهترین مدل انتخاب گردد.

۲ –۵ – رویه اعتبارسنجی مدل سیستم تحریک و پارامترهای آن

برای اعتبارسنجی مدل سیستم تحریک به دست آمده، از یکی (و یا بیش از یکی) از تست‌های زیر می توان استفاده کرد. برای این تست‌ها کنترل سیستم تحریک باید در حالت اتوماتیک قرار گیرد و حداقل سیگنال های ولتاژ ترمینال ژنراتور و ولتاژ میدان (یا جریان میدان تحریک اصلی برای سیستم‌های بدون جاروبک) می بایست حتماً ضبط گردند.

أ- تست پاسخ پله ولتاژ در حالت متصل به شبکه: یک تغییر پله‌ای در مقدار ولتاژ مرجع (معمولاً حدود ۳ درصد) صورت گیرد در حالی‌که بریکر ژنراتور بسته بوده و ژنراتور توان اکتیو نامی را تولید می‌کند.

ب-تست پاسخ پله ولتاژ در حالت مدار باز: درحالی که بریکر ژنراتور باز است و ژنراتور در سرعت نامی کار می‌کند، یک تغییر پله‌ای (معمولاً ۵ درصد) در ولتاژ مرجع AVR اعمال می‌شود.

ت-تست قطع ناگهانی توان راکتیو: ژنراتور در توان اکتیو نزدیک به صفر و در حالت زیرتحریک (حدود ۵ الی ۱۰ درصد توان راکتیو نامی) کار می‌کند. سپس بریکر ژنراتور از شبکه جدا می‌گردد. توان اکتیو از این جهت بهتر است نزدیک صفر باشد که تغییرات خروجی ژنراتور صرفاً از طریق سیستم تحریک باشد.

۳– تخمین و ارزیابی مدل سیستم پایدارساز سیستم قدرت (PSS) و پارامترهای آن

مدل و پارامترهای PSS معمولاً توسط کارخانه سازنده ارائه می‌شوند و یا در اسناد راه‌اندازی[۳۷] نیروگاه ارائه می‌گردد. پارامترهای PSS را می‌توان از روی کارت تنظیمات آن (نوع آنالوگ) محاسبه نمود و یا از روی نمایش‌گرهای دیجیتال[۳۸] (نوع دیجیتال) خواند. بنابراین در اینگونه موارد نیاز به تست PSS

[37] Comissioning

[۳۸] ممکن است به اتصال لپتاپ مخصوص سیستم تحریک و نرم‌افزار خاص آن نیاز باشد.

برای شناسایی پارامترهای آن نیست و تنها انجام تست‌های ارزیابی پارامترهای تنظیم شده توصیه می‌شود. اما اگر امکان قرائت پارامترهای آن وجود نداشته باشد و یا مدلی از آن از طرف سازنده ارائه نشده باشد، می‌توان از برخی تست‌های شناسایی برای تعیین مشخصات و پارامترهای آن استفاده کرد.

تست‌های شناسایی PSS، برای به دست آوردن مقادیر بهره، ثابت زمانی، محدوده کننده و کالیبراسیون مبدل‌های اندازه‌گیری انجام می‌شود. اگر مدل کامل PSS به همراه پارامترهای آن موجود باشد، تست‌های ساده پاسخ پله برای تایید مدل کافی می‌باشد. ذکر این نکته الزامی است که در نیروگاه ها، PSS در درون سیستم AVR تعبیه شده و به عنوان یک تجهیز مجزا وجود ندارد.

PSSها می‌توانند ورودی‌های متفاوتی از جمله سرعت، فرکانس، توان، توان افزایشی[۳۹] و یا انتگرال توان افزایشی داشته باشند. این ورودی‌ها معمولاً در PSS با استفاده از سیگنال‌های جریان، ولتاژ ترمینال و سرعت محاسبه می‌شود. برای نمونه با انتگرال گرفتن از توان افزایشی ژنراتور، سرعت آن محاسبه می‌شود. مهم‌ترین پارامترهای PSS، نوع PSS، بهره آن و ثابت زمانی‌های غالب آن هستند.

۳ –۱ – شناسایی PSS

در اولین مرحله از اجرای تست‌های شناسایی، باید با توجه به اسناد نیروگاه، نوع سیستم پایدارساز و نزدیک‌ترین بلوک دیاگرام استاندارد به سیستم واقعی درحال کار را تشخیص داد. این کار برای تشخیص نقاط اندازه‌گیری و به دست آوردن پارامترهای صحیح ضروری است. برای تست PSS، مانند سایر تست‌های شناسایی نیاز است تا سیگنال‌های مناسب از ژنراتور، سیستم تحریک و PSS ضبط شوند. سیستم‌های تحریک دیجیتال معمولاً دارای خروجی سیگنال‌های مورد نیاز برای تست PSS هستند و یا از یک ثبات داخلی برای ضبط برخی سیگنال ها برخوردارند. به‌طور کلی معمولاً همه

[39] Accelerating Power

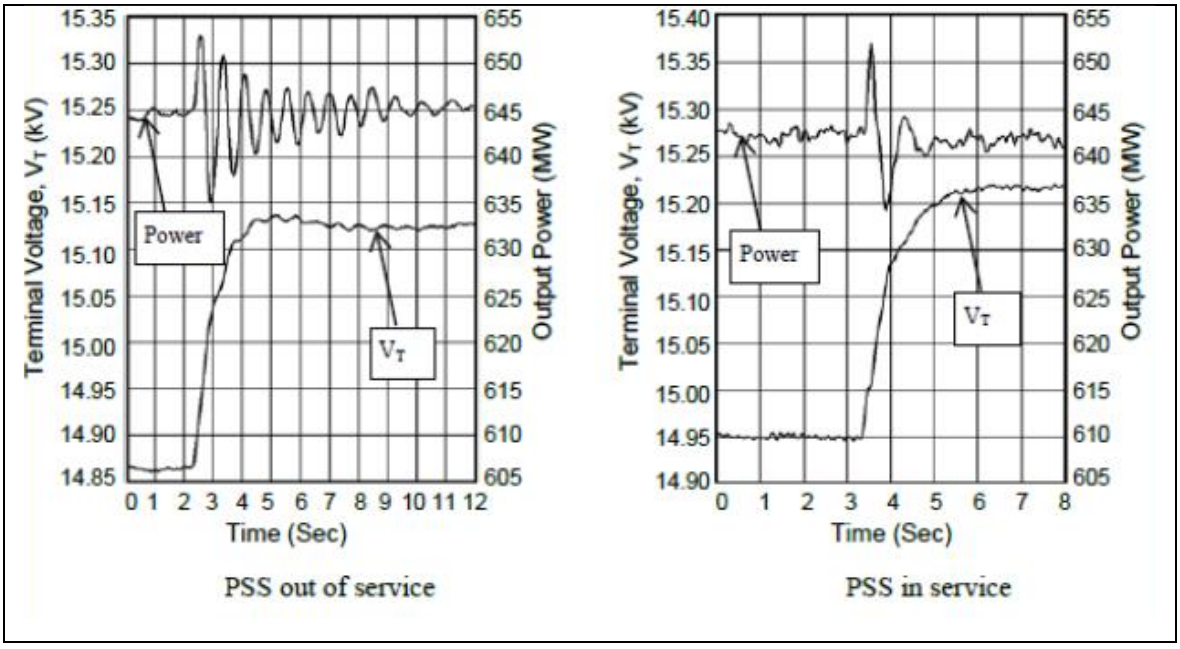
سیگنال‌های مورد نیاز، به راحتی قابل دسترسی نیستند و نیاز است از مبدل، فیلتر و تقویت‌کننده برای ضبط سیگنال استفاده کرد. این سیگنال‌ها عبارتند از:

- ولتاژ ترمینال خروجی
- توان الکتریکی
- ولتاژ میدان ژنراتور
- سرعت شفت ژنراتور
- فرکانس ترمینال
- خروجی PSS
- خروجی بلوک‌های داخلی PSS مثل خروجی فیلتر Wash-out و خروجی Lead-Lagها

بهترین روش برای شناسایی پارامترها بررسی پاسخ زمانی است. این تست با اعمال یک سیگنال پله‌ای در ورودی PSS و ضبط خروجی PSS و ولتاژ ترمینال به دست می‌آید. تغییر پله‌ای در ولتاژ مرجع و یا مرجع فرکانس نیز همان تاثیر را خواهد داشت. در بسیاری از موارد این تست، با اعمال یک پله ولتاژ (معمولاً ۲ درصد ولتاژ نامی) در محل ولتاژ مرجع صورت می‌گیرد. گرچه از این تست می‌توان برای شناسایی PSS استفاده کرد، اما برای اعتبارسنجی مدل PSS و پارامترهای آن در صورت وجود، بسیار مناسب است. پس از اجرای این تست‌ها با استفاده از روش‌های مختلف شناسایی از جمله حداقل مربعات می‌توان نزدیک‌ترین پارامترها به مدل واقعی PSS را پیدا کرد.

توصیه می‌شود که تست اعمال سیگنال پله به ورودی AVR، یک بار با حضور PSS و یک بار بدون حضور PSS انجام شود تا علاوه بر شناسایی پارامترهای PSS ، تاثیر آن در میراکردن نوسانات توان نیز ارزیابی گردد. شکل شکل (پ۲-۲) یک نمونه از تست پاسخ زمانی PSS را نشان می‌دهد. پس از

اجرای این تست‌ها می‌توان با استفاده از روش‌های شناسایی پارامترها مانند روش حداقل مربعات پارامترهای PSS را تخمین زد.



شکل(پ۲-۲) - تست پاسخ پله PSS.

یکی دیگر از روش‌های تست PSS این است که سیستم کنترل توربین (گاورنر) را در حالت کنترل فرکانس قرارداده و سپس یک پله ۰/۵± هرتزی به مرجع سرعت گاورنر اعمال گردد. در ادامه نکات مهمی در مورد تست پاسخ زمانی PSS ارائه می‌شود.

نکته: توصیه می‌شود که تست PSS در حین تست سیستم تحریک انجام شود.

نکته: تست پاسخ زمانی PSS باید در شرایط نامی یا بار پایه (حداقل ۸۰ درصد بار نامی) انجام پذیرد.

نکته: در برخی از سیستم‌های تحریک، امکان تزریق سیگنال به ورودی PSS تعبیه شده که برای این کار نیاز است این سیگنال جایگزین سیگنال‌های ورودی اصلی PSS شود و یا با آن‌ها جمع شود. این کار در سیستم‌های تحریک دیجیتال با مقداردهی عدد "یک" به پارامتر منطقی صورت می‌پذیرد.

نکته: در برخی از سیستم‌های تحریک دیجیتال، امکان تست PSS با یک سیگنال پله نرم‌افزاری از قبل تعبیه شده است. در این سیستم‌ها با فعال کردن پارامتر تست PSS، به‌طور خودکار یک پالس به ورودی PSS اعمال می‌شود که دامنه و مدت زمان آن قابل تنظیم است.

نکته: دقت شود که در برخی از سیستم‌های تحریک دیجیتال (مانند Basler)، با غیرفعال کردن PSS، ضرائب AVR به‌طور خودکار تغییر می‌کند تا احتمال ناپایداری کاهش یابد.

نکته: مانورهای آهسته در واحد به هنگام تست، نمی‌تواند تحریک‌کننده خوبی برای PSS و شناسایی پارامترهای آن باشد.

نکته: اگر خروجی PSS قابل اندازه‌گیری نباشد باید در حالی‌که PSS از مدار خارج است تست سیستم تحریک و ژنراتور انجام و ارزیابی شوند تا از درست بودن مدل آنها اطمینان حاصل شود. بعد با استفاده از نتایج تست در حالی که PSS در مدار است می‌توان به صورت حلقه بسته پارامترهای مدل PSS را شناسایی کرد.

۳ – ۲ – ارزیابی عملکرد پایدارساز سیستم قدرت (PSS)

توصیه می‌شود که به هنگام تست‌های سیستم تحریک و PSS ، عملکرد PSS در میراکردن نوسانات نیز ارزیابی شود. به عبارت دیگر، این موضوع که پارامترهای فعلی چه میزان در میراکردن نوسانات موثر هستند، بررسی می‌شود. تنظیمات PSS وقتی قابل قبول است که این سه شرط را دارا باشد:

أ. هر نوسانی در ۲ سیکل میرا شده باشد.

ب.PSS فرکانس‌های محدوده ۲۰۰ میلی‌هرتز تا ۳ هرتز را به خوبی میرا کند.

ت.بهره پیشنهادی تا محدوده ۳ برابر منجر با ناپایداری نشود.

۴- تخمین و ارزیابی مدل سیستم توربین-گاورنر و پارامترهای آن

در اختیار داشتن اطلاعات مدل و پارامترهای سیستم توربین-گاورنر برای مطالعات پایداری یک ضرورت است. این مدل و پارامترهای آن پاسخ واحد تولیدی به تغییرات فرکانس در شبکه را مشخص می‌کند.

نکته مهم: بر خلاف مدل‌سازی سیستم تحریک، در مدل‌سازی سیستم توربین-گاورنر، نیاز به یک مدل بسیار دقیق و با جزئیات کامل که منطبق بر مدل‌های تک تک اجزای سیستم کنترل باشد، وجود ندارد. هدف از این مدل‌سازی، بررسی رفتار کلی واحد در هنگام نوسانات فرکانس شبکه و پاسخ واحد به این نوسانات است. بنابراین پارامترهای مهم در این مدل دروپ[40]، باند مرده[41]، نرخ بارگیری و حالت کنترلی غالب واحد است.

انجام تست‌های شناسایی و تعیین مدل و پارامترهای سیستم توربین-گاورنر فقط یک بار نیاز است، اما اعتبارسنجی مدل و پارامترهای آن باید به طور تناوبی انجام شود و در صورتی که نتیجه تست اعتبارسنجی مدل قابل قبول نباشد، تست‌های شناسایی می‌بایست تکرار شوند. این مسئله در مورد پارامترهای مهم این سیستم شامل ثابت اینرسی، دروپ، باند مرده، نرخ بارگیری و حالت کنترلی غالب واحد از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. در این سند، ثابت اینرسی که با در نظر گرفتن مجموع اینرسی ژنراتور و توربین به دست می‌آید، جزو پارامترهای ژنراتور محسوب شده است.

مقدار دروپ و بانده مرده و نرخ بارگیری پارامترهای مهمی هستند که پاسخ واحد تولیدی به تغییرات فرکانس شبکه را تعیین می‌کنند و لذا در اختیار داشتن مقدار صحیح این پارامترها از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. دروپ در بسیاری از موارد در مقدار ۵ و یا ٤ درصد تنظیم شده است. اگرچه این تنظیمات معمولاً دقیق هستند، اما به دلیل اهمیت این پارامتر، توصیه می‌شود که دروپ گاورنر

[40] Droop
[41] Dead Band

تست شود. بعد از تست دروپ، باند مرده واحد باید در هر دو جهت تست شود. گرچه مقدار باند مرده در هر دو جهت معمولاً با هم برابر و با علامت مخالف هستند.، این موضوع باید مجدداً تست شود.

در صورتی‌که سیستم کنترل توربین، دارای چند حالت کنترلی است (کنترل فرکانس، کنترل بار، کنترل دما و ...) باید مشخص شود که از واحد معمولاً در کدام یک از این حالت‌ها بهره‌برداری می‌شود. برای مثال، برخی از واحدهای بخار در کشور در حالت محدودکننده بار[۴۲] بهره‌برداری می‌شود که در این حالت حتی با افت فرکانس شدید، بار واحد افزایش داده نمی‌شود. مثالی دیگر، واحدهای بخار سیکل‌ترکیبی هستند که برخی از آن‌ها در حالت Sliding Pressure یا Boiler Follow بهره‌برداری می‌شوند. در این حالت، شیرهای کنترل کاملاً باز بوده وموقعیت آن‌ها با تغییر فرکانس شبکه تغییری نمی‌کنند. اگر یک واحد در برخی از زمان‌ها در یک حالت کنترلی کار می‌کند و در برخی زمان‌ها در یک حالت دیگر (در یک زمان طولانی)، باید هر دو حالت گزارش گردد. همچنین، در مدل‌سازی سیستم‌های توربین- گاورنر برخی از محدودکننده‌ها مانند محدودکننده شیب باز یا بسته شدن شیرها، محدودکننده‌های دبی، فشار و یا دما که ممکن است در هنگام واکنش واحد به نوسانات فرکانس در پاسخ سیستم نقش داشته باشند، از اهمیت ویژه‌ای برخوردارند.

تست‌های شناسایی سیستم‌های توربین- گاورنر بستگی به نوع واحد شامل بخار، گاز و آبی دارد. اما روش‌های شناسایی دو پارامتر مهم دروپ و باند مرده مشترک است. در این سند، ابتدا روش به دست آوردن این دو پارامتر از طریق تست ارائه می‌شود. سپس دستورالعمل تعیین پارامترهای دینامیکی توربین و گاورنر برای واحدهای بخاری، گازی و آبی به صورت جداگانه بحث می‌شود.

[42] Load Limit

۴ –۱ – تست دروپ گاورنر

دروپ معادل درصد تغییر سرعت واحد به ازای یک تغییر با دامنه 1 p.u. در توان خروجی واحد تعریف می‌شود. مقدار دروپ قابل تنظیم است و معمولاً می‌توان مقدار تنظیم شده را قرائت کرد. اما به دلیل اهمیت این موضوع، نیاز است که این پارامتر تست شود (به ویژه در مورد واحدهای قدیمی با گاورنرهای مکانیکی–هیدرولیکی). برای به دست آوردن دروپ گاورنر، ساده‌ترین راه ضبط توان خروجی ژنراتور بر حسب تغییر در مقدار مرجع بار/سرعت است. این روش، با فرض خطی بودن دروپ تعریف شده است.

در مرحله اول، در حالت جدا از شبکه، یک تغییر پله‌ای به مرجع سرعت داده می‌شود و تغییرات سرعت ضبط می‌شود. در مرحله دوم همان تغییر پله‌ای وقتی ژنراتور به شبکه متصل است اعمال می‌شود و تغییرات توان اکتیو ضبط می‌شود. در این صورت دروپ از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

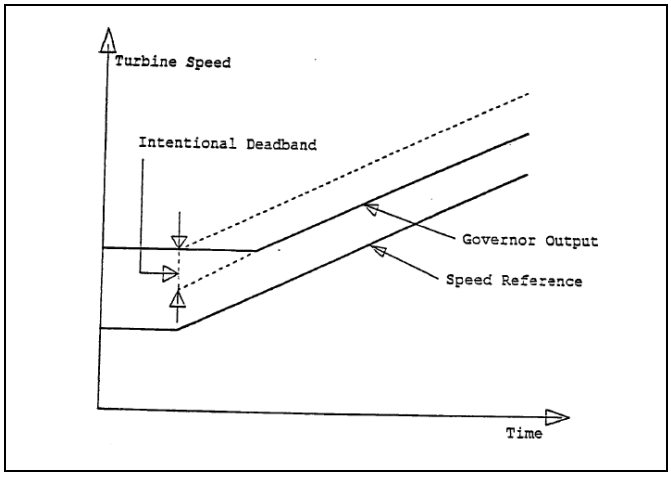
$$r = \frac{\frac{\Delta\omega}{\Delta\omega_{ref}}}{\frac{\Delta P}{\Delta\omega_{ref}}} \qquad (پ۲-۲)$$

در این رابطه، $\Delta\omega$ تغییرات سرعت واحد در حالت جدا از شبکه به ازای تغییر $\Delta\omega_{ref}$ در سرعت مرجع و ΔP تغییر بار در حالت متصل به شبکه به ازای همان میزان تغییر در سرعت مرجع است.

نکته: برای توربین‌های آبی دو دروپ ثابت و موقت تعریف می‌شود. در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، بر اساس ترکیب ساختار آن‌ها، دروپ موثر را می‌توان به صورت ترکیبی از رفتار واحدهای گازی و تاثیر خروجی آن بر روی واحد بخار، به دست آورد (واحدهای بخار سیکل ترکیبی که در حالت Sliding Pressure بهره‌برداری می‌شوند، در حالت کنترل فرکانس نبوده و در نتیجه دروپ برای آن‌ها معنا ندارد).

۴ -۲ – تست باند مرده

باند مرده مطابق تعریف، بزرگ‌ترین مقدار انحراف فرکانس است که گاورنر به آن واکنش نشان نمی‌دهد. برای انجام این تست ژنراتور باید به صورت سنکرون به شبکه متصل باشد. سپس یک تغییر در سرعت یا فرکانس مرجع گاورنر به صورت یک تابع شیب[۴۳] داده می‌شود و از پاسخ گاورنر به این تغییر، باند مرده آن محاسبه می‌شود. مقدار سیگنال تابع شیب، هنگامی که تغییری در خروجی گاورنر دیده می‌شود، مقدار باند مرده را تعیین می‌کند. این تست می‌بایست در هر دو جهت (افزایش و کاهش سرعت مرجع) انجام شود (به شکل (پ۲-۳) رجوع شود).



شکل(پ۲-۳)- تست اندازه‌گیری باند مرده گاورنر از پاسخ شیب واحد سرعت مرجع.

نکته: در توربین‌های گازی جدید که گاورنر دیجیتال دارند، یک باند مرده مجازی برای سیستم گاورنر تعریف می‌شود. اما گاورنرهای توربین‌های بخار و توربین‌های آبی (به دلیل پدیده backlash)، باند مرده فیزیکی دارند که می‌بایست از این طریق اندازه‌گیری شود.

[43] Ramp

۴ –۳ – دستورالعمل تعیین پارامترهای دینامیکی توربین–گاورنر واحدهای بخاری

در اولین قدم اسناد و مدارک گاورنر و توربین بررسی شده و با توجه به اجزای مختلف موجود از بین مدل‌های تایید شده شرکت مدیریت شبکه برق ایران یک مدل برای سیستم گاورنر- توربین انتخاب می‌شود. پس از انتخاب مدل دینامیکی کامل توربین- گاورنر، بایستی مقدار پارامترهای مدل که شامل ثابت‌های زمانی و گین‌های اجزای آن‌هاست بدست آید. لذا این دستورالعمل با هدف استخراج پارامترهای دینامیکی توربین و گاورنر تدوین می‌شود و شامل رویه انجام تست‌های شناسایی است.

۴ –۳ –۱ – رویه انجام آزمایش‌های شناسایی

تست‌های مربوط به توربین و گاورنر واحدهای بخار به صورت هم‌زمان انجام می‌شوند. رویه انجام تست توربین – گاورنر برای واحدهای مختلف بخار با توجه به ساختار و توپولوژی گاورنر (نرم‌افزاری، کارت‌های الکترونیکی و مکانیکی) متفاوت است. معمولاً گاورنر اغلب واحدهای بخار که اخیراً نصب شده‌اند به‌صورت نرم‌افزاری و برخی دیگر بر مبنای کارت‌های الکترونیکی است. از طرفی گاورنر تعدادی از واحدهای بخار که سال‌ها از زمان نصب آنها می‌گذرد، به‌صورت کاملاً مکانیکی طراحی شده است. برای تعیین پارامترهای دینامیکی توربین- گاورنر نیاز به تحریک مودهای کنترلی توربین و گاورنر وجود دارد. برای تحریک مودهای توربین-گاورنر در حالت وصل به شبکه روش‌های زیر وجود دارد:

الف – اعمال اغتشاش کوچک به نقاط مرجع بار الکتریکی و فرکانس (سرعت)،

ب- تغییرات سریع و ناگهانی بار واحد.

در صورتی‌که تزریق سیگنال اغتشاش امکان‌پذیر نباشد، باید با تغییر سریع بار الکتریکی مرجع، پاسخ سیستم را به این تغییرات ثبت کرد. همچنین، در صورتی‌که امکان تزریق سیگنال اغتشاش به

نقطه مرجع فرکانس مقدور نباشد، جهت شناسایی پارامترهای حلقه کنترل فرکانس باید با هماهنگی قبلی، اغتشاش کوچکی نظیر کاهش ناگهانی بار تولیدی واحدهای مجاور ایجاد کرد.

با توجه به اینکه برخی از آزمایش‌ها در هنگام راه‌اندازی واحد و برخی دیگر در زمان بارگیری واحد و اتصال به شبکه و برخی دیگر نیز هنگام قطع از شبکه و قطع بخار ورودی به توربین انجام می‌شود. از این رو تست‌ها باید با ترتیبی که در زیر به آن اشاره می‌شود، انجام شوند که حداقل دفعات راه‌اندازی و بارگیری اتفاق افتد؛ لذا رویه کلی تست واحدهای بخاری مطابق زیر است :

۱- دورگیری واحد و تغییرات سرعت توربین قبل از اتصال به شبکه،

۲- سنکرون شدن واحد با شبکه و افزایش پله‌ای بار با بیشترین نرخ،

۳- تزریق سیگنال‌های شناسایی با دامنه‌های مختلف به مرجع بار در بارهای مختلف،

٤- تزریق سیگنال‌های شناسایی به مرجع فرکانس در بارهای مختلف،

۵- کاهش پله‌ای بار واحد تا رسیدن به بار حداقل ،

۸- قطع بار و خارج شدن از شبکه.

در ادامه مراحل انجام تست‌های تخمین پارامتر به طور مفصل‌تر ارائه می‌شود:

مرحله اول:

اولین و مهم‌ترین مرحله در انجام آزمایش‌ها مشخص کردن سیگنال‌های قابل اندازه‌گیری سیستم توربین-گاورنر است. برخی از این متغیرها به‌صورت سیگنال‌های کنترلی استاندارد (ولتاژهای منفی ۱۰ ولت تا مثبت ۱۰ ولت و جریانی ٤ تا ۲۰ میلی‌آمپر) هستند که با استفاده از ایزولاتورهای مناسب به دستگاه ضبط کننده اطلاعات متصل می‌شوند. اما در خصوص متغیرهای خارج از محدوده سیگنال‌های ابزار دقیق لازم است تا قبل از اتصال، ملاحظات لازم جهت قرار گرفتن در محدوده استاندارد در نظر گرفته شود. توصیه می‌شود که نرخ نمونه‌برداری دستگاه ضبط کننده اطلاعات از

کلیه متغیرها حداقل ۲۰ نمونه در ثانیه باشد. در جدول (پ۲-٤) لیست متغیرهای قابل اندازه‌گیری مربوط به توبین- گاورنر واحدهای بخاری ارایه می‌شود.

نکته: تمام سیگنال‌های اشاره شده در جدول عموماً قابل اندازه‌گیری نیست و برخی می‌تواند جایگزین برخی دیگر باشد. اندازه گیری‌ها باید برای تخمین پارامترها کافی باشند.

جدول (پ۲-٤)- سیگنال‌های قابل اندازه‌گیری در تست توربین گاورنر بخار

شماره سیگنال	نام سیگنال	توضیح
۱	Generator Active Power	توان خروجی ژنراتور
۲	Turbogenerator Speed	سرعت روتور
۳	Governor Valve & Position	موقعیت شیرکنترل اصلی
٤	Injection signal	سیگنال شناسایی (تزریقی)
٥	HP Turbine Inlet Flow	دبی بخار ورودی HP
٦	Speed Changer Oil Pressure	فشار روغن تغییردهنده سرعت
۷	Impeller Oil Pressure	فشار روغن ایمپلر
۸	Speed Changer Position	موقعیت تغییردهنده سرعت
۹	Servomotor Position	موقعیت سروموتور
۱۰	Control Oil Pressure	فشار روغن کنترل
۱۱	Steam Chest Temprature	دمای محفظه بخار
۱۲	Steam Chest Pressure	فشار محفظه بخار
۱۳	Load demand	بار درخواستی توسط اپراتور
۱٤	Output of load controler	خروجی بلوک کنترل بار
۱٥	Output of pre. controler	خروجی بلوک کنترل فشار
۱٦	Output of freq. controler	خروجی بلوک کنترل فرکانس
۱۷	Output of governor	خروجی گاورنر

۱) پس از توقف کامل، سیگنال‌های جدول (پ۲-٤) به‌ترتیب به دستگاه ضبط کننده اطلاعات وصل شوند.

۲) واحد را راه‌اندازی کرده و واحد به دور نامی (۳۰۰۰ rpm) رسانده شود (نرخ افزایش سرعت بستگی به نظر نیروگاه دارد).

۳) در حین راه‌اندازی از کلیه سیگنال‌ها نمونه‌برداری شود.

مرحله دوم:

در این مرحله تست‌های لازم برای شناسایی پارامترها (مقادیر بهره و ثابت‌های زمانی) در نقاط کاری مختلف انجام می‌گیرد. توصیه می‌شود که تست شناسایی سیستم توربین گاورنر حداقل در چند نقطه زیر و در ولتاژ و سرعت نامی انجام شود:

۱) حالت بی‌باری در ولتاژ نامی قبل از اتصال به شبکه،

۲) حالت تقریباً بی باری بعد از اتصال به شبکه،

۳) ۷۵ درصد بار نامی و توان راکتیو تقریباً صفر،

٤) ۱۰۰ درصد بار نامی و توان راکتیو تقریباً صفر.

لازم به ذکر است بعد از رسیدن به هر پله بار لازم است تا رسیدن واحد به حالت پایدار توقف صورت گیرد. ضروری است در حین بارگیری به محدودیت‌های بهره‌برداری نیروگاه توجه شود. در هرکدام از نقاط کاری بالا تست‌های زیر انجام می‌شود:

- تزریق سیگنال شناسایی به نقطه مرجع بار در پله‌های مختلف اعمال سیگنال شناسایی در قالب اغتشاش پالس در هر پله بار (با دامنه ۵ درصد تا ۱۰ درصد دامنه مرجع بار) صورت می‌گیرد. دوره تناوب اغتشاش پالس باید به گونه‌ای انتخاب شود تا سیستم قبل از هر تغییر به حالت کاملاً پایدار رسیده باشد.

- **بعد از قرار گرفتن واحد در وضعیت کنترل فرکانس، در صورت امکان تزریق سیگنال شناسایی به نقطه مرجع فرکانس انجام می‌شود. هدف از اعمال این سیگنال شناسایی مقادیر باند مرده، شیب تغییرات، محدود کننده شیب تغییرات و دروپ می‌باشد. دامنه موج اغتشاش (تابع پله) باید به‌صورت ۰/۵± هرتزی اعمال شود. برای محاسبه دروپ و باند مرده می‌توان از روش‌های ارائه شده در ابتدای این رویه نیز استفاده کرد.**
- **حین انجام بندهای فوق نمونه‌برداری از کلیه سیگنال‌های جدول (٤-١) انجام شود.**

مرحله سوم:

١) انجام Run back از بار نامی تا هر مقدار بار میانی: طی انجام این تست، بار واحدهای بخار با نرخ بسیار بالا کاهش می‌یابد.

٢) کاهش پله‌ای بار تا بار حداقل: بعد از رسیدن به هر پله بار لازم است تا رسیدن واحد به حالت پایدار توقف صورت گیرد.

٣) در حین انجام بندهای (١ و ٢)، داده‌برداری از کلیه سیگنال‌ها انجام شود.

مرحله چهارم:

١) انجام تست دفع بار جزئی[٤٤] که طی آن ژنراتور با حداقل بار (بسته به نظر نیروگاه) از شبکه جدا شود و در واقع بار از توربین برداشته می‌شود، توربین در دور نامی بدون بار (٣٠٠٠ rpm) نگه داشته شود.

44 Load Rejection

نکته: قبل از انجام تست دفع بار جزئی، باید از درست عمل کردن رله اضافه سرعت[۴۵] واحد که برای تست انتخاب شده است، اطمنیان حاصل کرد.

۲) با ثابت نگه داشتن وضعیت تغییردهنده سرعت، توربین را خاموش کرده (بخار ورودی قطع شود) و اجازه داده شود توربین مرحلهٔ افت دور را طی کند.

۳) در حین انجام بند ۱ تا ۲ داده‌برداری از کلیه سیگنال‌ها انجام شود.

رویه استخراج پارامترهای دینامیکی با استفاده از نتایج تست

بعد از انجام آزمایش‌های شناسایی می‌بایست با استفاده از روش‌های تخمین پارامتر، مقادیر پارامترهای دینامیکی اجزای مورد مطالعه استخراج شوند. به‌طور کلی می‌توان گفت در صورت مشخص بودن تابع تبدیل، ورودی و خروجی‌های هر بلوک اجزاء توربین و گاورنر، امکان شناسایی و تخمین پارامتر با استفاده از جعبه ابزار شناسایی نرم‌افزارMatlab و سایر الگوریتم‌های تخمین پارامتر امکان‌پذیر است.

نکته: برای محاسبه پارامترهای مدل توربین-گاورنر، باید ذکر گردد که سیگنال‌ها و یا پارامترها، بر چه مبنایی (توان ظاهری ژنراتور و یا توان اکتیو بیشینه توربین) پریونیت شده‌اند.

۴ – ۳ – ۱ – ۱ – تخمین پارامتر حلقه کنترل بار فرکانس

حلقه کنترل بار فرکانس معمولاً از یک بلوک PI، بهره دروپ، باند مرده فرکانسی و محدودیت‌های بالا و پایین تشکیل می‌شود. ورودی‌ها و خروجی حلقه کنترل بار فرکانس شامل موارد زیر است :

- توان خروجی ژنراتور
- توان مرجع
- سرعت رتور (فرکانس)

45 Over Speed

- سرعت مرجع
- خروجی بلوک کنترل بار
- خروجی بلوک کنترل فرکانس

با تحلیل نتایج تست‌های انجام شده می‌توان پارامترهای فوق را تخمین زد. برای تخمین دروپ و باندہ مرده، می‌توان از روش‌های ارائه شده در ابتدای این رویه نیز استفاده کرد.

۴ – ۳ – ۱ – ۲ – تخمین پارامترهای مدل شیر کنترل

این مدل کنترلی از بلوک‌های سرو موتور و شیر کنترل بخار تشکیل می‌شود و شامل ضرایب بهره و ثوابت زمانی تاخیر می‌باشد. ورودی‌ها و خروجی مدل شیر کنترلی شامل موارد زیر است:

- خروجی گاورنر
- فشار روغن هیدرولیک (موقعیت سروموتور)
- موقعیت شیر کنترلی بخار (دبی بخار ورودی به توربین)

مکانیزم سروموتور و شیرهای کنترلی دارای منحنی مشخصه‌هایی هستند که در صورت عدم اندازه‌گیری متغیرهای فوق‌الذکر، می‌توان از آن‌ها برای تخمین پارامترهای مدل استفاده کرد.

۴ – ۳ – ۱ – ۳ – تخمین پارامترهای سیستم توربین

با استفاده از تحلیل نتایج تست‌های انجام شده می‌توان مقادیر ثابت‌زمانی و بهره‌های مربوط به طبقه‌های مختلف توربین را تخمین زد. ورودی‌ها و خروجی مدل سیستم توربین شامل موارد زیر است:

- دبی بخار ورودی به توربین
- توان الکتریکی

توصیه می‌شود که برای تخمین بهتر مقادیر ثابت‌زمانی‌های توربین، با استفاده از دما و فشار ورودی هر بخش توربین، دبی آن تخمین زده شود. با این کار می‌توان ثابت زمانی هر مرحله از توربین را به‌طور جداگانه شناسایی کرد. این روش نیاز به داشتن ابعاد توربین و برخی محاسبات ترمودینامیکی دارد.

۴ –۳ –۱ –۴ – تخمین پارامترهای محور توربین

برای محاسبه ثابت اینرسی، به روش‌های ارائه شده در بخش ژنراتور مراجعه شود. پس از محاسبه این ثابت زمانی، این مقدار با مقدار محاسبه شده از رابطه زیر محاسبه شود که مقدار H بر حسب ثانیه می‌باشد:

$$H = (0.5J\omega^2 m) / S_n \qquad (پ۲-۳)$$

در رابطه فوق:

ω_m: سرعت مکانیکی محور (rad/s مکانیکی)

S_n: : مگا ولت‌آمپر

J: ممان اینرسی روتور کل توربین ژنراتور ($kg.m^2$)

برای محاسبه ضریب اصطکاک مکانیکی روتور می‌توان از ثابت‌زمانی افت سرعت روتور بعد از خاموش کردن توربین استفاده کرد. در واقع مدت زمانی که طول می‌کشد تا دور به ۳۷ درصد بار نامی برسد را به‌عنوان ثابت زمانی افت سرعت یادداشت می‌کنیم و از رابطه $\tau = \frac{2H}{D}$ برای محاسبه ضریب اصطکاک مکانیکی (D) است.

۴ –۴ – دستورالعمل تعیین پارامترهای دینامیکی توربین– گاورنر واحدهای گازی

پس از انتخاب مدل برای سیستم‌های توربین- گاورنر گازی، باید مقدار پارامترهای مدل که شامل ثابت‌های زمانی و گین‌های اجزای آن‌هاست بدست آید. لذا در این بخش دستورالعمل تعیین پارامترهای دینامیکی توربین و گاورنر که شامل رویه‌های تست و تخمین پارامتر است، ارائه می‌شود.

نکته: توصیه می‌شود که واحدهای گازی که با استفاده از دو نوع سوخت (گاز و مایع) کار می‌کنند، با استفاده از هر دو نوع سوخت تست شود.

نکته: در برخی از واحدهای گازی، برای این که واحد حداکثر توان ممکن را تولید کنند، همواره در حالت کنترل دما فعالیت می‌کنند. در این صورت واحد در حالت کنترل فرکانس نیست و نسبت به تغییرات فرکانس شبکه واکنش نشان نمی‌دهد.

نکته: برخی از گاورنرهای دیجیتال، به طور خودکار شیب افزایش و یا کاهش مقادیر مرجع در آن‌ها بسیار کم است و در نتیجه نمی‌توان مدهای سیستم را به‌خوبی تحریک کند. در این گونه موارد استفاده از تست‌های دفع بار جزئی اکتیو توصیه می‌شود.

نکته: مدل‌سازی (IGV) [۴۶] و کنترل‌کننده آن در مورد واحدهایی که این پره‌ها در عملکرد عادی واحد کاملاً باز هستند (زاویه آن‌ها بیشینه است)، نیازی نیست. اما اگر این پره‌ها در عملکرد عادی واحد کاملاً باز نبوده و به نوسانات شبکه واکنش نشان می‌دهند، نیاز است که این بخش نیز مدل‌سازی گردد. لازم به ذکر است که IGV در هیچ یک از مدل‌های استاندارد وجود ندارد.

۴ –۴ –۱ – رویه انجام آزمایش‌های شناسایی

تست‌های مربوط به توربین و گاورنر واحدهای گازی به صورت هم‌زمان انجام می‌شوند. رویه انجام تست توربین– گاورنر برای واحدهای مختلف گازی با توجه به ساختار و توپولوژی گاورنر

46 Inlet Guide Vane

(نرم‌افزاری، کارت‌های الکترونیکی) متفاوت است. از این‌رو گاورنر واحدهای گازی نصب شده در کشور به دو بخش زیر دسته‌بندی می‌شوند:

أ- ساختار مبتنی بر میکروپروسسوری: این نوع سیستم گاورنر به‌صورت نرم‌افزاری بوده و کلیه پارامترهای گاورنر به‌صورت فایل‌های کامپیوتری قابل استخراج هستند. نظیر واحدهای GE/F9 و V94.2.

در این نوع از واحدها به‌دلیل نرم‌افزاری بودن، امکان تزریق سیگنال شناسایی به نقطه مرجع بار وجود ندارد. لذا برای تحریک مودهای کنترلی توربین- گاورنر، روش تغییرات سریع و ناگهانی بار بکار گرفته می‌شود.

ب-ساختار مبتنی بر کارت‌های الکترونیکی: نظیر واحدهای زیمنس

در این واحدها امکان تزریق سیگنال شناسایی به نقطه مرجع بار و فرکانس مشابه واحدهای بخاری وجود دارد. لذا در این واحدها می‌توان علاوه بر تزریق سیگنال شناسایی از تغییرات سریع بار جهت تحریک مودهای کنترلی توربین و گاورنر استفاده کرد.

با توجه به اینکه برخی از آزمایش‌ها هنگام راه‌اندازی واحد، برخی دیگر در زمان بارگیری واحد و اتصال به شبکه و برخی دیگر نیز هنگام قطع از شبکه انجام می‌شود، از این رو تست‌ها باید با ترتیبی که در زیر به آن اشاره می‌شود، انجام شوند تا حداقل دفعات راه‌اندازی و بارگیری اتفاق افتد. رویه کلی تست واحدهای گازی به شرح زیر است:

- دورگیری واحد و تغییرات سرعت توربین قبل از اتصال به شبکه،
- سنکرون شدن واحد با شبکه و افزایش پله‌ای بار با بیشترین نرخ،
- تزریق سیگنال‌های شناسایی با دامنه‌های مختلف به مرجع بار در بارهای مختلف،
- تزریق سیگنال‌های شناسایی به مرجع فرکانس در بارهای مختلف،

- کاهش پله‌ای بار واحد تا رسیدن به بار حداقل،
- تغییر نوع سوخت از گاز به گازوئیل یا بالعکس،
- تکرار مراحل ۳ تا ۵ با سوخت جدید،
- قطع بار و خارج شدن از شبکه.

همان‌طور که دیده می‌شود روند تست توربین و گاورنر واحدهای گازی تقریباً مشابه واحدهای بخاری است و تفاوت عمده مربوط به تغییر سوخت و انجام مجدد برخی از مراحل تست با سوخت جدید است. البته تست سیکل‌کنترلی دما نیز باید اضافه شود. در ادامه روند انجام تست‌ها به طور مفصل‌تر بیان می‌شوند:

الف: مرحله اول

اولین مرحله در انجام آزمایش‌های شناسایی مشخص کردن سیگنال‌های قابل اندازه‌گیری سیستم توربین-گاورنر واحدهای گازی است. برخی از این متغیرها به‌صورت سیگنال‌های ابزار دقیق استاندارد (ولتاژی منفی ۱۰ ولت تا مثبت ۱۰ ولت – جریانی ٤ تا ۲۰ میلی‌آمپر) هستند که با استفاده از ایزولاتورهای مناسب به دستگاه ضبط کننده اطلاعات متصل می‌شوند. اما در خصوص متغیرهای خارج از محدوده سیگنال‌های ابزار دقیق لازم است تا قبل از اتصال، ملاحظات لازم جهت قرار گرفتن در محدوده استاندارد در نظر گرفته شود. لازم به ذکر است نرخ نمونه برداری دستگاه ضبط کننده اطلاعات از کلیه متغیرها حداقل ۲۰ نمونه در ثانیه است. در جدول (پ۲-۵) لیست متغیرهای قابل اندازه‌گیری مربوط به توربین- گاورنر واحدهای گازی ارائه می‌شود:

جدول (پ۲-۵)- لیست متغیرهای قابل اندازه‌گیری سیستم گاورنر-توربین واحدهای گازی

ردیف	نام سیگنال
۱	توان خروجی ژنراتور
۲	مقدار مرجع توان الکتریکی
۳	دور روتور (rpm)
٤	میزان سوخت دلخواه (خروجی گاورنر برای شیر سوخت)
٥	موقعیت شیر سوخت گاز
٦	فشار مرجع سوخت گاز (خروجی گاورنر برای فشار سوخت گاز)
۷	فشار واقعی سوخت گاز
۸	(در صورت وجود) موقعیت شیر تناسبی- توافقی سوخت گاز
۹	دبی سوخت گاز (در صورت وجود)
۱۰	سیگنال فرمان سوخت مایع
۱۱	موقعیت شیر سوخت مایع
۱۲	دبی سوخت مایع (در صورت وجود)
۱۳	فشار خروجی کمپرسور
١٤	فرکانس الکتریکی
١٥	خروجی حلقه کنترل بار-فرکانس
١٦	دمای گاز خروجی اگزوز
۱۷	خروجی حلقه کنترل دما
۱۸	موقعیت یا زاویه IGV

۱ - پس از توقف کامل، سیگنال‌های جدول (پ۲-۵) به ترتیب به دستگاه ضبط کننده اطلاعات وصل شوند.

۲ – واحد را راه‌اندازی کرده تا وقتی که واحد به دور نامی (۳۰۰۰ rpm) رسانده شود (نرخ افزایش سرعت بستگی به نظر نیروگاه دارد).

۳ – در حین راه‌اندازی از کلیه سیگنال‌ها نمونه‌برداری شود.

٤ – وقتی شرایط در نقاط فوق‌الذکر پایدار شد، یک لاگ شیت از داده‌های توربین گرفته شود.

۵ – از کلیه پارامترهایی که توسط اپراتور تنظیم می‌شود قرائت انجام می‌شود.

نکته: واحدهای گازی معمولاً با دارا بودن سیستم DCS قابلیت ثبت و ذخیره‌سازی مقادیر اکثر متغیرهای کنترلی با نرخ یک نمونه بر ثانیه را دارند؛ لذا بعد از انجام تست‌ها می‌توان برای تحلیل داده‌ها علاوه بر داده‌های اندازه‌گیری شده، از اطلاعات سیستم DCS نیروگاه نیز استفاده کرد.

ب: مرحله دوم

دراین مرحله تست‌های لازم برای شناسایی پارامترها (مقادیر بهره و ثابت‌زمانی) در نقاط کاری مختلف انجام می‌شود. توصیه می‌شود که تست شناسایی سیستم توربین گاورنر حداقل در چند نقطه زیر (در ولتاژ و سرعت نامی) انجام شود:

۱) حالت بی‌باری در ولتاژ نامی قبل از اتصال به شبکه،

۲) حالت تقریباً بی باری بعد از اتصال به شبکه،

۳) ۷۵ درصد بار نامی و توان راکتیو تقریباً صفر،

٤) ۱۰۰ درصد بار نامی و توان راکتیو تقریباً صفر.

در هر یک از بارها پس از رسیدن به شرایط پایدار یک لاگ‌شیت از شرایط گرفته می‌شود. چنانچه بعضی از پارامترهای اپراتوری نیز تغییر کرده‌اند یادداشت شوند. در هرکدام از نقاط کاری تست‌های زیر انجام می‌شود:

- تزریق سیگنال شناسایی به نقطه مرجع بار در پله‌های مختلف اعمال سیگنال شناسایی در قالب اغتشاش پالس در هر پله بار با دامنه ۵ درصد تا ۱۰ درصد دامنه مرجع بار صورت می‌گیرد. دوره تناوب اغتشاش پالس باید به‌گونه‌ای انتخاب شود تا سیستم قبل از هر تغییر به حالت کاملاً پایدار رسیده باشد.
- بعد از قرار گرفتن واحد در وضعیت کنترل فرکانس، در صورت امکان تزریق سیگنال شناسایی به نقطه مرجع فرکانس انجام می‌شود. هدف از اعمال این سیگنال شناسایی مقادیر باند مرده، شیب تغییرات، محدود کننده شیب تغییرات و دروپ می باشد. دامنه موج اغتشاش (تابع پله) باید به‌صورت ۰/۵± هرتزی اعمال شود. برای محاسبه دروپ و بانده مرده می‌توان از روش‌های ارائه شده در ابتدای این رویه نیز استفاده کرد.
- حین انجام بندهای فوق نمونه‌برداری از کلیه سیگنال‌های جدول (پ۲-۵) انجام شود.

ج: مرحله سوم

۱- در نقطه کار نامی مود کنترلی درجه حرارت فعال می‌شود. این‌کار با افزایش بار انجام می‌شود.
تبصره: برای انجام تست در جهت شناسایی پارامترها می‌توان به جای افزایش بار از پایین آوردن مرجع دما استفاده کرد ولی دربخش ارزیابی واحد حتماً باید از طریق تغییر فرکانس مرجع، بار افزایش پیدا کند.

۲- تزریق سیگنال شناسایی به نقطه مرجع دما (با دامنه ۵ درصد تا ۱۰ درصد دامنه مرجع) صورت می‌گیرد. دوره تناوب اغتشاش پالس باید به‌گونه‌ای باشد تا قبل از هر تغییری، سیستم به حالت مانا رسیده باشد.

د: مرحله چهارم

۱- تست تغییر سوخت از گاز به مایع و بالعکس انجام می‌شود.

۲- مشابه مرحله دوم چند پله به مرجع بار و مرجع فرکانس اعمال می‌شود.

ه: مرحله پنجم

۱ -انجام Run back از بار نامی تا هر مقدار بار حداقل. لازم به ذکر است بعد از رسیدن به هر پله بار لازم است تا رسیدن واحد به حالت پایدار توقف صورت گیرد.

۲ -در حین انجام بندهای (۱ و ۲)، داده‌برداری از کلیه سیگنال‌ها انجام شود.

و: مرحله ششم

۱ -انجام تست دفع بار جزئی[۴۷] که طی آن ژنراتور با حداقل بار (بسته به نظر نیروگاه) از شبکه جدا و در واقع بار از توربین برداشته می‌شود، توربین در دور نامی بدون بار (۳۰۰۰ rpm) نگه داشته شود.

نکته: قبل از انجام تست دفع بار جزئی، باید از درست عمل کردن رله اضافه سرعت[۴۸] واحدی که برای تست انتخاب شده است، اطمینان حاصل کرد.

۲ -با ثابت نگه داشتن وضعیت تغییردهنده سرعت، توربین را خاموش کرده (سوخت ورودی قطع شود) و اجازه داده شود توربین مرحلهٔ افت دور را طی کند.

۳ -در حین انجام بندهای ۱ تا ۲ داده‌برداری از کلیه سیگنال‌ها انجام شود.

47 Load Rejection

48 Over Speed

۴ – ۴ – ۲ – رویه استخراج پارامترهای مدل توربین گاورنر واحدهای گازی

بعد از انجام آزمایش‌های شناسایی می‌بایست با استفاده از سیگنال‌های مربوط به ورودی و خروجی هر بلوک کنترلی نسبت به شناسایی پارامترها و اعتبارسنجی مدل اقدام نمود.

۴ – ۴ – ۲ – ۱ – حلقه کنترل بار فرکانس

حلقه کنترل بار فرکانس از دو بلوک تشکیل می‌شود. بلوک کنترل بار که عموماً در مدل‌های واقعی از یک کنترل کننده PI تشکیل می‌شود. حلقه کنترل بار در مدل استاندارد GGOV1 شامل یک بلوک PID است. بلوک کنترل فرکانس نیز شامل بهره دروپ، محدوده باند مرده فرکانسی و محدود کننده شیب تغییرات است. برای شناسایی پارامترهای فوق باید از سیگنال‌ها و متغیرهای زیر و تست‌های مرحله دوم استفاده کرد:

- توان خروجی ژنراتور
- توان مرجع
- سرعت رتور (فرکانس)
- سرعت مرجع
- خروجی بلوک کنترل بار
- خروجی بلوک کنترل فرکانس

برای شناسایی دو پارامتر مهم دروپ و باند مرده می‌توان از روش‌های عنوان شده در ابتدای این رویه نیز استفاده کرد.

۴-۴-۲-۲- حلقه کنترل درجه حرارت

حلقه کنترل درجه حرارت شامل یک بلوک PI است و وظیفه محدود نمودن بار واحد را بر عهده دارد. در مدل‌های واقعی با اندازه‌گیری متغیرهای ذیل و نتایج آزمایش مرحله سوم می‌توان مقادیر ثابت‌زمانی و بهره بلوک کنترل درجه حرارت را تخمین زد:

- مقدار مرجع دما (حداکثر درجه حرارت مجاز اگزوز)
- دمای اگزوز (دمای گاز خروجی)
- خروجی حلقه کنترل دما

حلقه کنترل درجه حرارت در مدل GGOV1 به جای آنکه بر حسب دمای گاز خروجی باشد، بر حسب توان توربین داده شده است. این محدودیت در مدل توربین گازی توسط یک منحنی که ارتباط دمای گاز خروجی را با متغیرهای دیگر توربین نشان می‌دهد اعمال می‌شود. بنابراین رویه شناسایی پارامترهای مدل که شامل یک بلوک PI بوده مشابه رویه بالاست و به‌جای استفاده از متغیرهای مربوط به دما از منحنی‌های مربوط به ارتباط گاز خروجی با توان واحد استفاده می‌شود.

۴-۴-۲-۳- حلقه کنترل شیر

حلقه مربوط به مدل کنترل شیر در مدل‌های واقعی شامل بلوک های PI ، PD ، شیر تناسبی کنترل فشار گاز و شیر اصلی سوخت گاز (گازوئیل) است. با اندازه‌گیری متغیرهای ذیل و نتایج آزمایش مرحله دوم می‌توان مقادیر ثابت‌زمانی و بهره‌های مختلف بلوک‌های اشاره شده را تخمین زد:

۱- خروجی انتخاب کننده حداقل

۲- خروجی بلوک PI

۳- خروجی بلوک PD

۳- موقعیت سروموتور (فشار روغن هیدرولیک)

٤- موقعیت شیر اصلی سوخت گاز (گازوییل)

٥- فشار گاز (موقعیت شیر تناسبی)

نکته: در حال حاضر شیر کنترل فشار گاز تنها در واحدهای GE/F9 وجود دارند و سایر واحدهای گازی تنها دارای یک شیر کنترل اصلی هستند.

در مدل‌های استاندارد مدل شیر شامل یک بلوک مرتبه اول با محدودیت‌های بالا و پایین است و برای شناسایی پارامترهای مدل که شامل یک ثابت‌زمانی و بهره است تنها با اندازه‌گیری متغیرهای زیر امکان‌پذیر است:

- خروجی گاورنر
- موقعیت شیر اصلی سوخت (دبی گاز عبوری)

۴-۴-۲-۴- مدل توربین گاز

برای شناسایی پارامتر بلوک تاخیر و مقادیر تابع lead-lag، متغیرهای اندازه‌گیری شده زیر استفاده می‌شوند:

- دبی گاز
- توان الکتریکی
- سرعت توربین

۴-۴-۲-۵- محور توربین

این بخش کاملاً مشابه توربین‌های بخار که قبلاً ذکر شده، انجام می‌پذیرد.

۴ –۵ – دستورالعمل تعیین پارامترهای دینامیکی توربین–گاورنر واحدهای آبی

پس از انتخاب مدل استاندارد برای سیستم گاورنر- توربین (HYGOV و...) با توجه به اسناد و مدارک موجود در نیروگاه، می‌بایست مقدار پارامترهای مدل که شامل ثابت‌های زمانی و گین‌های اجزای آن‌هاست بدست آید.

نکته: برخی از پارامترهای توربین-گاورنر واحدهای آبی مانند ثابت‌زمانی آب[۴۹]، از طریق محاسبات با استفاده از اطلاعات فیزیکی پنستاک و دبی آب قابل دستیابی است.

نکته: در واحدهای آبی، به دلیل رفتار غیر مینیمم فاز توربین آبی، دو دروپ دائم و موقت وجود دارد که این دو مقدار باید از طریق تست به دست آیند. دروپی که در ابتدای این رویه از آن سخن گفته شده، دروپ دائم است.

۴ –۵ –۱ – رویه انجام آزمایش‌های شناسایی

رویه انجام تست توربین – گاورنر برای واحدهای مختلف آبی با توجه به ساختار و توپولوژی گاورنر (دیجیتالی یا مکانیکی) متفاوت است. گاورنر واحدهای آبی نصب شده در کشور به دو بخش زیر دسته‌بندی می‌شوند:

أ. ساختار دیجیتالی (نرم‌افزاری)

ب.ساختار مکانیکی

تست‌های مربوط به توربین و گاورنر واحدهای آبی نیز مشابه واحدهای بخاری و گازی به‌صورت هم‌زمان انجام می‌شوند. لذا رویه کلی تست واحدهای آبی مطابق زیر است:

- دورگیری واحد تا رسیدن به دور سنکرون

[49] Water Time Constant

- **سنکرون شدن واحد با شبکه و افزایش پله‌ای بار تا رسیدن بار واحد به بار نامی با بیشترین نرخ تغییر بار**
- **تزریق سیگنال شناسایی به نقطه مرجع بار و فرکانس**
- **کاهش سریع بار تا بار حداقل**
- **قطع بار و خروج واحد از شبکه**

در ادامه روند انجام تست‌ها به‌طور مفصل‌تر بیان می‌شوند:

الف: مرحله اول

اولین مرحله در انجام آزمایش‌های شناسایی مشخص کردن متغیرهای قابل اندازه گیری سیستم توربین-گاورنر واحدهای آبی است. برخی از این متغیرها به‌صورت سیگنال‌های ابزار دقیق استاندارد (ولتاژ ۱۰± ولت و جریانی ٤ تا ۲۰ میلی‌آمپر) هستند که با استفاده از ایزولاتورهای مناسب به دستگاه ضبط کننده اطلاعات متصل می‌شوند. اما در خصوص متغیرهای خارج از محدوده سیگنال‌های ابزار دقیق لازم است تا قبل از اتصال، ملاحظات لازم جهت قرار گرفتن در محدوده استاندارد در نظر گرفته شود. لازم به ذکر است نرخ نمونه‌برداری دستگاه ضبط کننده اطلاعات از کلیه متغیرها حداقل ۲۰ نمونه در ثانیه است. در جدول (پ۲-٦) لیست متغیرهای قابل اندازه‌گیری مربوط به توربین- گاورنر واحدهای آبی ارایه می‌شود:

جدول (پ۲-٦)- لیست متغیرهای قابل اندازه‌گیری سیستم گاورنر –توربین واحدهای آبی

ردیف	نام سیگنال
۱	توان خروجی ژنراتور
۲	مقدار مرجع توان الکتریکی
۳	دور روتور (rpm)
٤	خروجی حلقه کنترل بار سرعت (مربوط به گاورنر)
٥	سیگنال فرمان گاورنر به سرو ولو
٦	موقعیت دریچه آب ورودی به توربین (میزان بازشدگی)
۷	موقعیت سرو موتور
۸	دبی آب ورودی (درصورت وجود)
۹	ارتفاع آب
۱۰	فشار هیدرولیکی سرو موتور
۱۱	خروجی دروپ موقت (درصورت وجود)

نکته: ممکن است در برخی از توربین‌های آبی، موقعیت دریچه آب ورودی توربین به صورت یک سیگنال در دسترس نباشد، در این صورت نیاز است که از یک مبدل تبدیل موقعیت به سیگنال (مانند LVDT) استفاده شود.

نکته: در صورت غیرقابل اندازه‌گیری بودن دبی، نیاز به اندازه‌گیری فشار آب قبل از ورود به حلزون و در هنگام خروج از چرخ می‌باشد. با استفاده از اختلاف فشار این دو می‌توان با یک کد Matlab و hill chart توربین، دبی را تخمین زد.

نکته: در صورت غیر قابل اندازه‌گیری بودن دبی و فشار می‌توان از میزان بازشدگی دریچه‌ها استفاده نمود که با یک ضریب تبدیل به دبی می‌شود. این ضریب در مدارک نیروگاه می‌باشد و بازشدگی دریچه حتماً در نیروگاه اندازه‌گیری می‌شود.

- **پس از توقف کامل، سیگنال‌های جدول (پ۲-٦) به‌ترتیب به دستگاه ضبط کننده اطلاعات وصل شوند.**
- **واحد را راه‌اندازی کرده و به دور نامی رسانده شود (نرخ افزایش سرعت بستگی به نظر نیروگاه دارد).**

تبصره: درصورتی‌که در برخی واحدهای آبی امکان اعمال سیگنال شناسایی به نقطه مرجع بار و یا نقطه مرجع فرکانس نباشد می‌توان از تغییر دستی بار استفاده کرد و یا نتایج تست دفع توان حقیقی (حداقل ده درصد بار نامی) استفاده کرد.

- **در حین راه‌اندازی از کلیه سیگنال‌ها نمونه‌برداری شود.**

ب: مرحله دوم

دراین مرحله تست‌های لازم برای شناسایی پارامترها (بهره‌ها و ثابت‌های زمانی) در نقاط کاری مختلف انجام می‌شود. توصیه می‌شود که تست شناسایی سیستم توربین- گاورنر حداقل در چند نقطه زیر (در ولتاژ و سرعت نامی) انجام شود:

۱) حالت بی‌باری در ولتاژ نامی قبل از اتصال به شبکه،

۲) حالت تقریباً بی باری بعد از اتصال به شبکه،

۳) ۷۵ درصد بار نامی و توان راکتیو تقریباً صفر،

٤) ۱۰۰ درصد بار نامی و توان راکتیو تقریباً صفر،

بعد از رسیدن به هر پله بار، لازم است تا رسیدن واحد به حالت پایدار توقف صورت گیرد. لازم است در حین بارگیری به محدودیت‌های بهره‌برداری نیروگاه توجه شود). در هرکدام از نقاط کاری بالا تست‌های زیر انجام می‌شود:

- تزریق سیگنال شناسایی به نقطه مرجع بار در پله‌های مختلف اعمال سیگنال شناسایی در قالب اغتشاش پالس در هر پله بار (با دامنه ۵ درصد تا ۱۰ درصد دامنه مرجع بار) صورت می‌گیرد. دوره تناوب اغتشاش پالس نیز باید به‌گونه‌ای باشد که قبل از هر تغییر سیستم به حالت مانا رسیده باشد.
- بعد از قرار گرفتن واحد در وضعیت کنترل فرکانس، در صورت امکان تزریق سیگنال شناسایی به نقطه مرجع فرکانس انجام می‌شود. هدف از اعمال این سیگنال شناسایی مقادیر باند مرده، شیب تغییرات، محدود کننده شیب تغییرات و دروپ می‌باشد. دامنه موج اغتشاش (تابع پله) باید به‌صورت ۰/۵± هرتزی اعمال شود. برای محاسبه دروپ و باند مرده می‌توان از روش‌های ارائه شده در ابتدای این رویه نیز استفاده کرد.
- حین انجام بندهای فوق، نمونه‌برداری از کلیه سیگنال‌های جدول (پ۲-۶) انجام شود.

ج: مرحله سوم

أ. انجام Run back از بار نامی تا هر مقدار بار حداقل: بعد از رسیدن به هر پله بار لازم است تا رسیدن واحد به حالت پایدار توقف صورت گیرد.

ب. در حین انجام بندهای (الف)، داده‌برداری از کلیه سیگنال‌ها انجام شود.

د: مرحله چهارم

أ. انجام تست دفع بار جزئی[50] که طی آن ژنراتور با حداقل بار (بسته به نظر نیروگاه) از شبکه جدا می‌شود (در واقع بار از توربین برداشته شود) و توربین در دور نامی بدون بار نگه داشته می‌شود.

50 Load Rejection

نکته: قبل از انجام تست دفع بار جزئی، باید از درست عمل کردن رله اضافه سرعت[۵۱] واحدی که برای تست انتخاب شده است، اطمینان حاصل کرد.

ب. با ثابت نگه داشتن وضعیت تغییردهنده سرعت، توربین را خاموش کرده (آب ورودی قطع شود) و اجازه داده شود توربین مرحلهٔ افت دور را طی کند.

ت. در حین انجام بندهای (الف و ب) داده‌برداری از کلیه سیگنال‌ها انجام شود.

۴-۵-۲- رویه تخمین پارامتر

بعد از انجام آزمایش‌های شناسایی باید با استفاده از سیگنال‌های مربوط به ورودی و خروجی هر بلوک کنترلی نسبت به شناسایی پارامترها و اعتبارسنجی مدل اقدام نمود.

۴-۵-۲-۱- حلقه کنترل بار فرکانس

بلوک کنترل بار در مدل‌های واقعی از یک کنترل کننده PID تشکیل می‌شود. حلقه کنترل بار در مدل استاندارد HYGOV شامل یک بلوک مرتبه اول است. بلوک کنترل فرکانس نیز شامل بهره دروپ دائم و موقت، محدوده باند مرده فرکانسی و محدود کننده شیب تغییرات است. برای شناسایی پارامترهای فوق باید از سیگنال‌ها و متغیرهای زیر استفاده کرد:

أ. توان خروجی ژنراتور

ب.توان مرجع

ت.سرعت رتور (فرکانس)

ث.سرعت مرجع

ج. خروجی بلوک کنترل بار

51 Over Speed

ح. خروجی بلوک کنترل فرکانس

برای شناسایی دروپ دائم و باند مرده می‌توان از روش‌هایی که در ابتدای این رویه بیان شده است نیز استفاده کرد.

۴ – ۵ – ۲ – ۲ – مدل مکانیزم شیر

مدل شیر از بلوک‌های سرو و دریچه ورود آب تشکیل می‌شود. مدل‌های ارایه شده در استاندارد HYGOV دارای تابع تبدیل مرتبه اول هستند. برای شناسایی پارامترهای فوق باید از سیگنال‌ها و متغیرهای زیر استفاده کرد:

أ. خروجی گاورنر

ب.فشار روغن هیدرولیک

ت.موقعیت دریچه ورود آب (میزان باز شدگی)

ث.خروجی سرو موتور

۴ – ۵ – ۲ – ۳ – مدل سیستم توربین

رویه استخراج پارامترهای مدل غیرخطی توربین با استفاده از روش‌های محاسباتی صورت می‌پذیرد. جهت اعتبارسنجی مدل باید از متغیرهای اندازه‌گیری شده زیر استفاده کرد:

أ. میزان بازشدگی،

ب. دبی آب ورودی به توربین،

ت. توان الکتریکی اندازه‌گیری شده،

ث. سرعت توربین.

۴ –۵ –۲ –۴ – محور توربین

این بخش کاملاً مشابه با واحدهای بخار است.

۴ –۶ – دستورالعمل تعیین پارامترهای دینامیکی توربین–گاورنر واحدهای سیکل ترکیبی

مطابق دستورالعمل‌های قبلی، برای واحدهای سیکل‌ترکیبی نیز در ابتدا اسناد و مدارک موجود برای هرکدام از واحدهای گاز و بخار جمع‌آوری می‌شوند و مدل استاندارد و مناسب برای هر واحد انتخاب می‌شود.

نکته: ابتدا مطابق با دستورالعمل بخش توربین- گاورنر گازی هرکدام از واحدهای گازی به‌طور مستقل مورد آزمایش قرار گرفته و فرآیند تخمین پارامتر برای آن‌ها صورت گیرد. به‌منظور شناسایی و تعیین پارامترهای دینامیکی واحد بخار سیکل و همچنین واحد HRSG مطابق رویه زیر عمل شود:

۴ –۶ –۱ – رویه انجام آزمایش‌های شناسایی

تست‌های مربوط به توربین و گاورنر واحد بخار سیکل‌ترکیبی به‌صورت هم‌زمان انجام می‌شوند. رویه انجام تست توربین– گاورنر برای واحدهای مختلف با توجه به ساختار و توپولوژی گاورنر (نرم‌افزاری، کارت‌های الکترونیکی) متفاوت است. تفاوت این دو ساختار در این است که در واحدهای جدید که سیستم DCS دارند و گاورنر نرم‌افزاری (دیجیتال) است فرمان‌های مورد نظر از طریق این سیستم به کنترل‌کننده‌های مختلف داده می‌شود اما در سیستم‌های قدیمی که گاورنر آن‌ها از کارت‌های آنالوگ تشکیل شده است این فرمان‌ها به‌صورت تزریق سیگنال به مرجع‌های مختلف اعمال می‌شوند. در ادامه روند انجام تست‌ها به‌طور مفصل‌تر بیان می‌شوند:

الف: مرحله اول

اولین مرحله در انجام آزمایش‌های شناسایی مشخص کردن سیگنال‌ها قابل اندازه‌گیری سیستم توربین-گاورنر واحدهای گاز و بخار است. برخی از این متغیرها به‌صورت سیگنال‌های ابزار دقیق استاندارد (ولتاژ منفی ۱۰ ولت تا مثبت ۱۰ ولت – جریانی ٤ تا ۲۰ میلی‌آمپر) هستند که با استفاده از ایزولاتورهای مناسب به دستگاه ضبط کننده اطلاعات متصل می‌شوند. اما در خصوص متغیرهای خارج از محدوده سیگنال‌های ابزار دقیق لازم است تا قبل از اتصال، ملاحظات لازم جهت قرار گرفتن در محدوده استاندارد در نظر گرفته شود. لازم به ذکر است نرخ نمونه‌برداری دستگاه ضبط کننده اطلاعات از کلیه متغیرها حداقل ۲۰ نمونه در ثانیه است. در جدول (پ۲-۷) لیست متغیرهای قابل اندازه‌گیری مربوط به توربین-گاورنر واحدهای گازی ارائه می‌شود.

جدول (پ۲-۷)- لیست متغیرهای قابل اندازه‌گیری سیستم گاورنر-توربین واحدهای گاز و بخار سیکل ترکیبی.

ردیف	نام سیگنال	ردیف	نام سیگنال
۱	توان خروجی ژنراتور	۱۷	فشار بخار HP بویلر ۱
۲	فشار بخار HP	۱۸	فشار بخار HP بویلر ۲
۳	فشار بخار LP	۱۹	فشار بخار LP بویلر ۱
٤	موقعیت شیر اول بای‌پسHP	۲۰	فشار بخار LP بویلر ۲
٥	موقعیت شیر دوم بای‌پس HP	۲۱	دمای بخار HP بویلر ۱
٦	موقعیت شیر اول بای‌پس LP	۲۲	دمای بخار HP بویلر ۲
۷	موقعیت شیر دوم بای‌پس LP	۲۳	دمای بخار LP بویلر ۱
۸	موقعیت واقعی شیر شماره ۱ بخارHP	۲٤	دمای بخار LP بویلر ۲
۹	موقعیت واقعی شیر شماره ۲ بخار HP	۲٥	مرجع بار تأخیر داده شده
۱۰	موقعیت واقعی شیر بخارLP	۲٦	مرجع فشارHP تأخیر داده شده
۱۱	موقعیت دایورتر دمپر ۱	۲۷	مرجع فشارLP تأخیر داده شده
۱۲	موقعیت دایورتر دمپر ۲	۲۸	فلوی بخار کمکی

ردیف	نام سیگنال	ردیف	نام سیگنال
۱۳	فلوی بخارHP بویلر ۱	۲۹	دمای خروجی اگزوز واحد گاز اول
۱٤	فلوی بخارHP بویلر ۲	۳۰	دمای خروجی اگزوز واحد گاز دوم
۱۵	فلوی بخارLP بویلر ۱	۳۱	توان اکتیو ژنراتور واحد گاز اول
۱٦	فلوی بخارLP بویلر ۲	۳۲	توان اکتیو ژنراتور واحد گاز دوم

۱) پس از توقف کامل، سیگنال‌های جدول (٤-٤) به ترتیب به دستگاه ضبط کننده اطلاعات وصل شوند.

۲) واحد را راه‌اندازی کرده (راه‌اندازی معمولاً با یک بویلر انجام می‌گیرد) تا واحد به دور نامی (۳۰۰۰ rpm) رسانده شود (نرخ افزایش سرعت بستگی به نظر نیروگاه دارد).

۳) در حین راه‌اندازی از کلیه سیگنال‌ها نمونه‌برداری شود.

٤) وقتی شرایط در نقاط فوق‌الذکر پایدار شد، یک لاگ شیت از داده‌های توربین گرفته شود.

۵) کلیه پارامترهایی که توسط اپراتور تنظیم می‌شود قرائت انجام می‌شود.

نکته: واحدهای بخار و گازی معمولاً با دارا بودن سیستم DCS قابلیت ثبت و ذخیره‌سازی مقادیر اکثر متغیرهای کنترلی با نرخ یک نمونه بر ثانیه را دارند؛ لذا بعد از انجام تست‌ها می‌توان برای تحلیل داده‌ها علاوه بر داده‌های اندازه‌گیری شده، از اطلاعات سیستم DCS نیروگاه نیز استفاده کرد. هم از داده‌های سیستم DCS واحد بخار و هم از داده‌های سیستم DCS واحدهای گازی استفاده شود. ضمناً سنکرون نبودن این دو دستگاه مشکلی است که باید در استفاده از آنها مدنظر قرار گیرد.

ب: مرحله دوم

در این مرحله تست‌های لازم برای شناسایی پارامترها (مقادیر بهره و ثابت‌زمانی) و همچنین، استخراج مدل HRSG در نقاط کاری مختلف انجام می‌شود.

۱) **سنکرون شدن با شبکه و بارگیری واحد بخار تا ۹۵٪ بار نامی: در حین فرآیند بارگیری تا یک مگاوات مشخص واحد با استفاده از یک بویلر بارگیری می‌شود. سپس در یک مگاوات مشخص بویلر دوم با بویلر اول پارالل می‌شود. وقتی هر دو بویلر به بار نامی خود رسیدند در صورت وجود burner کمکی بارگیری تا ۹۵٪ بار نامی واحد انجام می‌گیرد.**

۲) **در بار ۹۵٪ نامی واحد بخار در حالت Sliding Pressure یا Boiler Follow قرار دارد. در این حالت شیرهای بخار HP کاملاً باز هستند و هیچ کنترلی از طریق گاورنر بخار وجود ندارد. در این حالت با تغییر ۱۰ الی ۱۵ مگاوات در بار واحد گازی اول (با حداکثر سرعت ممکن از طریق تزریق به مرجع بار واحد گازی یا فرمان از طریق سیستم DCS) تغییرات توان در واحد بخار ایجاد شود. همین تست از طریق واحد گازی دوم نیز انجام شود.**

۳) **در همین بار، از طریق تزریق یا سیستم DCS مرجع ولتاژ سیستم تحریک به صورت پله‌ای تغییر داده شود و پس از پایدار شدن ولتاژ ترمینال و توان راکتیو پله ایجاد شده برداشته شود.**

٤) **بار واحد بخار کاهش داده شود تا از حالت Sliding Pressure یا Boiler Follow وارد حالت کنترلی Fixed Pressure یا Pressure Control شود. در این حالت کنترل‌کننده فشار HP فعال است. همچنین کنترل‌کننده فشار LP نیز در مدار است. در این حالت از طریق تزریق یا سیستم DCS مرجع فشار HP به صورت پله‌ای تغییر داده شود تا بار واحد بخار تغییر یابد. پس از پایدار شدن توان اکتیو پله ایجاد شده برداشته شود.**

۵) در همین شرایط با تغییر ۱۰ الی ۱۵ مگاوات در بار واحد گازی اول (با حداکثر سرعت ممکن از طریق تزریق به مرجع بار واحد گازی یا فرمان از طریق سیستم DCS) تغییرات توان در واحد بخار ایجاد شود. همین تست از طریق واحد گازی دوم نیز انجام شود.

٦) در همین بار، از طریق تزریق یا سیستم DCS مرجع فشار LP به صورت پله‌ای تغییر داده شود و پس از پایدار شدن توان اکتیو پله ایجاد شده برداشته شود.

۷) در همین بار، از طریق تزریق یا سیستم DCS مرجع ولتاژ سیستم تحریک به صورت پله‌ای تغییر داده شود و پس از پایدار شدن ولتاژ ترمینال و توان راکتیو پله ایجاد شده برداشته شود.

۸) بار واحد بخار کاهش داده شود تا از حالت Fixed Pressure یا Pressure Control وارد حالت کنترلی Admission یا Admission Control شویم. در این حالت کنترل‌کننده Admission فعال است. در این حالت از طریق تزریق یا سیستم DCS مرجع Admission به صورت پله‌ای تغییر داده شود تا بار واحد بخار تغییر یابد. پس از پایدار شدن توان اکتیو پله ایجاد شده برداشته شود.

۹) در همین شرایط با تغییر ۱۰ الی ۱۵ مگاوات در بار واحد گازی اول (با حداکثر سرعت ممکن از طریق تزریق به مرجع بار واحد گازی یا فرمان از طریق سیستم DCS) تغییرات توان در واحد بخار ایجاد شود. همین تست از طریق واحد گازی دوم نیز انجام شود.

۱۰) در همین بار، از طریق تزریق یا سیستم DCS مرجع ولتاژ سیستم تحریک به صورت پله‌ای تغییر داده شود و پس از پایدار شدن ولتاژ ترمینال و توان راکتیو پله ایجاد شده برداشته شود.

ج: مرحله سوم

۱ – انجام تست دفع بار جزئی [۵۲] که طی آن ژنراتور با حداقل بار (بسته به نظر نیروگاه) از شبکه جدا شود (در واقع بار از توربین برداشته شود) و توربین در دور نامی بدون بار (3000 rpm) نگه داشته شود.

نکته: قبل از انجام تست دفع بار جزئی، باید از درست عمل کردن رله اضافه سرعت (Over Speed) واحدی که برای تست انتخاب شده است، اطمینان حاصل کرد.

۲ –با ثابت نگه داشتن وضعیت تغییردهنده سرعت، توربین را خاموش کرده (سوخت ورودی قطع شود) و اجازه داده شود توربین مرحله افت دور را طی کند.

۳ –در حین انجام بندهای (الف و ب) داده‌برداری از کلیه سیگنال‌ها انجام شود.

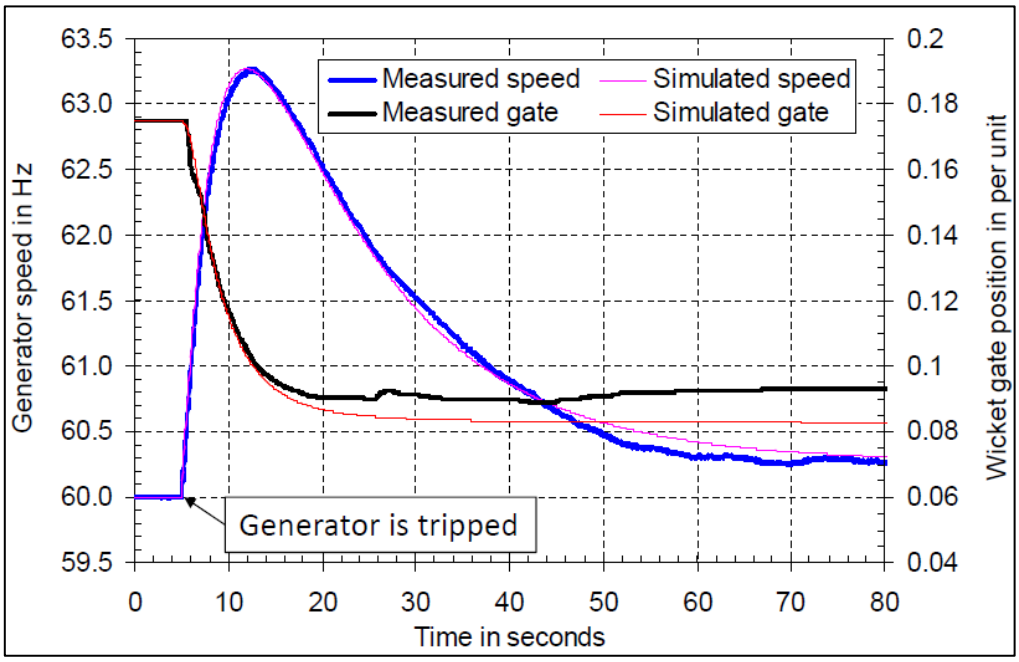
۴ –۷ – رویه اعتبارسنجی مدل سیستم توربین–گاورنر و پارامترهای آن

پس از به دست آوردن مدل سیستم توربین–گاورنر و پارامترهای آن، تست‌های زیر برای اعتبارسنجی مدل و پارامترهای مهم آن مناسب است.

أ. تغییر پله‌ای در سرعت مرجع: ضبط اطلاعات سرعت ژنراتور، سرعت مرجع ژنراتور، وضعیت دریچه (یا زاویه دریچه) و توان ژنراتور درحالی که ژنراتور با شبکه سنکرون است و توان نامی را تولید می‌کند.

ب. تست قطع ناگهانی توان اکتیو: ژنراتور در سرعت نامی، مقدار کم توان اکتیو و مقدار کمی توان راکتیو منفی (زیرتحریک) کار می‌کند. ژنراتور تریپ داده می‌شود و سرعت آن ضبط می‌شود. از این تست ثابت اینرسی، دروپ و برخی از پارامترهای گاورنر قابل ارزیابی است. شکل (پ۲–٤) یک نمونه از انجام این تست را نشان می‌دهد.

52 Load Rejection



شکل (پ۲-٤)- تست قطع ناگهانی توان اکتیو.

تست باند مرده: برای انجام این تست ژنراتور به‌صورت سنکرون به شبکه متصل است. سپس یک تغییر در سرعت مرجع گاورنر به صورت شیب داده می‌شود و از پاسخ گاورنر به این تغییر، باند مرده آن محاسبه می‌شود. مقدار سیگنال شیب، هنگامی که تغییری در خروجی گاورنر دیده می‌شود، مقدار باند مرده را تعیین می‌کند. این تست می‌بایست در هر دو جهت انجام شود.

۵- جمع‌بندی

در بخش اول این گزارش به نحوه تخمین پارامترهای ژنراتور سنکرون، در بخش دوم نحوه تخمین پارامترهای سیستم تحریک و کنترل کننده ولتاژ، در بخش سوم نحوه مدل‌سازی و تخمین پارامترهای پایدارساز سیستم تحریک و در بخش چهارم نحوه تخمین پارامترهای توربین و گاورنر، انواع توربین‌ها اعم از توربین گازی، بخار، آبی و سیکل ترکیبی پرداخته شد.

در انجام تست های شناسایی و ارزیابی برای یک واحد مشخص در یک نیروگاه خاص باید شرکت مشاور، دانشگاه و یا واحدی که متولی این کار است ابتدا اسناد نیروگاه را به صورت مفصل بررسی نموده و سپس با توجه به اسناد و نتایج بازدید محلی و تعیین نقاط قابل اندازه‌گیری در واحد، مدل و رویه انجام تست را پیشنهاد دهد.

هرچند که دراین گزارش بخش‌های مختلف یک واحد نیروگاهی و کلیات رویه تست آن به صورت مجزا دیده شده است ولی در یک واحد خاص می بایست آنها را به صورت ترکیبی انجام داد. پیشنهاد می‌شود برای نوشتن رویه کامل، ابتدا بسته به نوع توربین یکی از دستورالعمل‌های بخش توربین گاورنر انتخاب شود و سپس مراحل تست های ژنراتور و سیستم تحریک در بین مراحل مختلف تست توربین ارائه شود. به عنوان مثال قبل از سنکرون کردن به شبکه یکی از تست های سیستم تحریک انجام شود و بلافاصله بعد از اتصال به شبکه نیز یکی دیگر از تست های سیستم تحریک قابل انجام است. تست های محور عمود و مستقیم برای تخمین ژنراتور سنکرون قبل از بارگیری کامل قابل انجام است.

مراجع

۱- دستورالعمل‌های ثابت بهره‌برداری، دستورالعمل شماره دو کنترل فرکانس- شرکت مدیریت شبکه برق ایران- ۱۳۹۷.

۲- روش اجرایی شرایط اتصال نیروگاه‌های جدیدالاحداث به شبکه- شرکت مدیریت شبکه برق ایران- ۱۳۸۱.

۳- گزارش "سند دریافت و اعتبارسنجی اطلاعات فنی واحدهای نیروگاهی و نحوه تنظیم‌گذاری و بهره‌برداری از سیستم‌های کنترلی"- شرکت مدیریت شبکه برق ایران با همکاری پژوهشکده بهره‌برداری ایمن شبکه دانشگاه صنعتی امیرکبیر- ۱۳۹۳.

٤- گزارش "پژوهش و بررسی در خصوص کیفیت کنترل فرکانس اولیه شبکه برق کشور"- شرکت مدیریت شبکه برق ایران با همکاری مرکز مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت دانشگاه تربیت مدرس- ۱۳۹٦.

5- IEEE Std.1207: IEEE Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units.

6- IEEE Technical Report 2013: Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies.

7- NERC Reliability Guideline, Primary Frequency Control- 2019.

8- WECC Generating Facility Data, Testing and Model Validation Requirements- 2012.

9- ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators- 2013.

10- IEEE Std. 421.5: IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, 2016.

11- IEEE Std. 421.2: IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014.

12- IEEE Std. C50.13, IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above, 2014.

13- WECC Power System Stabilizer Tuning Guidelines and WECC Power System Stabilizer Design and Performance Criteria, 2010.

وزارت نیرو

شرکت مدیریت شبکه برق ایران

IGMC

IRAN GRID MANAGEMENT CO.

خیابان ولیعصر (عج)، بالاتر از میرداماد، خیابان رشید یاسمی

شرکت مدیریت شبکه برق ایران-مدیریت روابط عمومی

تلفن: ۸۸۶۴۴۸۲۷ نمابر: ۸۸۶۴۴۸۲۸ صندوق پستی:۱۵۱۷۵/۶۴۸

www.igmc.ir