

دانشگاه صنعتی شاهرود
دانشکده مهندسی برق و رباتیک

پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی برق قدرت

عملکرد موازی ژنراتورهای کوچک در شبکه‌های توزیع

استاد راهنما : دکتر احمد دارابی

ارائه‌دهنده : مهدی سعدی

تیر ۱۳۸۶

تشکر و قدردانی

بر خود لازم می‌دانم از همه اساتید محترم و دوستانی که در مراحل مختلف تحصیلی از الطاف و راهنمایی آنها بهره‌مند بوده‌ام، تشکر و قدردانی نموده و برای آنها موفقیت و خوشبختی آرزو نمایم. با سپاس ویژه از دکتر احمد دارابی که کمک‌های بی‌دریغ و دلسوزانه ایشان راهنمای بزرگی در طی مراحل مختلف پایان‌نامه بوده و همچنین با تشکر از داوران محترم، توفیق جبران زحمات آنها و موفقیت روزافزون ایشان را از درگاه خداوند متعال خواستارم.

مهدی سعدی

تیر ماه ۱۳۸۶

با نام و یاد خدا

تقدیم به :

پدر و مادر عزیزم که با هر چه داشتند یاری‌ام دادند

و

همسر مهربان و فداکارم که همسفر این مسیر دشوار بود

چکیده

افزایش سریع تعداد ژنراتورهای جاسازی شده^۱ با اندازه‌های کوچک و متوسط، که به صورت موازی با شبکه برق سراسری نصب و بکار گرفته می‌شوند، علیرغم مزایای فراوان، عواقبی را در زمینه کنترل و محافظت سیستم قدرت به همراه داشته است، چرا که سیستم‌های موجود تولید، انتقال و توزیع برق بر اساس تولید متمرکز پی‌ریزی گردیده و برای مواجهه با این پدیده طراحی نشده‌اند. در میان موضوعاتی که متعاقب بحث بکارگیری موازی ژنراتورهای جاسازی شده پیش خواهد آمد، اهمیت حفاظت ژنراتور در برابر فقدان شبکه اصلی برق^۲ یا همان پدیده جزیره‌ای شدن^۳، بسیار قابل توجه است. فقدان شبکه اصلی برق زمانی اتفاق می‌افتد که یک بخش از سیستم توزیع، از لحاظ الکتریکی از مابقی سیستم قدرت جدا شده باشد، اما در عین حال با دریافت انرژی از ژنراتور جاسازی شده مشغول بکار است. از این زیرسیستم جدا شده با نام جزیره توان^۴ یاد می‌شود. این پایان نامه با اشاره مختصری در زمینه تاریخچه، لزوم و اهمیت گسترش تولید جاسازی شده، به مهمترین تبعات و مسائل حفاظتی آن در شبکه توزیع پرداخته و با طبقه‌بندی روشهای آشکارسازی قطع شبکه، به مقایسه آنها می‌پردازد. همچنین با بررسی چند تکنیک آشکارسازی از جمله فرکانس، نرخ تغییر فرکانس، ولتاژ، نرخ تغییر ولتاژ و توان روی یک شبکه نمونه، عملکرد موازی ژنراتور با شبکه توزیع و عملکرد مستقل ژنراتور در اتصال به بار محلی، مورد تجزیه و تحلیل قرار خواهد گرفت. از نکات دیگر مورد ملاحظه در این پایان-نامه، توانایی ژنراتور جاسازی شده در تغذیه زیرسیستم جدا شده و سیستم‌های کنترلی ژنراتور جهت بازگرداندن ولتاژ و فرکانس سیستم به محدوده کاری مجاز است.

کلمات کلیدی: ژنراتور جاسازی شده، جزیره توان، فقدان شبکه اصلی برق

^۱ - Embedded Generators

^۲ - Loss Of Mains (LOM)

^۳ - Islanding

^۴ - Power Island

فهرست مطالب

صفحه	عنوان
۱	فصل اول : مقدمه
۲	۱-۱ مصرف و اتلاف انرژی
۳	۲-۱ تولید و انتقال برق
۴	۳-۱ تولید و توزیع پراکنده
۶	فصل دوم : تولید جاسازی شده
۹	۱-۲ تکنولوژی ژنراتورهای جاسازی شده
۹	۲-۲ مشخصات و مزایای تولید جاسازی شده
۱۱	۳-۲ مشکلات تولید جاسازی شده
۱۳	فصل سوم : روشهای مواجهه با قطع شبکه اصلی برق
۱۵	۱-۳ آشکارسازی و حفاظت در برابر فقدان منبع سراسری
۱۹	۲-۳ نیازمندیهای یک طرح حفاظتی
۱۹	۳-۳ طرحها و تکنیکهای آشکارسازی
۲۰	۴-۳ تکنیکهای راه دور یا ارتباط محور
۲۱	۱-۴-۳ انتقال سیگنال قطع
۲۳	۲-۴-۳ سیگنالینگ خط توان
۲۵	۵-۳ تکنیکهای محلی
۲۵	۶-۳ تکنیکهای پسیو
۲۶	۱-۶-۳ روش تغییرات فرکانس
۲۷	۲-۶-۳ روش تغییرات ولتاژ

۲۹	روش نرخ تغییر فرکانس	۳-۶-۳
۳۱	روش تغییر مکان فاز	۴-۶-۳
۳۳	روش آشکارسازی توان معکوس	۵-۶-۳
۳۴	روش مشاهده نوسانات توان	۶-۶-۳
۳۵	روش مسیر بیضوی	۷-۶-۳
۳۵	نرخ تغییر ولتاژ و ضریب توان	۸-۶-۳
۳۶	عدم تعادل ولتاژ و انحراف هارمونیک کل	۹-۶-۳
۳۷	تکنیکهای اکتیو	۷-۳
۳۸	آشکارسازی خطای توان راکتیو خروجی	۱-۷-۳
۳۹	مشاهده سطح خطای سیستم	۲-۷-۳
۴۰	مشاهده امپدانس سیستم	۳-۷-۳
۴۳	روش ترکیبی سلفی خازنی	۴-۷-۳
۴۳	روش افزودن اختلال	۵-۷-۳
۴۳	روش رانش فرکانسی فعال	۶-۷-۳
۴۵	روش فیدبک مثبت	۷-۷-۳
۴۵	روش ترکیبی PF و VU/THD	۸-۷-۳
۴۶	خلاصه و مقایسه روشهای آشکارسازی	۸-۳

۴۸	فصل چهارم : مدل سازی و توصیف سیستم	
۵۰	ژنراتور	۱-۴
۵۳	بار	۲-۴
۵۳	شبکه	۳-۴
۵۴	سیستم کنترل ولتاژ	۴-۴
۵۶	سیستم کنترل فرکانس و توان اکتیو	۵-۴

۶۱	فصل پنجم : شبیه سازی سیستم
۶۳	۱-۵ شبیه سازی مدل سیستم
۶۷	۲-۵ استفاده از مقادیر پریونیت
۶۸	فصل ششم : نتایج شبیه سازی
۷۲	۱-۶ بررسی فرکانس
۷۷	۲-۶ بررسی نرخ تغییرات فرکانس
۸۱	۳-۶ بررسی ولتاژ
۸۵	۴-۶ بررسی توان اکتیو
۸۸	۵-۶ بررسی توان راکتیو
۹۰	۶-۶ روش ترکیبی پیشنهادی
۹۲	فصل هفتم : نتیجه گیری و پیشنهادات
۹۳	۱-۷ نتیجه گیری
۹۴	۲-۷ پیشنهادات
۹۵	ضمیمه الف : برخی از انواع تکنولوژی ژنراتورهای جاسازی شده
۹۹	ضمیمه ب : پارامترهای سیستم شبیه سازی
۱۰۴	مراجع

فهرست شکل‌ها

شکل	صفحه
۱-۳. پیکربندی شبکه همراه با وضعیت LOM	۱۴
۲-۳. نمای یک شبکه دارای ژنراتور جاسازی شده	۱۶
۳-۳. طبقه بندی تکنیکهای تشخیص LOM	۲۰
۴-۳. روش ارسال سیگنال قطع	۲۲
۵-۳. تکنیک سیگنالینگ خط توان	۲۴
۶-۳. روشهای پسیو آشکارسازی	۲۶
۷-۳. روش حفاظتی ولتاژ و فرکانس	۲۷
۸-۳. آشکارسازی به روش ROCOF	۳۱
۹-۳. اساس کار رله تغییر فاز	۳۲
۱۰-۳. مدار معدل شبکه و ژنراتور و بردار ولتاژ بعد از LOM	۳۳
۱۱-۳. روشهای اکتیو آشکارسازی	۳۷
۱۲-۳. روش تشخیص REED	۳۸
۱۳-۳. تقسیم کننده ولتاژ	۴۰
۱۴-۳. سیگنال فرکانس بالا روی سیگنال اصلی	۴۰
۱۵-۳. مدار آشکارساز امپدانس سیستم	۴۱
۱۶-۳. روش رانش فرکانسی	۴۴
۱-۴. مدار معادل ژنراتور جاسازی شده در شبکه	۵۰
۲-۴. نمودار مداری ژنراتور سنکرون متصل به بار پس فاز	۵۱
۳-۴. مدل ژنراتور سنکرون	۵۳
۴-۴. نمودار بلوکی سیستم کنترل ولتاژ	۵۴
۵-۴. مدل تنظیم کننده ولتاژ PID	۵۵
۶-۴. ژنراتور همراه با سیستم کنترل سرعت	۵۶

۵۸	۷-۴. دینامیک رتور
۵۹	۸-۴. گاورنر سرعت ثابت
۵۹	۹-۴. گاورنر شیب افقی
۶۰	۱۰-۴. بلوک دیاگرام مدل گاورنر
۶۴	۱-۵. طرح کلی شبیه‌سازی
۶۴	۲-۵. شبیه‌سازی ژنراتور به همراه گاورنر و AVR
۶۵	۳-۵. ولتاژ و جریان تولیدی ژنراتور
۶۵	۴-۵. مبدل ولتاژ ترمینال
۶۶	۵-۵. مدار تنظیم‌کننده ولتاژ
۶۶	۶-۵. مدار تحریک
۶۶	۷-۵. مدار گاورنر
۷۰	۱-۶. مشخصه‌های ژنراتور در وضعیت عملکرد مستقل
۷۳	۲-۶. فرکانس پس از تغییر بار در باس ۱
۷۵	۳-۶. فرکانس پس از قطع شبکه در باس ۱
۷۶	۴-۶. فرکانس پس از تغییر بار در باس ۱
۷۶	۵-۶. فرکانس پس از قطع شبکه از باس ۲
۷۸	۶-۶. نرخ تغییر فرکانس پس از تغییر بار در باس ۱
۷۹	۷-۶. نرخ تغییر فرکانس پس از قطع شبکه در باس ۱
۸۰	۸-۶. نرخ تغییر فرکانس پس از تغییر بار در باس ۲
۸۰	۹-۶. نرخ تغییر فرکانس پس از قطع شبکه در باس ۲
۸۲	۱۰-۶. ولتاژ پس از تغییر بار در باس ۱
۸۳	۱۱-۶. ولتاژ پس از قطع شبکه در باس ۱
۸۴	۱۲-۶. ولتاژ پس از تغییر بار در باس ۲
۸۴	۱۳-۶. ولتاژ پس از قطع شبکه در باس ۲

۸۵	۱۴-۶. نرخ تغییر ولتاژ در باس ۲
۸۶	۱۵-۶. توان پس از تغییرات بار در باس ۱
۸۶	۱۶-۶. توان پس از قطع شبکه در باس ۱
۸۷	۱۷-۶. توان ورودی از شبکه به بار محلی پس از تغییر بار
۸۷	۱۸-۶. توان ورودی از شبکه به بار محلی پس از LOM
۸۸	۱۹-۶. تغییر لحظه‌ای توان راکتیو پس از نوسانات بار در باس ۱
۸۹	۲۰-۶. تغییر لحظه‌ای توان راکتیو پس از قطع شبکه در باس ۱
۸۹	۲۱-۶. تغییر لحظه‌ای توان راکتیو پس از نوسانات بار در باس ۲
۹۰	۲۲-۶. تغییر لحظه‌ای توان راکتیو پس از قطع شبکه در باس ۲
۹۱	۲۳-۶. نسبت ولتاژ به فرکانس

فصل اول

مقدمه

مقدمه

۱-۱ مصرف و اتلاف انرژی

مروری بر چگونگی و آمار تولید و مصرف سراسری انرژی با در نظر گرفتن اتلاف و هدر رفتن آن، راهکاری در جهت انتخاب یک راه محتمل برای کاهش و بهینه‌سازی مصرف انرژی، در پی خواهد داشت. امروزه مردم جهان میلیون‌ها وات از انواع توان را در جریان کار و کسب روزانه، مصرف می‌کنند. از این مقدار حدود ۳ درصد از منابع تجدیدپذیر، ۷ درصد از توان هسته‌ای و اما ۹۰ درصد باقی‌مانده از سوخت‌های فسیلی تامین می‌شود. البته این درصدها در مناطق مختلف، متفاوت و در آینده دستخوش تغییرات جدی خواهند شد. تخمین‌های میزان ذخیره سوخت فسیلی نشان می‌دهد که گاز طبیعی، نفت و ذغال سنگ طی چند دهه آینده رو به اتمام هستند. پس از آن انرژی هسته‌ای و تجدیدپذیرها تنها گزینه‌های موجود فعلی هستند. همانطور که انرژی هسته‌ای اهمیت بالایی دارد، خطرات مربوط به زباله‌های رادیواکتیو و حوادث نیروگاه‌های هسته‌ای به خوبی برای همه شناخته شده‌اند. هزینه فراهم کردن درجات بالای ایمنی در مقابل این خطرات همراه با عقیده مخالف عموم، براستی مانع جدی گسترش صنعت هسته‌ای است. از آنجا که سوخت‌های فسیلی در حال اتمام و انرژی هسته‌ای با معایب مذکور در حال جایگزینی آن است، بنابراین احتمالاً چشم‌انداز آینده انرژی، کاهش و بهینه‌سازی مصرف و افزایش میزان انرژی بدست آمده از منابع تجدیدپذیر است. در مورد کاهش مصرف بهترین راه، کاهش هدر رفتن انرژی است، بنابراین منطقی است که ببینیم بیشترین اتلاف انرژی در کجا رخ می‌دهد.

از کل سوخت‌های عمده مصرفی حدود ۴۳ درصد در تولید برق مصرف می‌شود، ۳۶ درصد برای گرم کردن ساختمانها، آب گرم خانگی و فرایندهای صنعتی مصرف می‌شود، ۱۶ درصد به سیستم حمل و نقل جامعه می‌رود که بیشترین اینها منشا فسیلی دارند. قوای محرکه موتور وسایل نقلیه تقریباً ۲۰ درصد از انرژی سوخت را به کار مکانیکی تبدیل می‌کنند. این که چه میزان از این

انرژی واقعاً هدر می‌رود مشکل است. برای مثال در حمل و نقل، همه مسافرت‌ها ضروری نیستند. در گرم کردن، عایق‌کاری ساختمانها همیشه می‌توانند بهتر شوند و مصارف زیادی از برق که ممکن است واجب و ضروری نباشند. یافتن پاسخی برای این سوال نیازمند تغییر مسیر بحث به حیطه مسائل سیاسی، اقتصادی و اجتماعی خواهد داشت که مورد نظر این بحث نیست. اما از منظر مهندسی این واضح است که انرژی زیادی در تولید و انتقال برق و همچنین حمل و نقل به هدر می‌رود [۱].

۲-۱ تولید و انتقال برق

در ابتدای صنعت برق، توان برق مصرفی در هر منطقه در همانجا تولید می‌شد. این در واقع همان سیستم تولید منطقه‌ای برق ادیسون^۱ بود که بیش از صد سال پیش کنار گذاشته شد. همه تجهیزات برقی در آغاز از جریان مستقیم ولتاژ پایین استفاده می‌کردند که نمی‌توانستند برق را بدون متحمل شدن تلفات مفرط در هادی‌ها و یا استفاده از هادی‌های ضخیم و گران، بیشتر از چند مایل انتقال دهند. راه حل، ساختن یک نیروگاه تولیدی سوخت ذغال سنگ کوچک در محدوده هر شهر بود که نامناسب، نا کافی و گران بود. به زودی و در اواخر قرن نوزدهم راه بهتری برای انتقال توان اختراع شد (سیستم انتقال AC سه فاز ولتاژ بالا اولین بار در سال ۱۸۹۱ استفاده شد و اساساً امروزه هنوز به همان شکل وجود دارد.) که بهره‌برداری از منابع برق آبی بود. به تدریج و به ضرورت تکنولوژی‌های جدید، توان در یک محل تولید شده و پس از انتقال از یک مسافت طولانی به مصرف کننده می‌رسید و بطور متداول برق در نیروگاههای بزرگ توان، واقع در فواصل زیادی از نقطه تقاضا تولید گردید. این انتقال توان اقتصادی در مسافت طولانی، موجب یک توسعه عظیم در تامین برق شد و اجازه داد مراکز تولید برای گرفتن بهره اقتصادی بیشتر، به بزرگترین اندازه‌ای که از نظر فنی ممکن بود، ساخته شوند. تا کنون به این افزایش اندازه و تمرکزگرایی تاکید زیادی شده است. در واقع، جهت پخش توان در شبکه های انتقال و توزیع برق، همیشه از سطوح بالا به پایین بوده است. این معماری سیستم، یک انتخاب فنی و اقتصادی است که تولید بصورت متمرکز در نیروگاههای بزرگ انجام شده، از طریق خطوط و سیستمهای انتقال فشار قوی به سیستمهای زیرانتقال و سپس به شبکه توزیع منتقل می‌شود.

1- Powerhouse on every block

موفق بودن این نحوه توزیع برق، دلیل بر آن نیست که روش یاد شده کامل باشد. سیستم-های توان الکتریکی با بکارگیری تعداد زیادی ژنراتور کوچک بجای تعداد کمی ژنراتور بزرگ، در مسیر حرکت به سوی تولید توزیع شده یا تولید جاسازی شده هستند. اکنون اینکه تولید متمرکز مشکلاتی دارد مورد تایید است بعنوان مثال موجب شده که تولید همزمان برق و حرارت^۲ یا به اختصار CHP تقریباً غیر ممکن باشد. با اینکه برق به آسانی می تواند بیشتر از صدها مایل انتقال یابد، اما سیستم قابل مقایسه ای برای انتقال مقیاس کوچکی از گرما، از جایی که تولید می شود به مکان مصرف کننده وجود ندارد. تولید همزمان برق و گرما در محل مصرف برای مشتریان بسیار جذاب است. همچنین تولید متمرکز بر روی قابلیت اطمینان هم تاثیر گذار است. اگر تولید در چند واحد بزرگ متمرکز گردد، یک نقص در یکی از این واحدها فشار بیشتری بر شبکه وارد خواهد کرد. برای حفاظت در برابر این مشکل، طراحان شبکه از ذخیره چرخان استفاده می کنند. یک یا چند نیروگاه، که ظرفیت آن مساوی بزرگترین واحد است آماده به کار نگاه داشته می شود و همیشه فوراً آماده اتصال به بار است. این ذخیره چرخان هر یک از واحدهای تولیدی را در مقابل نقایص ممکن محافظت می کند، اما هزینه این طرح بالاست. با اینکه این ذخیره چرخان هیچ توانی تولید نمی کند اما برای جبران کردن دما و غلبه بر تلفات مکانیکی سوخت مصرف می کند. همچنین تولید متمرکز باعث افزایش تلفات می شود. اگر چه سیستم های انتقال بازده خوبی دارند اما کامل نیستند، چرا که درصد ناچیز تلفات با توجه به حجم عظیم برق جاری در سیستم های انتقال منتج به هدر رفتن میزان متناهی از برق تولیدی می شود. با توجه به مواردی از جمله کاستی ها و معایب عنوان شده، تکنولوژی های جدید، تغییر رویکرد در مسائل اقتصادی و تجاری و با در نظر گرفتن مشکلات زیست محیطی، سیستم های قدرت در حال اصلاح بوده و زمینه اتصال واحدهای تولیدی کوچکتر به شبکه های توزیع منطقه ای شروع شده است [۱].

۳-۱ تولید و توزیع پراکنده

خوشبختانه یک روش جدید برای سازماندهی شبکه برق وجود دارد. بجای داشتن تعداد کمی واحد تولیدی بزرگ، تولید برق می تواند در واحدهای کوچکتری در سراسر شبکه گسترش یابد که

2- Combined Heat and Power (CHP)

تولید توزیع شده^۳ نامیده می شود. در موارد بخصوص تلاش می شود سایت ژنراتورها هر چه محصورتر در مراکز تقاضا و مصرف ساخته شوند، در چنین روشی مجتمع های بزرگ تولیدی، صنعتی، مسکونی، تجاری و ... ممکن است در اندیشه تولید توان مورد نیاز خودشان باشند. این نوع تولید اصطلاحاً، تولید جاسازی شده^۴ نام گرفته که نویدبخش حل برخی مشکلات تولید متمرکز است. در فصل ۲ مزایا، معایب و انواع تکنولوژی های ژنراتور جاسازی شده مورد بحث قرار خواهد گرفت. مطرح شدن و بکارگیری ژنراتورهای جاسازی شده، مسائل جدیدی را پیش روی سیستم های توزیع قرار داده که با در نظر گرفتن مزیت های این ژنراتورها، اهمیت توجه و حل این مسائل و مشکلات بیشتر می شود. تاثیرات متقابل بین ژنراتور و شبکه و بروز مشکلات در هر یک از آنها، باعث ایجاد مسائلی در دیگری می شود. لذا عملکرد و رفتار ژنراتور متصل به یک شبکه توزیع باید دقیقاً مورد مطالعه قرار گیرد. یکی از مهمترین ملاحظات مورد توجه در زمینه کارکرد موازی ژنراتور و شبکه توزیع بررسی وضعیت ژنراتور هنگام قطع شبکه سراسری می باشد. فصل ۳ با تشریح این موضوع روشهای آشکارسازی و مواجهه با چنین رخدادی را بیان می کند.

3 - Distributed Generation

4 - Embedded Generation

فصل دوم

تولید جاسازی شده

تولید جاسازی شده

از اواسط دهه ۷۰ رشد و علاقه زیادی در نصب واحدهای تولیدی کوچک و متوسط که موازی با شبکه تامین برق کار کرده و تولید را به صورت محلی انجام می‌دهند بوجود آمده است. از آنجا که این ژنراتورها در یک شبکه توزیع جای داده می‌شوند، در مجموع واژه تولید جاسازی شده^۱ برای تشریح چنین سیستمی بکار می‌رود که گاهی از آن بعنوان تولید خصوصی^۲، تولید و ذخیره‌سازی پراکنده^۳، تولید توزیع شده^۴ و یا تولید غیرمتمرکز^۵ یاد می‌شود که در این بحث به آن تولید جاسازی شده یا به اختصار EG می‌گوییم. این ژنراتورها می‌توانند با سوختهای مختلفی از قبیل سوختهای فسیلی و یا انرژی‌های تجدیدپذیر تامین شوند. در روش جدید سازماندهی شبکه برق، بجای داشتن تعداد کمی واحدهای تولیدی بزرگ، تولید برق می‌تواند در واحدهایی با اندازه‌های کوچک‌تر، در سراسر شبکه گسترش یابد.

این راه، نوید حل برخی مسائل مطرح شده قبلی را می‌دهد. در اولین قدم CHP را کاربردی و عملی می‌سازد. ژنراتورهای شخصی می‌توانند درست در مرکز تقاضای حرارت جای بگیرند، که در این صورت مشکل انتقال حرارت وجود ندارد. CHP از مقیاس کوچکتر بهره‌مند می‌شود، چرا که دمای گرمای برگشتی از هر ژنراتور مجزا، می‌تواند با توجه به نیازمندیهای هر فرآیند تنظیم شود، مثلاً برای یک ژنراتور، دمای ۵۰ درجه سانتیگراد برای آب گرم و برای ژنراتور دیگر، دمای ۱۵۰ درجه سانتیگراد برای بخار آب صنعتی معین گردد. اگر این ژنراتورهای کوچک به یک شبکه برق موجود متصل شوند، می‌تواند مزیت قابلیت اطمینان ناشی از افزایش تعداد منابع توان متعدد، حاصل شود که این یک مزیت بزرگ در این بحث است [۲].

1 - Embedded Generation (EG)

2 - Private Generation

3 - Dispersed Storage and Generation (DSG)

4 - Distributed Generation (DG)

5 - Decentralized Generation

انرژی‌های تجدید پذیر در بلند مدت به موازات اینکه سوخت‌های فسیلی گرانتر می‌شوند، نقش بیشتری در تولید برق بازی کنند [۳].

۱-۲ تکنولوژی ژنراتورهای جاسازی شده

شکل های بسیاری از تولید توان الکتریکی وجود دارند که بصورت جاسازی شده و موازی با سیستم سراسری استفاده شده‌اند. نیروگاه‌های تولید جاسازی شده از تکنولوژی‌های اولیه مانند دیزل ژنراتورها، ژنراتورهای سنکرون، CHP ها تا انواع تکنولوژی‌های جدیدتر یا تجدیدپذیرها در حال حرکت هستند. لازم است که در این مسیر پیوسته، تکنولوژی‌های تولید جاسازی شده مهم، تجزیه و تحلیل شوند. فهم تاثیر متقابل تولید جاسازی شده با سیستم قدرت نیازمند درک تکنولوژی، مشخصات منابع انرژی و موقعیت مکانی ژنراتور و شرایطی است که نیروگاه تولید جاسازی شده در آن کار می‌کند. برخی از انواع تکنولوژی‌های بکار رفته در ژنراتورهای جاسازی شده جهت آشنایی در ضمیمه الف آمده است.

۲-۲ مشخصات و مزایای تولید جاسازی شده

با اینکه در برخی مقالات، پیشنهاداتی برای تعریف تولید جاسازی شده ارائه شده است، اما هیچ تعریف ثابت و همیشگی برای آن وجود ندارد، در عین حال برخی خصوصیت مشترک دارند که عبارتند از [۵] :

- در مقایسه با نیروگاه‌های تولیدی مرسوم، کوچک هستند.
- اغلب خصوصی هستند.
- بطور مرکزی دیسپاچ نمی‌شوند.
- به شبکه‌های توزیع ولتاژ پایین یا متوسط متصل می‌شوند.
- در کنترل ولتاژ و فرکانس دخالتی ندارند.
- معمولاً هنگامی که شبکه محلی طراحی^۷ می‌شود، مورد ملاحظه قرار نمی‌گیرند.

از نظر اندازه، ژنراتورهای جاسازی شده یا EG استاندارد ویژه ای نداشته و با توجه به مورد استفاده و تکنولوژی محرک آنها (آب، باد، سوخته‌های فسیلی، خورشید و ...) بسیار متفاوت بوده و از محدوده ژنراتورهای کوچک تا ژنراتورهای متوسط و بزرگ (از حدود ۱۵ کیلووات تا حدود ۲۰ مگاوات و حتی بیشتر) متغیر هستند. ضمن اینکه ژنراتورهای تا ۳۰۰ مگاوات در بحث تولید توزیع شده یا DG مورد توجه قرار می‌گیرند.

درخواست رو به افزایش اتصال ژنراتورهای جاسازی شده به شبکه توزیع، از چالش‌های پیش روی شرکت‌های برق منطقه‌ای است. برخی مزایای این نوع تولید بطور خلاصه عبارتند از [۷،۶]:

- ✓ تلفات در شبکه‌های توزیع و متعاقب آن در انتقال بطور قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌یابد.
- ✓ بالا بردن امنیت تولید و متعاقب آن امنیت ملی؛ بیشتر برق برخی کشورها از تولید متمرکز حاصل می‌شود و این می‌تواند یک هدف عالی برای تهدید ابرقدرتها و تروریست‌ها محسوب شود. در صورتی که اگر این تولید در سراسر کشور گسترش یابد، آسیب پذیری تامین برق کاهش می‌یابد.
- ✓ قابلیت اطمینان تامین انرژی؛ با سرمایه گذاری در این صنعت، اطمینان از تداوم تامین برق، باعث افزایش قابلیت اطمینان می‌شود.
- ✓ بهبود کار سیستم؛ با کاهش تقاضای برق از شبکه سراسری عملکرد سیستم بهبود می‌یابد.
- ✓ پشتیبانی ولتاژ بویژه در شبکه‌های امپدانس بالا و متوسط مثل نواحی روستایی دور و همچنین در مورد بارهای بحرانی از قبیل بیمارستانها و مراکز مهم.
- ✓ هنگامی که در یک سیستم قیمت گذاری بر مبنای زمان، قیمت برق در طول روز به سبب تقاضای زیاد، بالاست، مصرف کننده می‌تواند ژنراتور جاسازی شده را برای کاهش حجم برق خریداری شده از شبکه وارد مدار کند. بنابراین تولید جاسازی شده یک سرویس فرعی برای مقابله با نوسانات قیمت برق است.
- ✓ به تعویق انداختن تقویت شبکه (البته در زمانهای اوج مصرف و تقاضای بیش از اندازه، باید ژنراتور کمکی در شبکه شرکت برق پشتیبان، در دسترس باشد).
- ✓ قابلیت افزودن تولیدات کوچک و واحدهای استفاده کننده از انرژی‌های پاک به ظرفیت تولید شبکه (بکارگیری تجدیدپذیرها).

- ✓ تولید همزمان برق و حرارت؛ گرمای هدر رفته از ژنراتور می‌تواند برای اهداف مفید مانند گرم کردن آب و فضا و بنابراین تولید برق و گرما استفاده شود.
- ✓ خدمات فرعی برق مانند ذخیره چرخان، یا ذخیره اضافی و مکمل و همچنین تامین توان راکتیو شبکه. (ذخیره چرخان، چشم‌پوشی از یک تولید در دسترس شبکه است که با منبع سراسری سنکرون و در بار صفر راه‌اندازی شده و آماده تولید در هنگام نیاز است. تولید ذخیره‌ای که در دسترس شبکه است، اما به سیستم وصل نشده و قادر است با افزایش تقاضا در طی یک دوره زمانی کوتاه وارد مدار گردد، ذخیره اضافی و مکمل نامیده می‌شود).

۳-۲ مشکلات تولید جاسازی شده

با توجه به مزایای مذکور، در سالهای اخیر توجه زیادی به تولید جاسازی شده جلب گردیده است، اما هنوز جنبه‌های پذیرش گسترده و شایع آن بعلت نگرانی‌های فنی و اقتصادی در شبکه، وجود دارد و باید تاثیرات آن بر روی سیستم قدرت کاملاً شناسایی شود. برخی اشکالات تولید جاسازی شده عبارتند از [۷]:

- نداشتن تکنیکهای حفاظتی مناسب در برابر فقدان شبکه اصلی برق^۸ (LOM) که در اثر خطاهای دیگر سیستم قدرت، دچار اشتباه در تشخیص نشوند.
- سطح خطای شبکه می‌تواند بالا رود.
- هارمونیک‌ها و نوسانات ولتاژ می‌توانند تولید شوند.
- در معرض کنترل و دیسپاچ مرکزی نیستند.
- برخی از تجدیدپذیرها هنوز هزینه بالایی دارند.

عملکرد موازی تولید جاسازی شده با یک سیستم توزیع سراسری چندین مسئله را برای سلامت و قابلیت اطمینان کارکرد هر دو سیستم ایجاد می‌کند (یعنی حفاظت شبکه در برابر خرابی-های سایت ژنراتور جاسازی شده و حفاظت از سایت ژنراتور در مقابل خطاها و یا اختلالات در شبکه سراسری). این مسائل از آنجا ناشی می‌شود که ژنراتور قابلیت تغذیه توان به شبکه را دارد ولی مستقل از سیستم کنترل شبکه کار می‌کند و این مهمترین عامل در بروز سایر مشکلاتی است که بکارگیری

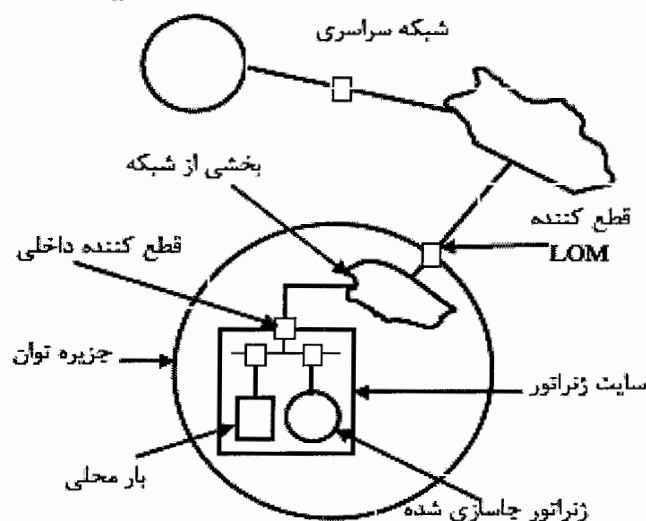
ژنراتور جاسازی شده در شبکه، ایجاد می‌کند. چندین موسسه مهندسی و صنایع بزرگ، نیازمندیهای فنی، تعاریف، حفاظتها و راهنمایی‌های مورد نیاز را که باید رعایت شوند تا یک تولید جاسازی شده مجاز به اتصال به شبکه باشد ارائه کرده‌اند. نیازمندیهای حفاظتی برای ژنراتورهای جاسازی شده مستقل، به علت دادن اطمینان خاطر کافی به مصرف‌کنندگان در زمینه تداوم، صحت و ایمنی رساندن توان مورد نیازشان به آنها، ضروری است. مقررات تامین برق انگلستان مقرر داشته که ژنراتورهای تا ۵ مگاوات توصیه‌نامه‌های Engineering Recommendation G59/1 و همچنین ETR113 را برآورده کنند. نیروگاههای تولیدی ۵ تا ۵۰ مگاوات هم بوسیله G75 تحت پوشش قرار می‌گیرند. G59 اولین بار در سال ۱۹۸۵ نوشته شد و در سال ۱۹۹۱ به G59/1 تجدید نظر گردیده و بعداً در سال ۱۹۹۲ اصلاحات آن در صنایع برق مورد بررسی قرار گرفت. ETR113 اولین بار در سال ۱۹۸۹ منتشر شد. یکی از مهمترین نیازهایی که در کلیه مقررات ایمنی برای ژنراتورهای جاسازی شده مورد تاکید قرار گرفته، لزوم محافظت تولید جاسازی شده در مقابل عدم وجود منبع اصلی تولید یا شبکه سراسری است که به آن LOM گفته می‌شود و در فصل بعد به آن خواهیم پرداخت.

فصل سوم

روشهای مواجهه با قطع شبکه اصلی برق

روشهای مواجهه با قطع شبکه اصلی برق

پس از بحث مختصری در خصوص علل بکارگیری و انواع ژنراتورهای جاسازی شده که در فصل قبل انجام شد، یکی از مهمترین مسائل پیش روی گسترش فراگیر این ژنراتورها، بررسی تاثیرات شبکه بر روی آنها و لزوم محافظت تولید جاسازی شده در مقابل عدم وجود منبع اصلی تولید یا شبکه سراسری (LOM) است. LOM زمانی اتفاق می افتد که تولید جاسازی شده از منبع برق سراسری قطع شده و به یک بخش کوچک از شبکه سراسری محدود می شود.



شکل ۳-۱. پیکربندی شبکه همراه با وضعیت LOM

. معمولاً به دنبال عمل کردن یک قطع کننده مدار^۱ یا CB در سیستم سراسری که دو منبع تولید را از هم جدا می کند، چنین وضعیتی پیش می آید [۷]. همانطور که در شکل ۳-۱ نشان داده شده است، قطع کننده LOM می تواند یکی از چندین قطع کننده در سیستم سراسری باشد که ارتباط بین تولید جاسازی شده و منبع اصلی برق سراسری را فراهم می کند [۲، ۸، ۹].

بسته به بار و ظرفیت تولید در بخش جدا شده یا جزیره توان^۲، ژنراتور جاسازی شده می‌تواند تا زمانیکه فرکانس و ولتاژ سیستم در محدوده مجاز عملکرد نگه داشته می‌شوند، مستقلاً به کار خود ادامه دهد. نوع ژنراتور و سیستم‌های کنترلی آن و توانایی آن در حفظ ولتاژ و فرکانس و میزان بار باقی مانده و همچنین نقطه‌ای که قطع شده و برخی مسائل دیگر در ادامه کار طبیعی ژنراتور موثر است. به دنبال عمل کردن قطع‌کننده LOM، سایت ژنراتور به همراه یک بخش از بار شبکه، از شبکه سراسری جدا می‌شود. بصورت ایده‌آل سیستم حفاظتی LOM، می‌تواند به قطع‌کننده داخلی^۳ سایت ژنراتور، برای جدا کردن ژنراتور از شبکه، فرمان دهد تا در نتیجه پس از حل مشکل منبع سراسری، استقرار مجدد ژنراتور جاسازی شده را تسهیل کند.

۱-۳ آشکارسازی و حفاظت در برابر فقدان منبع سراسری

همانطور که رشد استفاده از ژنراتورهای جاسازی شده، بصورت موازی با شبکه سراسری زیاد می‌شود، اهمیت موضوعات مرتبط از جمله محافظت در برابر فقدان منبع سراسری^۴ نیز رو به افزایش است. در دهه‌های اخیر رشد قابل توجهی در نصب و استفاده از واحدهای تولیدی کوچک و متوسط بطور موازی با شبکه توزیع سراسری، وجود داشته که سرمایه‌گذاری زیادی توسط صنعت، جذب آن شده است. این رشد بویژه از زمان خصوصی سازی صنعت برق در سال ۱۹۹۲ و با استفاده از ژنراتورهای سنکرون چشمگیر بوده است. همچنین، ذکر گردید که قبل از اتصال یک ژنراتور جاسازی شده به شبکه، باید ملاحظات در زمینه اطمینان از عملکرد حفاظتی کامل و صحیح در مورد شبکه سراسری، ژنراتور جاسازی شده و بار متصل به آن بررسی شود. هر واحد تولیدی برق که به شبکه وصل می‌شود الزاماً باید به سیستم حفاظتی مناسب تجهیز گردد [۱۰، ۹، ۲].

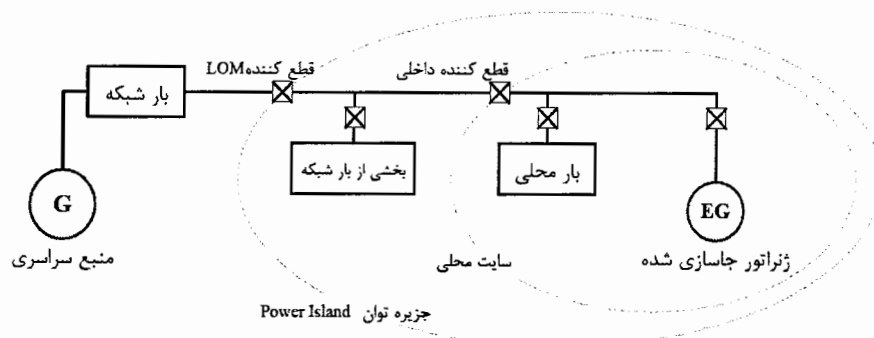
پدیده LOM همانطور که گفته شد، هنگامی اتفاق می‌افتد که قطع‌کننده مدار یا CB شبکه باز شده و شبکه را از ژنراتور جاسازی شده جدا می‌کند و همانطور که در شکل ۲-۳ می‌بینیم یک قسمت از بار شبکه متصل به ژنراتور، باقی مانده است، که این بخش جدا شده به همراه واحد تولیدی جاسازی شده Power Island نامیده می‌شود. طبق استاندارد IEEE 1547 یک Island، "بخشی از

2 - Power Island

3 - Inter-tie Circuit Breaker

4 - LOM protection, Islanding protection, Anti Islanding

یک سیستم قدرت شامل یک یا بیشتر از یک منبع توان و بار است که برای یک دوره زمانی از مابقی سیستم جدا شده است" [۱۱].



شکل ۳-۲. نمای یک شبکه دارای ژنراتور جاسازی شده

همه ژنراتورهای جاسازی شده متوسط و بزرگ، که موازی با شبکه کار می‌کنند نیازمند یک حداقل حفاظت هستند که شامل اضافه ولتاژ و فرکانس و تشخیص LOM است [۱۰]. علاوه بر مسائل حفاظتی، نکات دیگری از قبیل زمین کردن ژنراتور با توجه به شبکه توزیع مربوطه، عملکرد مستقل ژنراتور و برآوردن نیازمندیهای بار باید مورد توجه قرار گیرند. فراهم کردن حفاظت در مقابل شرایط LOM برای یک ژنراتور خصوصی یکی از مشکل‌ترین جنبه‌های طراحی چنین سیستم‌هایی بوده و یک نیاز اساسی برای یک ژنراتور جاسازی شده است. در واقع پراهمیت‌ترین موضوع پیش روی طراحی سیستم‌های الکتریکی شامل ژنراتورهای جاسازی شده فراهم کردن حفاظت در مقابل LOM یا Islanding است. حفاظت در مقابل LOM یکی از بخشهای حیاتی سیستم حفاظتی یک ژنراتور جاسازی شده است.

برای ژنراتورهای کوچک که برای ارسال توان به شبکه طراحی نشده و بعنوان تولید مکمل در سایت محلی مورد استفاده قرار می‌گیرند، LOM ذاتاً سبب می‌شود که توان به طرف آن بخش از بار شبکه که منبع تامین برق خود را از دست داده، جریان یابد. این مسئله می‌تواند با استفاده از یک رله معکوس، که پخش توان را در نقطه اتصال ژنراتور به شبکه مونیتر می‌کند، آشکارسازی شده و سپس فرمان قطع را به قطع‌کننده نقطه اتصال داخلی دهد. در مورد ژنراتورهای کوچک، نوعاً کمتر از ۲۰۰ کیلو ولت آمپر که برای ارسال توان به شبکه در نظر گرفته شده‌اند، ممکن است بار باقیمانده از شبکه

در بخش جدا شده، بیشتر از ظرفیت ژنراتور جاسازی شده باشد. در این صورت LOM معمولاً اضافه بار شدیدی را برای ژنراتور جاسازی شده در پی خواهد داشت و ولتاژ و فرکانس خروجی آن افت می-کند. این باعث خواهد شد که در صورت عدم وجود سیستم حفاظتی مناسب، ژنراتور جاسازی شده کارایی لازم را نداشته باشد و این تاثیر بدی بر روی بار متصل به آن که معمولاً بارهای صنعتی و مهمی هستند خواهد داشت. لذا روشهای حفاظتی باید کمبود ولتاژ و فرکانس را آشکار کرده و CB نقطه اتصال راقطع کنند. در مورد ژنراتورهای بزرگتر با اندازه معمولاً بیشتر از ۲۵۰ کیلو ولت آمپر، یک احتمال معقول وجود دارد که بعد از وقوع LOM، ولتاژ و فرکانس سیستم بوسیله AVR و گاورنر در یک محدوده مجاز نگه داشته می‌شوند و رله‌گذاری مخصوصی برای آشکارسازی LOM و قطع کردن CB نقطه اتصال مورد نیاز است.

در بیشتر توصیه‌نامه‌های مهندسی مربوط به ژنراتورهای جاسازی شده محدودیتهای مورد نظر در مورد ولتاژ، فرکانس و سایر پارامترهای سیستم آمده است. بعنوان مثال جدول ۱-۳ یک نمونه از این محدودیتهای برای ژنراتورهای جاسازی شده کوچک با اندازه حداکثر ۱۵۰ کیلو ولت آمپر را بیان می‌کند. در مورد ژنراتورهای بزرگتر ممکن است پارامترهای دیگری مورد بررسی قرار گیرند. ضمناً ملزومات حفاظتی مورد نیاز، به شرایط و تجهیزات خاص ژنراتور جاسازی شده مورد مطالعه بستگی دارد. همچنانکه اندازه ژنراتور افزایش می‌یابد، تاثیرات آن بر روی شبکه توزیع زیاد می‌شود و علاوه بر مشخصه‌های جدول ۱-۳، موارد دیگری از جمله اضافه جریان، خطای زمین، جریان معکوس توان و غیره باید مورد توجه قرار گیرند، اما در هر حال حداقل حفاظت مورد نظر، همان گزینه‌های جدول ۱-۳ به همراه حفاظت از LOM می‌باشند [۱۲].

جدول ۱-۳ تنظیمات ولتاژ و فرکانس

حفاظت	تنظیمات قطع	زمان قطع
کاهش ولتاژ	10%	0.5 s
اضافه ولتاژ	10%	0.5 s
کاهش فرکانس	6%	0.5 s
اضافه فرکانس	1%	0.5 s

LOM به خودی خود، در صورتیکه منبع تولیدی ولتاژ و فرکانس را در محدوده تعیین شده نگه دارد، یک معضل نیست. در این حالت علت اصلی اهمیت LOM، احتمال وصل مجدد دو سیستم با ژنراتورهای خارج از سنکرونیزم است. هنگامی که به یک ژنراتور جاسازی شده اجازه داده بشود که پس از وقوع LOM بصورت مستقل کار کند، ممکن است به سرعت سنکرونیزم بین ژنراتور و شبکه سراسری از دست برود. بعد از اتصال مجدد به شبکه، برقراری شرایط سنکرونیزم بسیار مهم است. همچنین کارکرد مستقل ژنراتور جاسازی شده می‌تواند برای مهندسين شبکه که در حال کار بر روی سیستم هستند، خطرناک باشد. چراکه ممکن است آنها از فعال بودن ژنراتور جاسازی شده خبر نداشته و فرض کنند که زیرسیستم جدا شده، خاموش است. معمول است که ژنراتور جاسازی شده از سمت شبکه زمین می‌گردد و در نتیجه این می‌تواند عملکرد مخاطره آمیزتری را برای عملکرد بدون زمین ژنراتور جاسازی شده که بعد از LOM در حال کار است به همراه داشته باشد.

حفاظت LOM بر اساس آنچه در توصیه نامه‌های مختلفی که قبلاً ذکر شد، باید در مدت زمان معین، پس از فقدان منبع تامین برق شبکه سراسری، بطور خودکار ژنراتور جاسازی شده را از شبکه جدا کند. علت این امر آن است که گاهی در شبکه کلیدهای خودکار یا بازبست‌هایی وجود دارد که در صورت بروز حوادث گذرا، به مدت کوتاهی ایجاد قطعی کرده و سپس با رفع مشکل، وصل می‌شوند. حال اگر تشخیص LOM در مدت زمان کوتاهی که بازبست، برق را قطع و وصل می‌کند، انجام نشود، پس از وصل مجدد بازبست، سنکرونیزم بین ژنراتور جاسازی شده و شبکه از بین خواهد رفت. زمان تشخیص و قطع اتصال ژنراتور، توسط سیستم حفاظتی، باید چنان باشد که دو سیستم قبل از آنکه هیچ یک از بازبست‌ها عمل وصل بعد از قطع را انجام دهند، بطور موفقیت آمیز از هم جدا شوند، به عبارت دیگر زمان تشخیص LOM کوتاهتر از زمان عمل کردن کلیدهای خودکار باشد. با وجود اینکه بهترین کار برای رفع این مشکل، اجتناب از عمل کردن بازبست‌های موجود در مسیر شبکه و ژنراتور جاسازی شده است، اما این معقول نیست که از شبکه بخواهیم، همه کلیدهای خودکار و بازبست‌های خود را به سوی واحد EG غیرفعال کند.

۲-۳ نیازمندیهای یک طرح حفاظتی

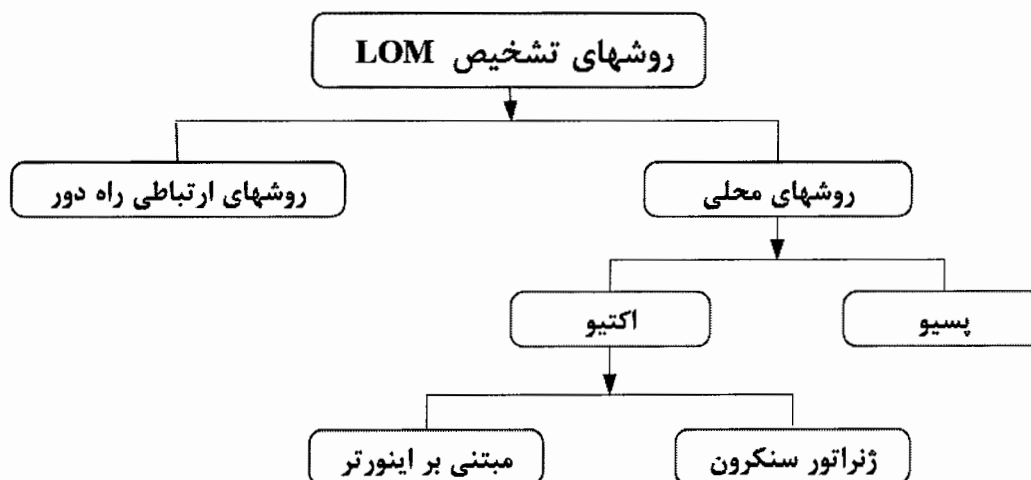
یک وضعیت LOM باید به سرعت پس از حادث شدن تشخیص داده شود. برخی نیازمندیها برای یک آشکارسازی موفق لازم است [۲].

- طرح مورد نظر باید برای آشکارسازی هر نوع وضعیت LOM امکان پذیر باشد. باید توجه داشت که ممکن است سوئیچها، فیوزها، CB ها و بازبستهای چندگانه‌ای بین یک ژنراتور جاسازی شده و شبکه سراسری در مکانها و وضعیتهای مختلفی موجود باشد. باز شدن هر کدام از اینها ممکن است یک LOM باشد که رفتار و عملکرد آنها در سیستم متفاوت است. یک طرح حفاظتی مطمئن، باید برای همه گزینه‌های ممکن پاسخگو باشد.
- طرح مورد نظر باید آشکارسازی را در محدوده زمانی مجاز که توسط شبکه تعیین می‌شود انجام دهد، چرا که باید از خارج از فاز شدن بازبست‌ها، از ژنراتور جاسازی شده جلوگیری گردد.
- هنگام انتخاب یک طرح، در نظر گرفتن نوع و مشخصات واحد تولیدی جاسازی شده مهم است. ژنراتور می‌تواند از انواع سنکرون، القایی و حتی در موارد استفاده کننده از انرژی های تجدیدپذیر با خروجی DC مبتنی بر اینورتر باشد. ممکن است یک طرح حفاظتی بسیار مناسب برای یک نوع ژنراتور، برای یک نوع دیگر مناسب نباشد و حتی ممکن است اصول کاری آنها نیز متفاوت باشد.
- طرح مورد نظر حتی الامکان باید میان LOM و اختلالات، تغییرات بار، خطاها و سایر وقایع شبکه تفاوت قائل شده و از دادن قطعی‌های بی‌مورد بپرهیزد. این مورد در کارایی و قابلیت اطمینان طرح بسیار حائز اهمیت است.

۳-۳ طرحها و تکنیکهای آشکارسازی

پیشنهادهای زیادی در مورد تکنیکهای آشکارسازی LOM وجود دارد. این تکنیکها همانطور که در شکل ۳-۳ نشان داده شده، بطور کلی به دو گروه تکنیکهای محلی و تکنیکهای راه دور یا ارتباطمحور طبقه‌بندی می‌شوند.

تکنیکهای آشکارسازی راه دور، بر اساس ارتباط بین شبکه و ژنراتورهای جاسازی شده کار می‌کنند و تکنیکهای محلی تکیه بر اطلاعات و سوابق سایت ژنراتور دارند. گرچه تکنیکهای راه دور ممکن است قابلیت اطمینان بیشتری از تکنیکهای محلی داشته باشند اما در اجرا پرهزینه و از اینرو غیر اقتصادی هستند. تکنیکهای محلی خود به دو دسته اکتیو و پسیو تقسیم می‌شوند که در ادامه بیشتر مورد بحث قرار خواهند گرفت. تکنیکهای اکتیو نیز به دو گروه تقسیم شده اند، یکی مبتنی بر اینورتر که در مورد ژنراتورهایی با خروجی DC و عموماً تجدیدپذیرها مورد بحث قرار می‌گیرند و دیگری در مورد ژنراتورهای سنکرون کاربرد دارند. سایر روشهای پسیو و راه دور، عمومی بوده و در مورد انواع ژنراتورها قابل اجراست [۱۳، ۸، ۵].



شکل ۳-۳. طبقه بندی تکنیکهای تشخیص LOM

۳-۴ تکنیکهای راه دور یا ارتباط محور^۶

قابل اطمینانترین راه تشخیص LOM داشتن ارتباط بین شبکه و ژنراتور جاسازی شده است. این روش هنگام وقوع LOM از ابزار مخابراتی برای اعلام خطر و قطع کردن ژنراتور استفاده می‌کند. عموماً اجرای آنها بستگی به نوع ژنراتور جاسازی شده بکار گرفته شده دارد. با وجود کارآمدی، در حال حاضر بسیار گران و در نتیجه اقتصادی نیستند. البته ممکن با استفاده از امکانات و کانالهای ارتباطی جدید، این مشکل کاهش یابد. برای انواع ژنراتورها اعم از سنکرون و مبتنی بر اینورتر قابل

استفاده هستند. تا کنون تنها استفاده از سیم خصوصی^۷ و کانالهای مشترکین شرکت‌های تلفن عمومی مورد توجه بوده‌اند. امروزه انتقال رادیویی AM یا FM و فیبر نوری می‌توانند به این ابزار ارتباطی اضافه شوند. اینترنت هم با TCP/IP، مخابره اطلاعات را به یک گستره وسیع از تجهیزات، ممکن می‌سازد. اصولاً دو طرح اساسی دارند و بقیه روشها نزدیک به این دو روش هستند.

۳-۴-۱ انتقال سیگنال قطع^۸

یک راه موثر و فعال برای تشخیص LOM استفاده از یک سیستم SCADA یا کنترل نظارت و کسب اطلاعات^۹ است. چنین سیستمی وضعیت اتصالات همه CB ها، سوئیچ ها و جداکننده‌های شبکه، بین ژنراتور جاسازی شده و منبع سراسری (پست انتقال سیستم)، که قادر به ایجاد یک وضعیت LOM هستند را بطور مداوم مشاهده می‌کند. هنگامی که یک قطع‌کننده در سیستم عمل می‌کند، سیستم SCADA این وقفه را تشخیص می‌دهد و توسط یک سیگنال، این اطلاعات را به ایستگاه کنترل مرکزی ارسال می‌کند. این اطلاعات توسط یک الگوریتم مرکزی برای شناسایی محدوده وقوع LOM و قطع کردن نقطه اتصال ژنراتور و شبکه (نقطه اتصال مشترک)^{۱۰} استفاده می‌کند. شکل ۳-۴ ایده اساسی این تکنیک را تشریح می‌کند. ایده و مفهوم این طرح بسیار ساده است. اگر یک ژنراتور جاسازی شده با پیکربندی ثابت و از طریق تعداد محدودی کلید خودکار، به یک پست انتقال اتصال یابد، تکنیک فوق بسیار ساده‌تر خواهد بود. سیگنال وضعیت می‌تواند از نقاط مشاهده (واقع در کلیدها و قطع‌کننده‌ها)، مستقیماً به بخش الگوریتم مرکزی ارسال شود. در صورتی که تعداد کلیدها زیاد بوده و توپولوژی فیدر تغییر کند، این روش کاملاً پیچیده می‌شود. اولاً باید همه کلیدها، بین سایت و پست انتقال، نظارت شوند. ثانیاً قطع‌کننده‌های بین سایت ژنراتور و منبع می‌توانند در توپولوژی‌های مختلف شبکه تغییر کنند.

یک وضعیت معمول تغییر پیکربندی دوباره فیدر، در شکل ۳-۴ دیده می‌شود. در صورتی که کلید Y باز و کلید X بسته باشد، EG2 به پست شماره ۲ وصل می‌شود. بنابراین کلیدهای بین ژنراتور و پست نسبت به حالت قبلی تغییر می‌کنند و الگوریتم پردازش مرکزی باید همه وضعیتهای ممکن و

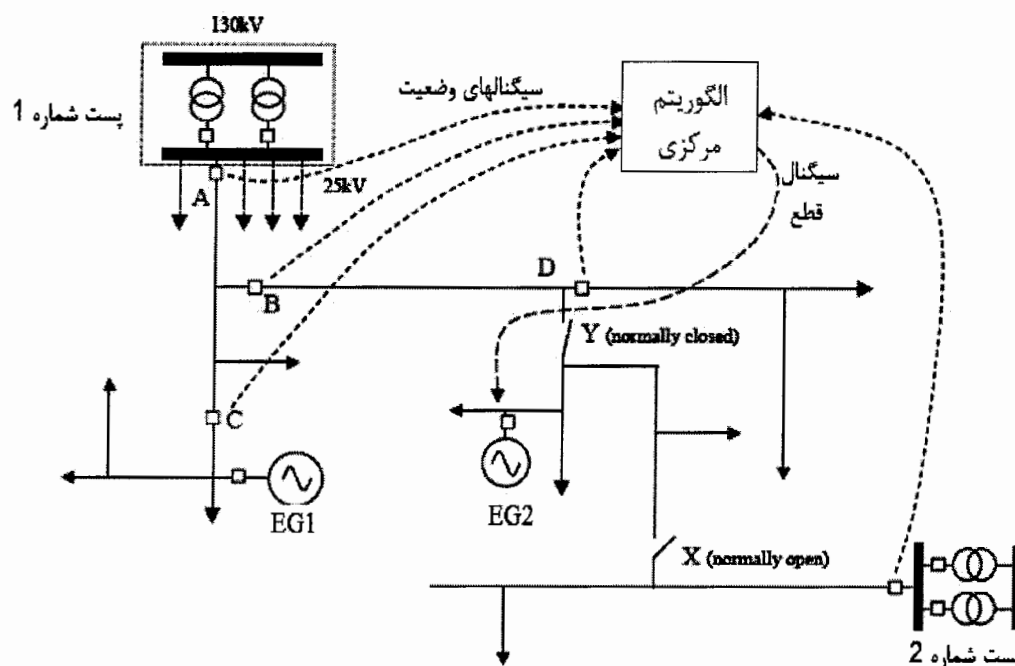
7 - Leased Line

8 - Transfer Trip Scheme

9 - Supervisory Control and Data Acquisition

10 - Inter-tie or Point of Common Coupling (PCC)

قابل پیش‌بینی را در تشخیص LOM و محدوده آن مورد ملاحظه قرار دهد. ضمناً الگوریتم باید دائماً به روز بوده و کلیه اطلاعات و تغییرات توپولوژی شبکه و سیستم را در اختیار داشته باشد.



شکل ۳-۴. روش ارسال سیگنال قطع

روش ارسال سیگنال قطع به پشتیبانی وسیع ارتباطی نیازمند است. ارتباطات رادیویی و یا خطوط تلفن استیجاری معمول‌ترین روشهای قابل استفاده این تکنیک هستند. سیگنالها باید بطور مداوم ارسال گردند و عدم حضور یک سیگنال می‌تواند نشان‌دهنده باز بودن قطع‌کننده مربوطه باشد. بدون وجود پوشش رادیویی و خطوط تلفن این روش، غیر ممکن و یا بسیار گران می‌شود.

تکنیک ارسال سیگنال قطع می‌تواند یک روش موثر و آسان را برای تشخیص LOM در فیدرهای توزیعی که پیکربندی ثابتی دارند فراهم کند. شرکتهای صنعتی برای کاربردهای حفاظتی مختلف، سالها آزمایشاتی درباره این روش انجام داده‌اند که به خوبی جوابگو بوده است. بعلاوه این روش اجازه کنترل‌های اضافی بوسیله شبکه سراسری بر روی ژنراتورها را خواهد داد و هماهنگی بین ژنراتورهای جاسازی شده و منابع شبکه افزایش می‌یابد. همان سیستم هم می‌تواند پس از رفع خطا، برای فراهم کردن شرایط اتصال مجدد ژنراتور به شبکه بکار گرفته شود.

اشکالات اصلی این تکنیک، هزینه زیاد و پیچیدگی بالقوه آن است. این به دلیل آن است که همه نقاطی که در آنها امکان قطع اتصال وجود دارد، نیازمند فرستنده سیگنال هستند و باید یک پوشش مخابراتی برای مکان کلیه ژنراتورها وجود داشته باشد. پیچیدگی طرح همانطور که گفته شد در صورت متغیر بودن پیکربندی فیدرها پیش می‌آید.

۳-۴-۲ سیگنالینگ خط توان^{۱۱}

در برخی مقالات، به این روش، مخابره سیگنال روی حامل خط توان^{۱۲} نیز گفته می‌شود و از خط برق بعنوان حامل سیگنال استفاده می‌کند. و همانطور که در شکل ۳-۵ دیده می‌شود، یک مولد سیگنال بعنوان ابزار اصلی به ثانویه ترانسفورماتور پست انتقال متصل است و یک سیگنال را مداوماً به تمام فیدرهای تغذیه می‌فرستد. هر ژنراتور جاسازی شده به یک آشکارساز سیگنال تجهیز شده است. در نتیجه یک سیگنال کم انرژی از طریق خط اتصال بین فرستنده و گیرنده ارسال می‌شود. اگر آشکارساز یا گیرنده بعلت باز شدن هر یک از قطع‌کننده‌های بین پست انتقال و ژنراتور، سیگنالی را دریافت نکند، نرسیدن سیگنال از فرستنده برای تشخیص LOM استفاده می‌شود و ژنراتور می‌تواند فوراً جدا گردد.

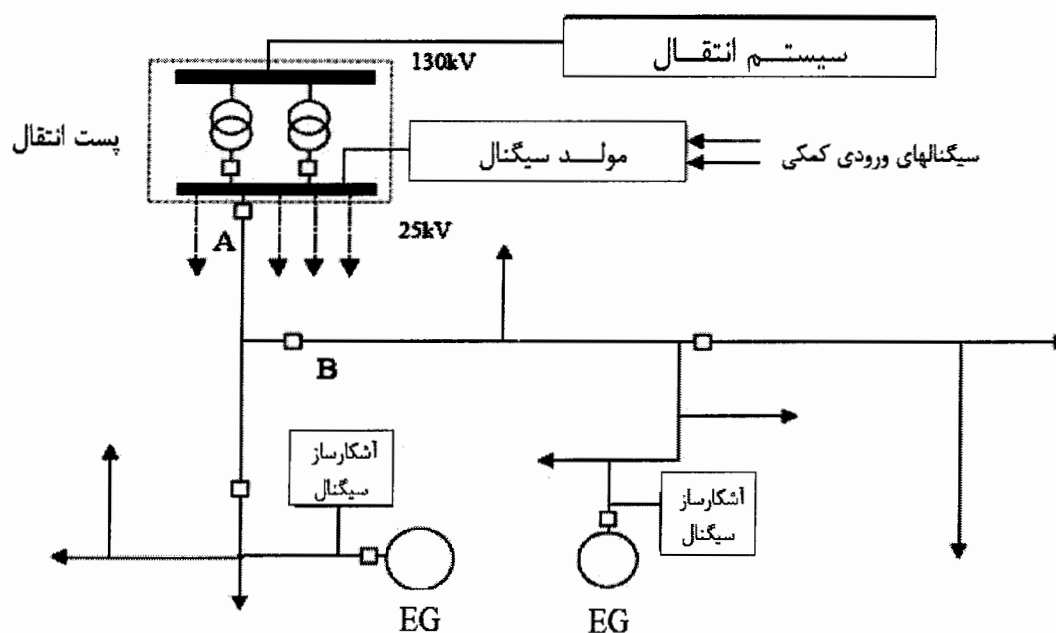
اگر شین ۲۵ کیلوولت توانش را از دست بدهد، یعنی یک وضعیت LOM رخ دهد، مولد سیگنال هم توانش را از دست داده و ارسال سیگنال به ژنراتورهای پایین دستی متوقف شده و ژنراتورها باید از شبکه قطع گردند. مولد سیگنال چند ورودی کمکی دارد که هر یک از آنها می‌توانند مخابره سیگنال را متوقف کرده و فرمان جدا شدن را به همه ژنراتورها بدهند. این امکان بطور ویژه زمانی مفید است که شرکت برق خودش بخواهد یک Island را در سیستم انتقال و با هدف خاصی ایجاد کند.

روش سیگنالینگ خط توان، بویژه با زیاد شدن تعداد ژنراتورهای جاسازی شده چندین مزیت دارد. این طرح می‌تواند کاملاً معتبر و قابل اطمینان باشد چراکه تنها یک فرستنده سیگنال (مولد سیگنال) در گیر کار است و سیگنال بعنوان یک ابزار بررسی اتصال و پیوستگی بکار می‌رود.

11 - Power Line Signaling

12 - Power Line Carrier Communication (PLCC)

ژنراتورهای خصوصی می‌توانند در هزینه فرستنده سهمیه شده و هزینه گیرنده با خودشان باشد. هیچ نگرانی از بابت تغییر توپولوژی فیدر وجود ندارد و اجرای طرح نسبتاً آسان است.



شکل ۳-۵. تکنیک سیگنالینگ خط توان

دو عیب اساسی نیز در این روش وجود دارد. یکی هزینه مولد سیگنال که یک وسیله ولتاژ متوسط است و یک ترانسفورماتور کاهنده برای اتصال آن به پست مورد نیاز است. اگر فقط یک یا دو ژنراتور استفاده کننده از این طرح وجود داشته باشند هزینه این روش بسیار بالا خواهد بود. نگرانی دوم امکان تداخل سیگنال با دیگر کاربردهای ارتباطی خطوط برق از جمله کنتورخوانهای خودکار هستند. مطالب گفته شده نشان می‌دهد که این روش، یک تکنولوژی نویدبخش در این موضوع بوده و قابلیت توجه و کار بیشتری دارد.

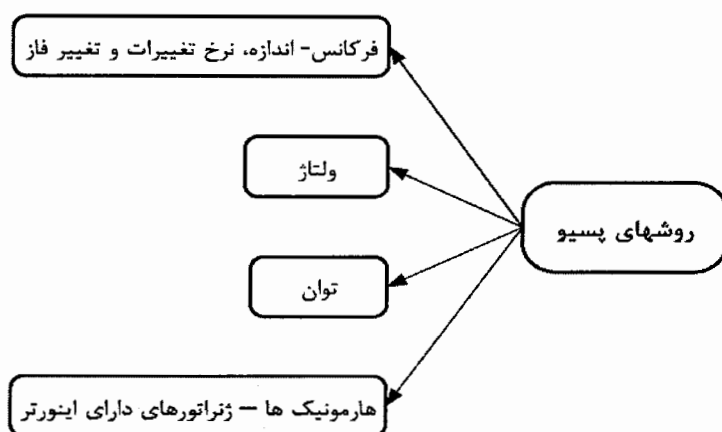
۵-۳ تکنیکهای محلی

این تکنیکها، تکیه بر اطلاعات و سوابق سایت ژنراتور جاسازی شده دارند و وضعیت LOM را بر اساس سیگنالهای در دسترس جریان و ولتاژ سایت تشخیص می‌دهند. هنگامی که شاخصهای اندازه‌گیری شده یا استنتاج‌شده از یک مقدار آستانه خاص تجاوز کند، LOM تشخیص داده می‌شود. یک مزیت بزرگ روشهای محلی این است که به مخابره سیگنال نیاز ندارند و این هزینه آنها را پایین می‌آورد. اجرای این روشها نسبتاً آسان است (نسبت به روشهای راه دور) و بطور معنی‌داری متاثر از نوع ژنراتور جاسازی شده هستند. تکنیکهای محلی کلاً به دو گروه اکتیو و پسیو تقسیم می‌شوند. روشهای پسیو مبتنی بر اندازه‌گیری کمیت‌های خاص و در دسترس سیستم محلی، مثل ولتاژ، جریان و فرکانس هستند و بر این واقعیت تکیه دارند که تحت اغلب شرایط، وقوع وضعیت قطع شبکه اصلی باعث ایجاد تغییراتی در پارامترهای مذکور می‌شود. در این روشها بدون توجه به عملکرد ژنراتور، سیستم قدرت نظارت می‌شود، بی آنکه هیچگونه تاثیر متقابلی بین تجهیزات آشکارسازی و سیستم قدرت وجود داشته باشد. در نتیجه این شیوه تاثیری بر شکل موج ولتاژ بالای سیستم ندارد و این از آنجا سودمند است که تاثیری بر موضوعات کیفیت توان نخواهد داشت. به عکس در روشهای اکتیو از تاثیر متقابل تجهیزات آشکارسازی بر سیستم استفاده می‌شود. در این روشها اغتشاشاتی به منبع تامین برق سیستم تزریق شده و با توجه به پاسخهای سیستم به آنها، که بصورت محلی اندازه‌گیری می‌شوند، وضعیت LOM تشخیص داده می‌شود. در واقع این تکنیکها سعی می‌کنند فرکانس یا ولتاژ نقطه اتصال را دستکاری کنند. روشهای اکتیو نسبت به روشهای پسیو از قابلیت اطمینان بیشتری برخوردارند، اما هزینه آنها بالاتر است [۱۳، ۸، ۴].

۶-۳ تکنیکهای پسیو

برای انواع ژنراتورها قابل استفاده بوده و همانطور که گفته شد بر اساس اندازه‌گیری کمیت‌های سیستم کار می‌کنند. مطابق شکل ۶-۳ می‌توان آنها را در یک تقسیم‌بندی دیگر بر اساس نوع تشخیص، طبقه‌بندی کرد. انواع فرکانسی آن با استفاده از رله‌های مخصوص، از پرکاربردترین روشهای تشخیص بویژه برای ژنراتورهای سنکرون می‌باشند. روشهای پسیو، کم‌هزینه و در اجرا آسان هستند.

مهمترین مشکل روشهای پسیو این است که در تفاوت گذاشتن بین وقوع قطع برق شبکه اصلی و دیگر رخدادهای گذرای شبکه بطور کامل موثر نیستند.



شکل ۳-۶. روشهای پسیو آشکارسازی

۳-۶-۱ روش تغییرات فرکانس^{۱۳}

همانطور که می‌دانیم فرکانس یک سیستم بستگی به تعادل توان اکتیو دارد و از آنجا که فرکانس عامل مشترکی در سراسر شبکه است، تغییری در تقاضای توان اکتیو در یک نقطه، به صورت تغییری در فرکانس در سراسر سیستم منعکس می‌شود. افزایش بار (افزایش تقاضای توان اکتیو)، جریان اضافه‌ای از شبکه می‌کشد که این افزایش جریان باعث افت سرعت رتور و عمل کردن گاورنر می‌شود، سپس سرعت زیاد شده و رتور در سرعت جدیدی پایدار می‌شود. بطور خلاصه یک عدم تعادل بین توان بار و تولید تامین کننده آن، فرکانس سیستم را تغییر می‌دهد و در روشهای آشکارسازی پسیو فرکانسی، تشخیص هر گونه تغییر در مقدار فرکانس، مبنای تشخیص LOM است. پس از وقوع LOM، فرکانس منطقه Island تغییر می‌کند. در نتیجه اگر تغییر فرکانس از محدوده مشخصی تجاوز کند، می‌تواند معیاری برای تشخیص باشد. لذا این روش بر اساس نظارت بر فرکانس، کار می‌کند و توسط یک رله فرکانسی، هر تغییر مهم در بار ژنراتور بوسیله مشاهده تغییر فرکانس، مشخص می‌شود. رله فرکانسی تصمیم خود را بر اساس فرکانس ولتاژ در ترمینال ژنراتور جاسازی شده

می‌گیرد. اگر فرکانس به بالاتر یا پایین‌تر از محدودیتهای از پیش تعیین شده افزایش یابد یا سقوط کند، رله پس از مدت زمان مشخصی ژنراتور را از شبکه قطع می‌کند.

در بسیاری از ژنراتورهای کوچک، این رله‌ها سطح قابل قبولی از حفاظت را می‌توانند مهیا کنند. اما آنها فقط زمانی می‌توانند عمل کنند که تغییر ایجاد شده در بار پس از وقوع LOM بزرگتر از مقداری باشد که ممکن است بوسیله سیستم‌های کنترلی ژنراتور جبران گردد. اگر بار افزایش یابد و یا یک شبکه قوی متصل به ژنراتور جاسازی شده از دست برود و بار محلی متجاوز از تولید ژنراتور گردد، کاهش فرکانس داشته و رله زیر فرکانسی عمل می‌کند. و زمانی افزایش فرکانس داریم که در طی زمان وقوع LOM تولید مازاد وجود داشته باشد.

استفاده از رله‌های فرکانسی محدودیتهایی نیز دارد. در جایی که بار متصل به ژنراتور بعد از LOM، تقریباً نزدیک به ظرفیت تولید ژنراتور باشد، یعنی تعادل توان زیاد دستخوش تغییر نشود، ولتاژ و فرکانس تقریباً ثابت می‌ماند. لذا ممکن است با استفاده از این رله‌ها، LOM آشکارسازی نشود. بعلاوه با این رله‌ها، ژنراتورهای بزرگی که دارای تنظیم کننده‌های خودکار ولتاژ^{۱۴} بوده و بعد از مدت زمان کوتاهی قادر به جبران تغییرات بار و در نتیجه نگهداری ولتاژ و فرکانس در محدوده مجاز هستند نیز قادر به تشخیص LOM نیستند. همچنین از آنجا که تغییر فرکانس آنی نیست، رله‌های فرکانسی نسبتاً کند هستند [۸،۴].

۳-۶-۲ روش تغییرات ولتاژ^{۱۵}

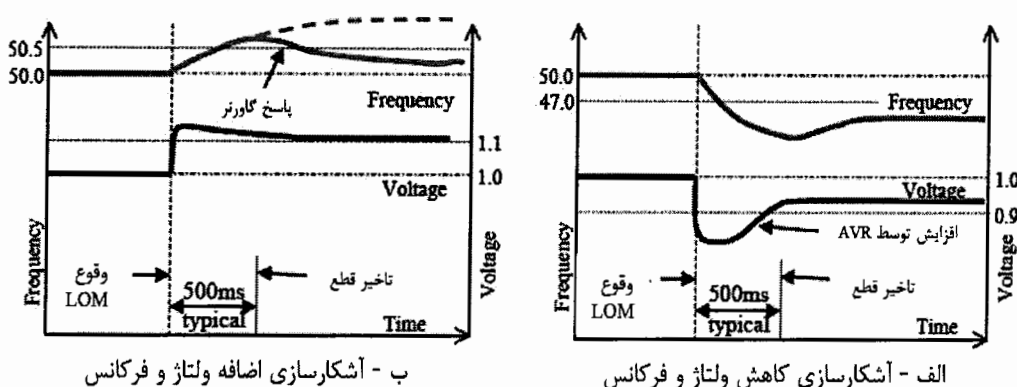
همانطور که می‌دانیم علت اصلی تغییر ولتاژ، عدم توانایی سیستم در تامین توان راکتیو مورد تقاضاست و هر تغییری در توان راکتیو در اثر مثلاً فقدان منبع سراسری باعث می‌شود ولتاژ تغییر کند. یک شاخص واضح از نبودن منبع سراسری یا LOM، ولتاژ خیلی پایین است. همچنین اگر یک ژنراتور کنترل نشده در شبکه وجود داشته باشد ولتاژ می‌تواند مثلاً به علت تشدید از حد فوقانی آستانه خود بالاتر رود، بنابراین رله‌های ولتاژ، دامنه ولتاژ را در ترمینال ژنراتور جاسازی شده اندازه می‌گیرند و اگر ولتاژ در طی مدت زمانی خاصی غیرطبیعی شود، ژنراتور را جدا می‌کنند. این روش

14 - Automatic Voltage Regulator (AVR)

15 - Over/Under Voltage Method

یک راه بسیار ساده برای محافظت است. رله می‌تواند به وضعیت‌های ولتاژ پایین‌تر و یا بالاتر از حد آستانه، عکس‌العمل نشان دهد. درواقع این روش مبتنی بر عدم تعادل بین تولید و مصرف توان راکتیو است که بعد از LOM اتفاق می‌افتد. این عدم تعادل، وضعیت را به تغییر در سطح ولتاژ هدایت می‌کند که می‌تواند بصورت محلی اندازه گرفته شود.

تاخیر زمانی رله‌ها باید طوری باشد که بتوان میان LOM و دیگر اتفاقات و خرابی‌های شبکه تفاوت قائل شد. این روش نیز همانند رله فرکانسی عملکرد نسبتاً کندی دارد.



شکل ۳-۷. روش حفاظتی ولتاژ و فرکانس

در شکل ۳-۷ عملکرد توام رله‌های ولتاژ و فرکانس مبین آن است که چگونه ولتاژ و فرکانس ممکن است به یک رخداد LOM پاسخ دهد و چگونه یک حفاظت مناسب ممکن است میان LOM و دیگر رخدادهای تفاوت قائل شود. شکل ۳-۷ الف جریانی را نشان می‌دهد که مصرف توان اکتیو و راکتیو در ناحیه متصل مانده به ژنراتور، از تولیدی که آنها را تامین می‌کند بزرگتر است. فرکانس در ابتدا با نرخ متناسب با عدم تعادل توان اکتیو اولیه کاهش پیدا می‌کند و ولتاژ تقریباً در یک سیکل به سطحی که تعادل توان راکتیو به حال ابتدایی برگردانده شود کاهش پیدا می‌کند. بعد از حدود ۳۰۰ میلی‌ثانیه AVR با افزایش ولتاژ عکس‌العمل نشان می‌دهد و گاورنر در برابر افت فرکانس عکس‌العمل نشان می‌دهد. نتیجه، رسیدن به جایی است که در نقطه عملکرد حالت دائمی، ولتاژ در حال بازگشت به محدوده طبیعی خود است، اما فرکانس هنوز پایین‌تر از فرکانس نقطه تنظیم‌شده است. بنابراین

همانطور که G59 پیشنهاد داده است رله فرکانس پایین، پس از تاخیر زمانی معمول ۵۰۰ میلی ثانیه عمل جدا کردن را انجام می‌دهد.

شکل ۳-۷ ب جریانی را نشان می‌دهد که مصرف توان اکتیو و راکتیو در ناحیه متصل مانده به ژنراتور، از میزان تولیدی که آن را تامین می‌کند کمتر است. فرکانس ابتدا با نرخی متناسب با عدم تعادل توان اکتیو اولیه افزایش پیدا می‌کند و ولتاژ در یک سیکل تا سطحی که تعادل توان راکتیو به حالت اولیه برگردانده شود افزایش پیدا می‌کند. بعد از حدود ۴۰۰ میلی ثانیه گاورنر بوسیله کاهش توان خروجی، شروع به عکس العمل به افزایش فرکانس می‌کند. این باعث می‌شود که در یک نقطه عملکرد دائمی به جایی برسد که فرکانس در حال بازگشت به محدوده نرمال خود است، اما ولتاژ هنوز بالاتر از ولتاژ نقطه تنظیم شده است. بنابراین رله ولتاژ بالا بعد از زمان تاخیر معمول ۵۰۰ میلی ثانیه عمل جدا کردن را انجام خواهد داد.

همچون تمام تکنیکهای حفاظتی پسیو، شناسایی و تشخیص تفاوت میان LOM و دیگر وقایع از جمله تغییرات بار و خطاها به صورت کامل امکان پذیر نبوده و نیاز به بهینه‌سازی احساس می‌شود [۱۴، ۸، ۴].

۳-۶-۳ روش نرخ تغییر فرکانس

رله‌های نرخ تغییر فرکانس^{۱۶} یا ROCOF عموماً بعنوان روش استاندارد صنعتی محافظت از LOM در سیستم‌ها پذیرفته شده است. در حال حاضر تولیدات متعددی، رله‌هایی را که از این تکنیک استفاده می‌کند ارائه کرده‌اند. با وجود تفاوت‌هایی بین طرز کار، آنها بر این واقعیت تکیه دارند که در بیشتر وضعیتهای عملی بلافاصله پس از وقوع LOM، اختلافی هر چند اندک در تقاضای بار و ظرفیت تولید رخ خواهد داد. هر تغییری در توان که بوسیله ژنراتور تامین شود، انرژی جنبشی ماشین و در نتیجه سرعت آنرا تغییر خواهد داد. لذا پس از وقوع چنین وضعیتی فرکانس به سبب عدم تعادل توان اکتیو، به سرعت تغییر خواهد کرد. رله‌های ROCOF شکل موج ولتاژ را در ترمینالهای ژنراتور جاسازی شده یا در نقطه اتصال سایت با شبکه و با استفاده از یک ترانسفورماتور ولتاژ مونیتور می‌کنند. شیب فرکانس متناظر می‌تواند برای آشکارسازی LOM استفاده شود. هنگامی که نرخ تغییرات

16 - Rate of Change of Frequency (ROCOF)

فرکانس در مدت زمان مشخصی متجاوز از یک مقدار از پیش تنظیم شده باشد، رله عمل می‌کند. در این روش نقطه تنظیمی برای حداکثر تغییر مجاز فرکانس، یک مقدار حساس و بحرانی است و باید طوری انتخاب شود که تغییر فرکانس در طی عملکرد عادی شبکه (اتصال ژنراتور به شبکه)، در مدت زمان وقوع یک اغتشاش یا تغییر بار، باعث یک قطعی نادرست نشود، اما یک LOM را تشخیص دهد. اگر تنظیمات رله خیلی بالا باشد، رله موفق به آشکارسازی LOM نمی‌شود.

همانطور که گفته شد در وضعیت LOM، اختلاف بین توان تولیدی و بار از انرژی جنبشی ذخیره شده در توربین و رتور پیشی می‌گیرد و این باعث یک تغییر در سرعت می‌شود که بر فرکانس تاثیر می‌گذارد.

$$\frac{d}{dt}(n/n_s) = \frac{P_{\text{production}} - P_{\text{load}}}{2.H.S_{\text{nom}}} \quad (۱-۳)$$

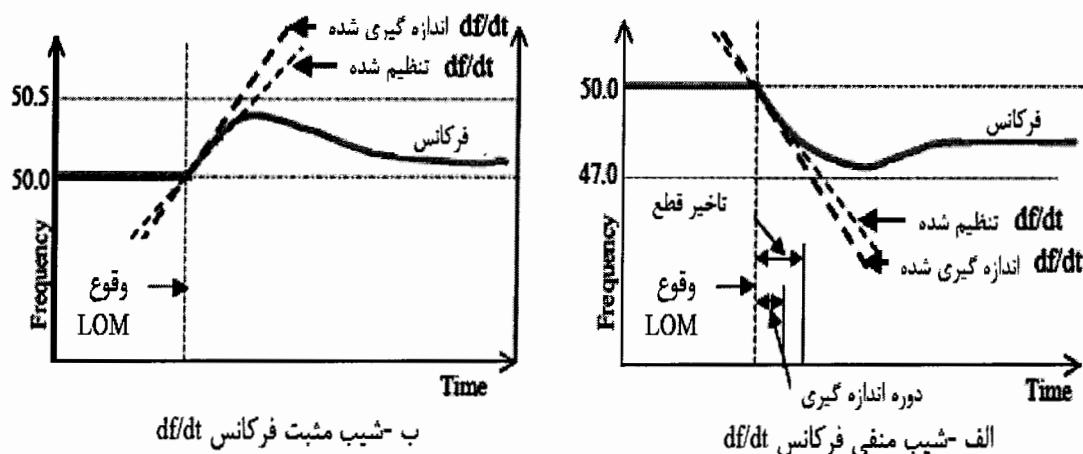
که در این معادله P_{load} توان مصرفی بار، $P_{\text{production}}$ توان تولیدی ژنراتور، H ثابت لختی ژنراتور، S_{nom} توان ظاهری، n سرعت و n_s سرعت نامی ژنراتور می‌باشند.

از معادله (۱-۳) روشن است که تفاوت بین بار و تولید بر مشتق سرعت تاثیر می‌گذارد. اگر تولید و بار در تعادل کامل باشند، اندکی پس از وقوع LOM، مشتق سرعت کوچک بوده و برای آشکارسازی کوچک خواهد بود. لذا فرکانس شبکه بطور قابل توجهی تحت تاثیر قرار نخواهد گرفت و رله با توجه به مشتق فرکانس یعنی نرخ تغییرات آن قادر به شناسایی LOM نیست. بهتر است محاسبات و تنظیمات رله برای حذف تغییرات آرام در فرکانس طراحی شده باشد که ممکن است این تغییرات کوچک فرکانس بوسیله تغییرات عادی بار در شبکه سراسری پدید آمده باشند، اما به تغییرات تند فرکانس، هنگامی که ژنراتور جاسازی شده جدا گردیده سریعاً پاسخ دهد.

نرخ تغییر فرکانس یا $\frac{df}{dt}$ مربوط به تنظیم رله برای ژنراتورهای کوچک و متوسط مقدار بهینه 0.3 Hz/s بوده و بطور کلی می‌تواند $0.1 - 1 \text{ Hz/s}$ باشد. همچنین زمان عملکرد رله بطور نمونه بین 0.2 تا 0.7 ثانیه است.

نقص اصلی روش نرخ تغییرات فرکانس یا رله‌های ROCOF دشواری تعیین تنظیماتی است که باعث قطع کردن نادرست می‌شود. معمولاً این رله‌ها به جدا کردن‌های نابجا بدنبال اغتشاشات مهم در شبکه شهرت دارند.

دو نوع تکنیک اصلی ROCOF وجود دارد که اساس یکی بر مبنای جستجوی عبور از نقطه صفر و اساس دیگری بر مبنای تحلیل فوریه است. تجهیزات عبور از نقطه صفر، تغییرات تصاعدی در پریود عبور از نقطه صفر را در تعدادی سیکل‌های از پیش تعیین شده اندازه‌گیری و جمع‌آوری می‌نماید. تجهیزات فوریه، یک تبدیل فوریه پیوسته از شکل موج ولتاژ را به ترتیبی که فرکانس اصلی از آن مشتق بشود انجام می‌دهد. شکل ۳-۸ نشان می‌دهد چگونه نرخ تغییرات فرکانس آشکار سازی می‌شود [۱۵،۷].



شکل ۳-۸. آشکار سازی به روش ROCOF

۳-۶-۴ روش تغییر مکان فاز^{۱۷}

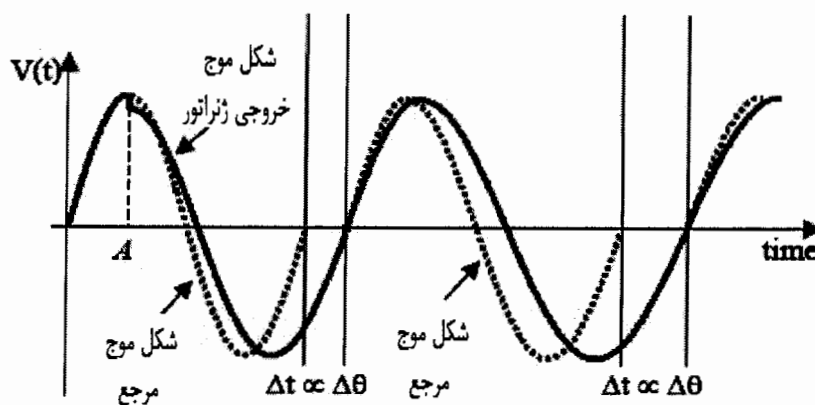
این روش که ولتاژ خروجی ژنراتور جاسازی شده، برای مشاهده یک تغییر تصادفی در فاز مشاهده می‌شود به نام‌های دیگری از جمله جهش یا شیفت فاز^{۱۸} معروف است. رله‌های تغییر فاز، زاویه فاز شکل موج را نسبت به یک شکل موج مرجع اندازه‌گیری می‌کنند. این تغییر مکان در فاز یک نتیجه مستقیم از تغییر فرکانس سیستم است. شکل ۳-۹ نشان می‌دهد که تغییر مکان فاز یک اندازه‌گیری مستقیم از فرکانس شکل موج است.

شکل ۳-۱۰ وضعیتی را نشان می‌دهد که بار از یک ژنراتور جاسازی شده تغذیه شده و باقی توان مورد نیاز آن از یک شبکه توزیع تامین می‌شود. شبکه توزیع و ژنراتور با مدار معادل تونن نمایش

17 - Phase displacement Method

18 - Voltage vector shift, Phase Jump Detection and Vector surge relay

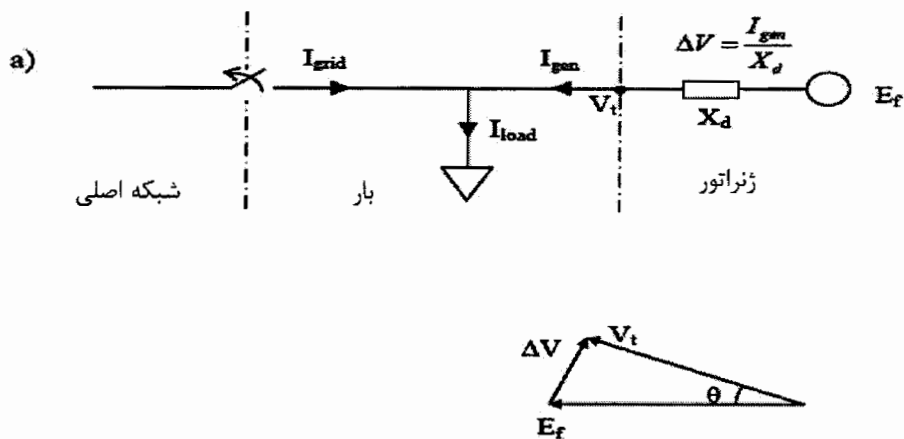
داده شده‌اند. افت ولتاژ دو سر راکتانس سنکرون ژنراتور ΔV بوسیله جریان ژنراتور محاسبه می‌شود. بعد از اینکه کلید، شبکه را قطع می‌کند بار محلی الزاما از ژنراتور جاسازی شده تامین می‌گردد و جریانی که از طرف شبکه وارد می‌شد قطع می‌شود. در نتیجه جریان خروجی از ژنراتور بطور ناگهانی افزایش یافته و این باعث می‌شود که ΔV نیز تغییر کند و در نتیجه زاویه بار افزایش خواهد یافت. زاویه بار افزایش یافته $\Delta \theta$ برابر زمان تاخیر عبور از نقطه صفر ولتاژ Δt است که در شکل ۹-۳ دیده می‌شود. همچنین جریان بار نیز تغییر کرده و باعث تغییر ولتاژ دو سر بار می‌شود.



شکل ۹-۳. اساس کار رله تغییر فاز

رله، بردار ولتاژ را در هر نیم سیکل مونیتور می‌کند و با مقایسه سیکل‌های زمانی، اگر تغییرات ناگهانی داشته باشیم، این معادل با تغییر در زاویه بار تلقی شده و در صورتی که تغییر مکان ایجاد شده در ولتاژ از یک محدوده خاص تجاوز کند، رله فرمان جدا کردن را می‌دهد. این رله‌ها معمولاً با تغییر مکان فاز ۶ تا ۱۲ درجه عمل جدا کردن را انجام می‌دهند.

توجه به این نکته مهم است که دیگر وقایع در شبکه نیز باعث تغییر در زاویه بار می‌شوند. این وقایع می‌توانند یک اتصال کوتاه یا یک تغییر ناگهانی در امپدانس شبکه باشند که رله باید بین آنها و وقوع LOM تفاوت قائل شود یعنی تنظیمات حداکثر تغییر مکان مجاز در فاز، طوری انتخاب شود تا یک قطعی بی‌مورد رخ ندهد. برای فرق گذاشتن بین اتصال کوتاه و LOM معمولاً می‌توان از یک رله ولتاژ بالا برای بستن رله تغییر مکان ولتاژ استفاده کرد.



شکل ۳-۱۰. مدار معادل شبکه و ژنراتور و بردار ولتاژ بعد از LOM

یک مزیت اصلی روش تغییر مکان فاز، قابلیت پاسخ سریع آن است. همچنین رله‌هایی که بر اساس این روش کار می‌کنند، تنها نیازمند یک سیگنال ورودی منفرد مثل شکل موج ولتاژ سیستم هستند، لذا از حداقل مدارات ورودی استفاده می‌کنند و این یک امتیاز در رله‌گذاری فوری و انحصاری در مواقع مورد نیاز است [۸، ۵، ۴].

۳-۶-۵ روش آشکارسازی توان معکوس^{۱۹}

برای ژنراتورهای جاسازی شده کوچک که برای ارسال توان به شبکه طراحی نشده‌اند، LOM می‌تواند با یک رله توان معکوس آشکارسازی شود. به دنبال قطع شدن منبع شبکه، توان از سایت ژنراتور جاسازی شده به آن بخش از بار شبکه، که از منبع تامین برق خود جدا شده، سرازیر می‌شود که این جریان معکوس می‌تواند در نقطه اتصال داخلی سایت به شبکه سراسری تشخیص داده شود. این روش آشکارسازی، محدود به مواردی است که فقط پخش توان یکطرفه از طریق شبکه سراسری به سایت ژنراتور، مورد انتظار است [۹، ۸].

۳-۶-۶ روش مشاهده نوسانات توان^{۲۰}

معرفی تکنولوژی‌های دیجیتال و حرکت به سوی روشهای حفاظتی مجتمع، تکنیکهایی را پیش روی ما قرار می‌دهد که نیازمند بیشتر از یک نوع ورودی برای تصمیم‌سازی هستند. یکی از این روشها از یک الگوریتم، بر مبنای نرخ تغییر توان خروجی^{۲۱} استفاده می‌کند. این روش به اختصار ROCOP نیز گفته می‌شود. توسط یک الگوریتم، از تغییرات در توان خروجی ژنراتور، در مقابل اختلالات وارده به سیستم، برای بدست آوردن یک بینش نسبت به تابع انتقال منابعی که سیستم قدرت را تغذیه می‌کنند استفاده می‌شود. الگوریتم، طی چند سیکل نرخ تغییر توان ژنراتور را برآورد کرده، اگر مقدار بدست آمده از مقدار تنظیم شده معینی زیادتر شود یک LOM را آشکار می‌کند. تحت شرایط طبیعی، تابع انتقال بازتاب ترکیب مشخصات هم ژنراتور جاسازی شده و هم منبع اصلی شبکه سراسری است. بدنبال وقوع LOM یا زمانی که ژنراتور جاسازی شده به تنهایی کار می‌کند تابع انتقال تنها انعکاس دهنده نیروگاه جاسازی شده است. با توجه به شکل ساده‌شده یک سیستم قدرت در شکل ۱-۳ ژنراتور جاسازی شده و منبع اصلی شبکه می‌توانند به ترتیب با ژنراتورهای ایده‌ال، با ظرفیت G_g و G_m و ثابت اینرسی H_g و H_m نمایش داده شوند. زمانی که منبع سراسری وصل است یک تغییر در بار سیستم (Dp_s)، یک تغییر را در بارگذاری ژنراتور جاسازی شده (Dp_g) پدید می‌آورد که بصورت زیر تعریف می‌شود :

$$Dp_g = Dp_s \cdot \frac{H_g \cdot G_g}{H_g \cdot G_g + H_m \cdot G_m} \quad (۲-۳)$$

اما اگر ژنراتور بدنبال LOM یا هر پدیده دیگری بصورت مستقل از شبکه کار کند، هر تغییر در بار سیستم، بارگذاری ژنراتور جاسازی شده را تحت تاثیر قرار داده و معادله فوق به شکل زیر تغییر خواهد کرد :

$$Dp_g = Dp_s \quad (۳-۳)$$

با پذیرش اینکه شبکه ظرفیت بزرگتری نسبت به ژنراتور جاسازی شده دارد و این موضوع که ثابت اینرسی آن هم بزرگتر است، اختلاف در پاسخ آن به یک اختلال، یک مبنای سریع و مستقیم به

20 - Power Fluctuation Monitor

21 - Rate of Change of Power (ROCOP)

ما می‌دهد که بوسیله آن می‌توان تعیین کرد آیا منبع سراسری، به بخشی از شبکه دربردارنده ژنراتور جاسازی شده متصل می‌باشد یا ژنراتور جاسازی شده بطور مستقل کار می‌کند.

یک مزیت استفاده از توان بعنوان معیار اندازه‌گیری رله این است که اندازه‌گیری توان به آسانی از روی اندازه‌گیری سریع و آنی ولتاژها و جریانهای خروجی سه فاز ترمینال ژنراتور بدست می‌آید.

$$P_g = V_a \cdot I_a + V_b \cdot I_b + V_c \cdot I_c \quad (4-3)$$

الگوریتم، تغییرات توان خروجی ژنراتور را دائما مونیتر کرده و این تغییرات را در یک دوره زمانی نمونه‌برداری تعیین‌شده، جمع می‌کند. اگر این مجموع از یک مقدار تنظیم‌شده بیشتر شود فرمان قطع ارتباط صادر می‌شود.

از جمله مزایای این رله پایدار باقی ماندن در طی شرایطی مثل عدم تعادل بسیار شدید بار، از دست رفتن فاز، تغییرات شدید بار هنگامی که متصل به شبکه سراسری است، می‌باشد، که این خود در به حداقل رساندن احتمال قطعی نادرست و بی‌مورد کمک می‌کند. این رله‌ها هنوز بطور گسترده تجاری نشده‌اند [۱۶،۸].

۷-۶-۳ روش مسیر بیضوی^{۲۲}

پایه و اساس روش این است که هنگامی که در یک خط انتقال یک خطا رخ دهد، تغییرات جریان و ولتاژ متناظر ایجاد شده در انتهای مسیر بوسیله یک مسیر بیضی شکل به یکدیگر وابسته است. تحقیق نشان داده که شکل این مسیر بیضوی بعد از وقوع LOM بطور معنی‌داری تغییر می‌کند [۸،۴].

۸-۶-۳ نرخ تغییر ولتاژ و ضریب توان^{۲۳}

در برخی روشها نرخ تغییر ولتاژ و نرخ تغییر ضریب توان برای آشکارسازی LOM، با هم به صورت ترکیبی مورد استفاده قرار گرفته‌اند. نرخ تغییر ولتاژ خودش به تنهایی نمی‌تواند بین

22 - Elliptical Trajectory Technique

23 - Rate of Change of Voltage and Power Factor

Islanding و دیگر وقایع شبکه تفاوتی قائل شود. ضریب توان بوسیله توان اکتیو و راکتیو، هر دو تحت تاثیر قرار می‌گیرد. علت فنی و متقاعد کننده‌ای وجود ندارد که ضریب توان، یک تفاوت رفتاری معنی‌داری قبل و بعد از LOM نشان دهد. لذا ضریب توان نیز به تنهایی در تشخیص LOM بکار نرفته و همیشه همراه یک شاخص دیگر می‌تواند تاثیر گذار باشد. لذا در برخی شبیه‌سازیها نشان داده شده که ترکیب نرخ تغییر ولتاژ و تغییر ضریب توان می‌تواند قادر به آشکارسازی باشد [۱۴،۴].

۹-۶-۳ عدم تعادل ولتاژ و انحراف هارمونیکی کل^{۲۴}

در این روش، عدم تعادل ولتاژ (VU) در ترمینال ژنراتور جاسازی شده و انحراف هارمونیکی کل (THD) در جریان ژنراتور جاسازی شده، مشاهده شده و برای آشکارسازی وقوع LOM استفاده می‌شوند. VU در ترمینال ژنراتور بصورت زیر تعریف می‌شود.

$$VU = \frac{V_2}{V_1} \times 100 \quad (۵-۳)$$

که V_1 و V_2 به ترتیب لبه مثبت و منفی شکل موج ولتاژ خروجی ژنراتور هستند.

انحراف هارمونیکی کل در جریان یا THD از رابطه زیر بدست می‌آید.

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H I_h^2}}{I_1} \times 100 \quad (۶-۳)$$

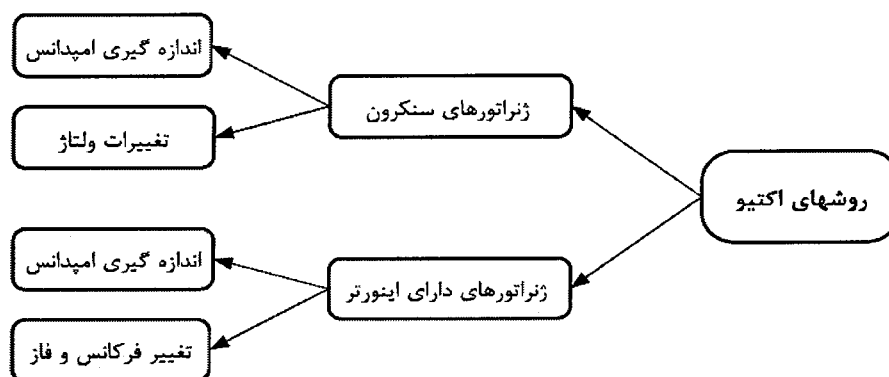
جایی که I_1 مقدار موثر جزء اصلی جریان یا هارمونیک اول و I_h مقدار موثر h امین جزء هارمونیک جریان است.

روش VU/THD از این واقعیت استفاده می‌کند که تغییر در بارگذاری ژنراتور جاسازی شده باعث یک جهش قابل توجه در VU و THD خروجی ژنراتور می‌شود. هر جهش قابل توجه در هر یک از کمیت‌های مشاهده شده، برای ارسال یک سیگنال قطع به قطع‌کننده مدار در نقطه اتصال داخلی ژنراتور به شبکه سراسری یا PCC، استفاده می‌شود. معضل این روش آن است که سوئیچینگ بار می‌تواند باعث یک جهش در این کمیت‌ها شود، حتی اگر ژنراتور جاسازی شده متصل به شبکه باشد و در نتیجه ممکن است یک قطعی ناخواسته و بی‌مورد در قطع‌کننده نقطه اتصال شبکه به ژنراتور رخ دهد.

در تکنیک‌های پیشنهادی مبتنی بر این روش، مقادیر VU و THD دائماً اندازه‌گیری می‌شوند، در صورتی که مقادیر آنها از حدود آستانه مذکور بالاتر رود، فرمان قطع صادر می‌شود. در غیر این صورت این مقادیر مجدداً اندازه‌گیری می‌شوند تا بطور دائمی نوسانات سیستم تحت نظارت باشد. نتایج بررسی‌ها نشان داده معمولاً VU نسبت به THD حساسیت بیشتری در برابر اغتشاشات وارده به سیستم و نوسانات بار دارد. این روش نیز همانند بیشتر روشهای پسیو در شناسایی LOM و دیگر اتفاقات رایج شبکه دارای ضعف است، لذا گاهی از ترکیب این روش و یک روش مطمئن دیگر جهت پایین آوردن ضریب خطای تشخیص استفاده می‌شود [۵].

۷-۳ تکنیکهای اکتیو

گروه دوم از تکنیکهای آشکارسازی محلی، روشهای اکتیو می‌باشند و همانطور که قبلاً گفته شد تاثیر متقابلی بر سیستم قدرت دارند. نسبت به تکنیکهای پسیو قابلیت اطمینان بیشتری داشته و توانایی تشخیص را در محدوده آشکارسازی^{۲۵} بیشتری از شرایط و اتفاقات دارند، اما به سبب دستکاری و تغییری که در ولتاژ، فرکانس یا جریان نقطه اتصال سایت به شبکه دارند، تاثیر نامطلوبی بر کیفیت توان می‌گذارند.

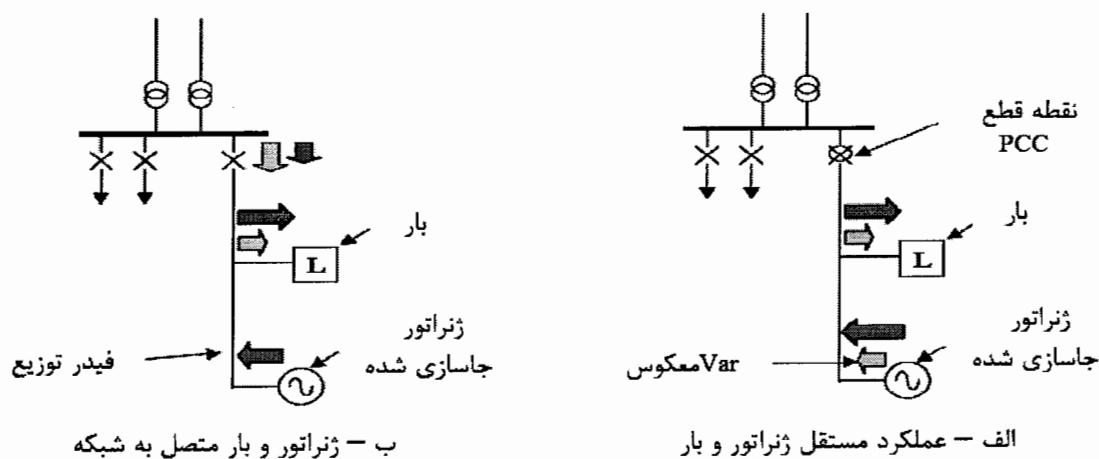


شکل ۱۱-۳. روشهای اکتیو آشکارسازی

شکل ۳-۱۱ تقسیم بندی روشهای اکتیو را نشان می‌دهد. روشهای اکتیو روی دو نوع ژنراتور قابل اجرا است. یکی ژنراتورهای سنکرون و دیگری ژنراتورهایی که خروجی DC دارند و برای اتصال به شبکه برق از یک اینورتر استفاده می‌کنند.

۳-۷-۱ آشکارسازی خطای توان راکتیو خروجی^{۲۶}

در این روش که به اختصار REED نامیده می‌شود، ژنراتور جاسازی شده در یک توان راکتیو خروجی معین کنترل می‌شود. رله‌های REED بوسیله کنترل جریان تحریک ژنراتور، آنرا مجبور می‌کنند که یک مقدار مشخص از توان راکتیو را تولید و از نقطه اتصال داخلی سایت به شبکه جاری کنند. این پخش توان فقط هنگامی می‌تواند باقی بماند که منبع اصلی شبکه متصل بوده و باقیمانده نیاز بار به توان راکتیو را تامین کند. با وقوع LOM بخشی از توان راکتیو که از شبکه تامین می‌شد کاهش می‌یابد و پخش توان راکتیو توسط ژنراتور جاسازی شده، در مقدار تنظیمی باقی نمی‌ماند. این رله یک وسیله با اطمینان بالا و موثر را برای آشکارسازی LOM فراهم می‌کند، بخصوص هنگامی که هیچ تغییری در بارگذاری ژنراتور وجود ندارد.



شکل ۳-۱۲. روش تشخیص REED

در مواردی که خازنهای تصحیح ضریب توان بصورت محلی در ناحیه Power Island وجود داشته باشند، ممکن است سطح توان راکتیو را نزدیک به سطح مورد نظر LOM نگه دارند و این یک

محدودیت در تشخیص LOM است. همچنین ظرفیت خازنی کابل‌های هوایی در فواصل دور مشکل‌ساز خواهد بود.

بعلاوه رله‌های REED کند هستند و چندین ثانیه (بین ۲ تا ۵) طول می‌کشد تا عمل کنند که این طولانی‌تر از پریود زمانی قطع و وصل بازبستها و بسیاری از قطع و وصل کننده‌های خودکار است. اما با وجود عملکرد آهسته به علت قابلیت اطمینان بالا، این تکنیک را می‌توان بعنوان یک پشتیبان برای روشهای سریعتر بکار گرفت. ضمناً این رله‌ها یکی از معدود روشهای مناسب برای سیستمهای قدرت کوچکی هستند که رله‌های دیگر قادر به فرق گذاشتن بین LOM و دیگر نوسانات سیستم نیستند [۸، ۱۰].

۳-۷-۲ مشاهده سطح خطای سیستم^{۲۷}

روش مونیتورینگ سطح خطا تکیه بر این واقعیت دارد که بیشتر سیستمهای قدرت واقع در ناحیه جدا شده از شبکه سراسری، توان اتصال کوتاه پایین‌تری نسبت به شبکه اصلی دارند. یک اندوکتانس موازی با استفاده از یک سوئیچ تریستوری در مدت زمان کوتاهی به دو سر منبع ولتاژ شبکه متصل می‌گردد. توان و جریان، اندازه‌گیری شده و در نتیجه امپدانس منبع و باطبع سطح خطا در نقطه اتصال ژنراتور به شبکه بدست می‌آید. تریستور در نقطه‌ای نزدیک عبور از صفر ولتاژ (کم شدن ولتاژ منبع در این نقطه)تریگر می‌شود و جریان اتصال کوتاه از طریق اندوکتانس موازی اندازه گرفته می‌شود. بوسیله مقایسه سطح خطای اندازه‌گیری شده با سطح خطای شبکه‌ای که از طریق منبع سراسری تغذیه می‌شود، یک تصمیم به قطع اتصال ژنراتور از شبکه، گرفته می‌شود.

روش سطح خطای سیستم یک واکنش خیلی سریع به شرایط LOM و آشکارسازی در نیم سیکل فراهم می‌کند چرا که اندازه‌گیری امپدانس و سطح خطا در نزدیکی نقطه عبور از صفر ولتاژ در هر نیم سیکل انجام می‌شود.

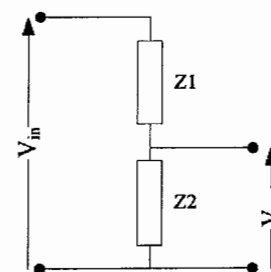
ایراد این روش آن است که اگر ژنراتور فقط برای تامین بار محلی پیکربندی شده‌باشد، رله می‌تواند باعث یک فلیکر غیر قابل قبول در توان تامین شده برای بار شود.

۳-۷-۳ مشاهده امپدانس سیستم^{۲۸}

یکی از روشهای اکتیو آشکارسازی LOM، اندازه‌گیری امپدانس دیده شده در ترمینال ژنراتور جاسازی شده است. در این تکنیک از یک تغییر ناگهانی در امپدانس معادل سیستم برای تشخیص حضور و یا عدم حضور منبع سراسری استفاده می‌شود. از آنجا که امپدانس معادل یک شبکه به مراتب کوچک‌تر از امپدانس یک ژنراتور است، مشخص است اگر ژنراتور جاسازی شده متصل به شبکه اصلی باشد، امپدانس دیده شده از ترمینال ژنراتور خیلی کوچک خواهد بود. اگر ژنراتور جاسازی شده ارتباطش را با سیستم از دست بدهد، امپدانس دیده شده بزرگ خواهد شد. بنابراین یک روش ممکن برای آشکارسازی LOM مشاهده مداوم امپدانس سیستم است. اما متأسفانه تعیین امپدانس سیستم کار آسانی نیست و نیاز به آن دارد که یک اختلال به سیستم تزریق شود. از آنجا که معمولاً یک اختلاف قابل توجه در امپدانس سیستم در هنگام وصل و سنکرون بودن ژنراتور به شبکه و جدا بودن آن از شبکه وجود دارد، یک وسیله اندازه‌گیری امپدانس، لازم نیست بطور دقیق کار کند. هر میزان افزایش امپدانس سیستم، هنگامی که ژنراتور با شبکه سنکرون بوده است، بزرگتر از شرایط عملکرد عادی اتفاق افتد، به یک واقعه LOM نسبت داده خواهد شد. این روش مستقل از بارگذاری ژنراتور است و باعث جدا کردن بی‌مورد و اشتباه ژنراتور در وقایع دیگر شبکه مثل خطا و یا فرکانس گذرا نخواهد شد.



شکل ۳-۱۴. سیگنال فرکانس بالا روی سیگنال اصلی



شکل ۳-۱۳. تقسیم‌کننده ولتاژ

یکی از راههای اندازه‌گیری امپدانس در جایی که دقت مورد توجه نیست، استفاده از یک تقسیم‌کننده ولتاژ است. استفاده از سیگنال V_{in} در مدار تقسیم ولتاژ شکل ۳-۱۳، ولتاژ V_{out} را در

هنگامی که تنظیمات درست انجام شود، یک تغییر کوچک در امپدانس سیستم باعث یک تغییر قابل توجه در V_{out} خواهد شد. V_{out} با استفاده از یک فیلتر بالاگذر اندازه‌گیری می‌شود. فیلتر موج اصلی ۵۰ هرتزی را برداشته و یک مقدار برای دامنه سیگنال فرکانس بالا که متاثر از تغییر امپدانس سیستم است باز می‌گرداند. هنگامی که LOM رخ دهد Z_2 زیاد شده و یک ریپل کوچک روی موج اصلی ۵۰ هرتزی ظاهر می‌شود. مدار آشکارساز دامنه سیگنال را دریافت کرده و هنگامی که آن متجاوز از یک مقدار از پیش تنظیم شده باشد، واحد تولیدی جاسازی شده را جدا می‌کند. پس از اینکه قطع‌کننده LOM در نقطه اتصال سایت به شبکه، مدار را جدا کرد، سیگنال فرکانس بالا از مدار ناحیه جدا شده، برداشته شده و ژنراتور جاسازی شده قادر است به عملکرد طبیعی‌اش بدون انحراف در شکل موج ادامه دهد.

روش مشاهده امپدانس سیستم امتیاز قابلیت اطمینان در وقوع نوسانات فرکانسی سیستم قدرت و اتصال کوتاه در سیستم را داراست. همچنین عدم تعادل توان در بخش Island در طرز کار آن تاثیری ندارد. اما هنوز مشکلاتی در رابطه با طرز کار چنین رله‌هایی وجود دارد. برخی از نیروگاه‌های سیستم قدرت از سیگنال‌های رادیویی خاصی استفاده می‌کنند که آنها باعث می‌شوند، رله عمل نکند یا به اشتباه قطع کند. همچنین اگر تجهیزات تصحیح ضریب توان^{۲۹} در نزدیکی تجهیزات آشکارسازی LOM واقع شوند، امپدانس اندازه‌گیری شده بخاطر وجود خازنهای تصحیح ضریب توان و امپدانس کوچک آنها، حتی در صورت وقوع LOM، کلاً پایین است. از دیگر مشکلات این روش، تداخل اختلالات تزریقی توسط دیگر ژنراتورهاست، وقتی که بیش از یک ژنراتور جاسازی شده وجود دارد. این مزاحمت کار را در اندازه‌گیری امپدانس در حد معقول خیلی دشوار می‌کند و این پیچیدگی کارایی روش امپدانس را کاهش خواهد داد [۱۷، ۱۰، ۵].

۳-۷-۴ روش ترکیبی سلفی خازنی^{۳۰}

این روش، ترکیبی از روشهای خازنی و سلفی است. اگر یک خازن به دو سر بار محلی وصل شود، تا زمانی که ژنراتور مستقل از شبکه کار می‌کند، واضح است که تغییرات فرکانس باعث تغییرات ولتاژ می‌شود. خلاف این مساله، دقیقاً نصب یک سلف دو سر بار است. بنابراین اساس این روشها تکیه بر مونیتورینگ ولتاژ و فرکانس برای آشکارسازی LOM دارند. در روش ترکیبی، یک بانک سلفی بدنبال یک بانک خازنی دو سر بار محلی وارد مدار می‌شوند. نشان داده شده که این روش می‌تواند به سبب عمل خنثی‌سازی خازن و سلف، ولتاژ و فرکانس را هنگام آشکارسازی LOM در مقادیر اصلی-شان نگه‌دارد [۸].

۳-۷-۵ روش افزودن اختلال^{۳۱}

در این روش در فواصل معین زمانی، اختلال و یا اغتشاشی به ولتاژ خروجی ژنراتور جاسازی شده افزوده می‌شود. در واقع یک تنظیم چرخه‌ای از کنترل سرعت در محرک اولیه یا مقدار مرجع تنظیم‌کننده خودکار ولتاژ (AVR) انجام می‌شود تا اختلال به ولتاژ ترمینال، تزریق گردد. سپس ولتاژ و توان راکتیو در نقطه اتصال سایت ژنراتور به شبکه، اندازه‌گیری می‌شود. در حالت عادی و اتصال ژنراتور به شبکه، این اختلال باعث تغییر مهمی در ولتاژ یا توان راکتیو صادره در نقطه اتصال نمی‌شود. اگر یک تغییر بزرگ در این کمیت‌های اندازه‌گیری شده در نقطه اتصال بوجود آید مشخص می‌کند که ژنراتور جاسازی شده، به شبکه سراسری متصل نیست و از اینرو نتیجه می‌شود که یک وضعیت LOM رخ داده است [۵].

۳-۷-۶ روش رانش فرکانسی فعال^{۳۲}

در این روش ژنراتور جاسازی شده از طریق یک اینورتر الکترونیک قدرت به شبکه مرتبط می‌شود. در مواردی که ژنراتور جاسازی شده بخصوص در برخی تکنولوژی‌های جدید تولید برق خروجی DC دارند، این روش بکار گرفته می‌شود. هنگامی که اینورتر، ورودی DC را به خروجی AC

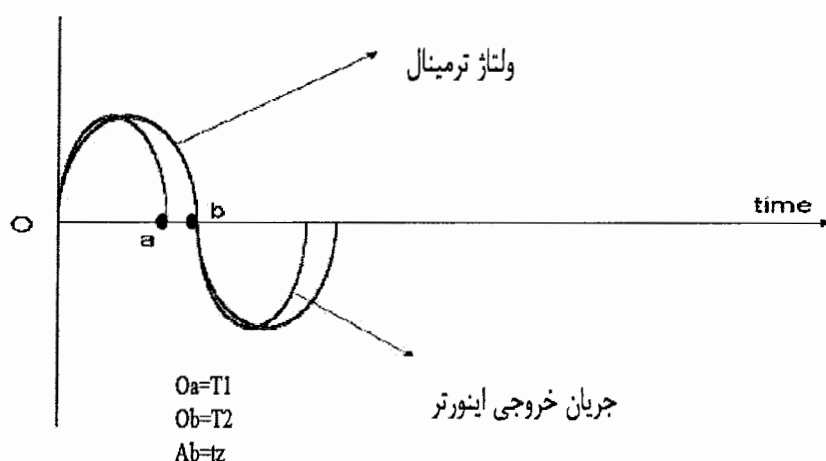
30 - Combined Capacitor/Reactor Technique

31 - Adding perturbation signal Technique

32 - Active Frequency Drift Method

تبدیل می‌کند، بجای تبدیل آن به فرکانس سراسری، کمی اختلاف فرکانسی در شکل موج جریان خروجی اینورتر نسبت به منبع سراسری مشاهده می‌شود.

یک مثال از شکل موج ولتاژ و جریان در شکل ۳-۱۶ نشان داده شده است. $T1$ نصف زمان تناوب برای جریان خروجی اینورتر، $T2$ نصف زمان تناوب برای فرکانس ولتاژ ترمینال اینورتر و t_z زمان مرده نامیده می‌شود. در حالی که شبکه متصل به ژنراتور است ولتاژ ترمینال و از اینرو $T2$ بوسیله شبکه سراسری حمایت شده و حفظ می‌شود [۵].



شکل ۳-۱۶. روش رانش فرکانسی

اینورتر سعی در نگهداری برشها به یک مقدار ثابت دارد. به محض اینکه LOM رخ دهد، با فرض یک بار کاملاً مقاومتی، ولتاژ در ترمینالهای اینورتر با جریان خروجی اینورتر همفاز خواهد بود. از آنجا که اینورتر سعی می‌کند برشها را در یک مقدار ثابت نگه دارد، این مساله فرکانس خروجی جریان اینورتر را افزایش می‌دهد اما ولتاژ هنوز همفاز با جریان اینورتر باقی می‌ماند. بنابراین اینورتر سعی می‌کند فرکانس را باز هم افزایش دهد. این جریان ادامه دارد تا اینکه فرکانس از محدوده مجاز عملکرد اینورتر فراتر رود. با عبور فرکانس از محدوده مجاز، آشکارسازی انجام می‌شود.

۷-۷-۳ روش فیدبک مثبت^{۳۳}

روش فیدبک مثبت یا PF یکی از برجسته‌ترین روشهای آشکارسازی LOM است که بوسیله ارائه دادن یک فیدبک مثبت از ولتاژ و فرکانس به ژنراتور جاسازی شده کار می‌کند. تا زمانی که ژنراتور جاسازی شده متصل به شبکه است، فرکانس و ولتاژ در سطوح طبیعی می‌ماند. اما به محض اینکه منبع تامین سراسری مثلاً به سبب یک خطا قطع شود، فیدبک مثبت ژنراتور جاسازی شده، ولتاژ و فرکانس شبکه جدا شده را به نقطه‌ای دورتر از محدوده مجاز عملکرد اینورترهای واسط هدایت می‌کنند و در نتیجه آنها از کار می‌افتند. در روش PF می‌توان فرض کرد که ژنراتور جاسازی شده از طریق یک اینورتر به شبکه وصل شده و ژنراتور نیز از مولدهای برق DC از جمله منابع فتوولتائیک یا پیل‌های سوختی است. این روش علاوه بر عملی و تاثیرگذار بودن، دارای برخی موانع نیز هست. از جمله در صورتی که چند ژنراتور جاسازی شده متصل به شبکه موجود باشد، آنها ممکن است با هم، خطای ولتاژ و فرکانس را بیشتر از آنچه به سبب فیدبک مثبت تغییر می‌کند، تحت تاثیر قرار دهند. در نتیجه روش PF می‌تواند شبکه سراسری را بی‌ثبات نماید. عیب دیگر این روش آن است که باعث می‌شود عملکرد مستقل برای بخش جدا شده، امکان پذیر نباشد. بنابراین در مواقع قطع شبکه، هر مصرف کننده‌ای که متصل به بخش جدا شده باشد بدون برق می‌ماند.

روش فیدبک مثبت با یک تعدیل و تغییر در روش رانش فرکانس فعال حاصل می‌شود و از شکل ۳-۱۶ می‌توان استفاده کرد. در روش رانش فرکانسی فعال برش‌ها^{۳۴} (cf) یک مقدار ثابت هستند اما در این روش برش‌ها یا cf بوسیله تابعی از خطای فرکانس خط ساخته می‌شوند [۵].

۸-۷-۳ روش ترکیبی PF و VU/THD

در برخی از مقالات روشهای آشکارسازی ترکیبی پیشنهاد می‌شود که اصول یک روش اکتیو (PF) و یک روش پسیو (VU/THD) را ترکیب کرده، بنابراین یک پیوند از تکنیکهای اکتیو و پسیو برای برخورداری از مزایای هر دو روش ساخته می‌شود. ولتاژ سه فاز مداوماً در ترمینالهای ژنراتور جاسازی شده مشاهده گردیده و VU برای هر ژنراتور محاسبه می‌شود. THD در این روش ترکیبی

33 - Positive Feedback Technique

34 - chopping fraction

استفاده نمی‌شود، چرا که در خلال شبیه‌سازی مشخص شده که VU نسبت به THD حساسیت بیشتری در برابر اغتشاشات وارده به سیستم دارد. هر اختلال وارد شده به ژنراتور جاسازی شده از جمله تغییر بار تصادفی یا LOM، می‌تواند باعث یک جهش در VU گردد. برای تفاوت قائل شدن میان علل ایجاد جهش در VU به سبب LOM و دیگر عوامل ممکن، ترفند دیگری به این تکنیک افزوده شده و آن استفاده از یک روش اکتیو است. هرگاه یک جهش VU بالای نقطه آستانه مشاهده گردد (معمولاً برای VU حداکثر جهش مجاز، $VU_{avg} * 35$ در نظر گرفته شده است که VU_{avg} مقدار متوسط VU در آخرین یک ثانیه است)، این هنوز بعنوان وقوع LOM تلقی نشده، بلکه فرکانس تنظیمی ژنراتور جاسازی شده، به تدریج در مدت کوتاهی در حدود ۱ ثانیه به میزان ۱ هرتز پایین آورده می‌شود.

یکبار که فرکانس تنظیمی پایین آورده شود، فرکانس ولتاژ خروجی ژنراتور جاسازی شده را مداوماً مشاهده می‌کنیم. اگر فرکانس در مدت زمان کوتاهی به زیر مقدار تنظیمی افت کند، این نشان می‌دهد که ژنراتور از شبکه سراسری انرژی نمی‌گیرد و LOM رخ داده و ژنراتور جاسازی شده باید از شبکه قطع گردد. چرا که اگر ژنراتور به شبکه وصل بود، فرکانس ترمینال ژنراتور توسط شبکه به فرکانس سراسری، بازمی‌گشت. در نتیجه یک سیگنال قطع، به قطع‌کننده مدار موجود در نقطه اتصال ژنراتور به شبکه (PCC) ارسال شده و فرکانس به تنظیم اولیه بازگردانده می‌شود و ژنراتور بطور مستقل عمل خواهد کرد. اما اگر بعد از پایین آوردن فرکانس تنظیمی، فرکانس ترمینالهای ژنراتور جاسازی شده در محدوده فرکانس سراسری باقی بماند، نتیجه می‌شود که شبکه سراسری تاثیر گذار است و LOM رخ نداده است. در نتیجه فرکانس افت نمی‌کند و زیاد شدن VU بیشتر از محدوده مجازش می‌تواند نتیجه سوئیچینگ بار و یا دیگر اختلالات گذرا باشد که تاثیر شدیدی بر عملکرد سیستم قدرت ندارند. در این مورد هم فرکانس تنظیمی باید به مقدار اولیه بازگردانده شود.

۸-۳ خلاصه و مقایسه روشهای آشکارسازی

حال به اختصار مقایسه‌ای از مزایا و معایب روشهای آشکارسازی و محافظت از LOM را ذکر می‌کنیم.

تکنیک‌های ریموت؛ معمولاً در سایت شبکه سراسری مورد استفاده قرار گرفته و بیشتر آنها مبتنی بر مخابره و ارتباط بین شبکه و سایت ژنراتور جاسازی شده هستند.

✓ معمولاً محدوده عدم آشکارسازی^{۳۵} (NDZ) ندارند.

✓ باعث کاهش کیفیت توان تولیدی در ژنراتور واحد EG نمی‌شوند.

✓ در سیستم‌هایی با چند ژنراتور EG موثر هستند.

اما :

○ در اجرا بسیار پرهزینه هستند.

○ در سیستم‌های چند ژنراتوری تکنیک‌های ارتباطی پیچیده و بغرنج می‌شوند.

تکنیک‌های پسو؛ اوضاع غیر عادی و ناپهنجاری‌های مربوط به وضعیت LOM را با اندازه‌گیری پارامترهای سیستم آشکارسازی می‌کنند.

✓ تاثیری بر کیفیت توان تولیدی واحد EG ندارند.

✓ در اجرا، آسان و ارزان هستند.

اما :

○ قابلیت اطمینان پایین یا NDZ نسبتاً بزرگی دارند.

○ در سیستم‌های چند ژنراتوری کم اثر هستند.

تکنیک‌های اکتیو؛ یک اختلال یا اغتشاش را در خروجی ژنراتور جاسازی شده برای تشخیص LOM ایجاد می‌کنند.

✓ قابلیت اطمینان بالا یا NDZ نسبتاً کوچکی دارند.

✓ در اجرا آسان و کم‌هزینه هستند.

اما :

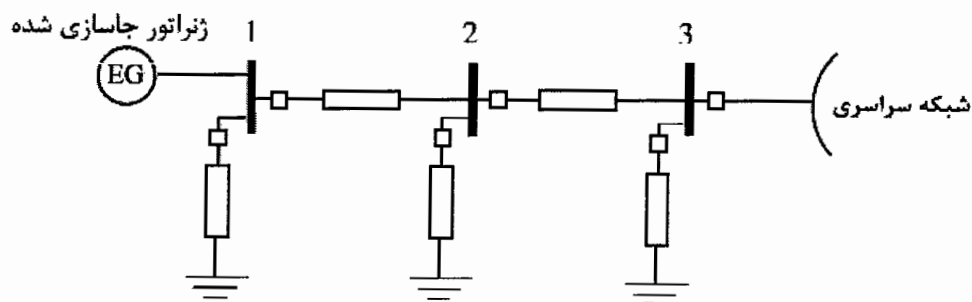
○ ممکن است تاثیر نامطلوبی در کیفیت توان خروجی و پایداری واحد EG داشته باشند.

مدل سازی و توصیف سیستم

مدل سازی و توصیف سیستم

در این فصل به معرفی مدل ها و معادلات بخش های مختلف مورد استفاده در شبیه سازی می-پردازیم. هر چه مدل انتخابی به مدل واقعی نزدیک تر باشد و هر قدر بتوانیم شرایط بحرانی تری را در مدل و شبیه سازی های مربوطه لحاظ کنیم، تحلیل ما از بروز عوامل مختلف در واقعیت بهتر خواهد بود. برای بررسی عملکرد یک ژنراتور جاسازی شده در یک شبکه، به عناصری نیاز داریم که بتوانند مباحث مطرح شده درباره این نوع ژنراتورها، در بخش های قبلی را تا حد امکان پوشش دهند. برای بررسی بهتر موضوع و با توجه به گستردگی بحث ژنراتورهای جاسازی شده و نکات مرتبط با آن، با انتخاب یک مدل مناسب، به شایع ترین پیامدهای بکارگیری این ژنراتورها در شبکه توزیع، یعنی آشکارسازی LOM می پردازیم.

مدل در نظر گرفته شده برای شبیه سازی سیستم مورد مطالعه شامل یک ژنراتور سنکرون کوچک به همراه سیستم های کنترلی ولتاژ، فرکانس و توان می باشد، تا بتوان تاثیرات مختلف بروز قطعی در شبکه را در یک سیستم تولیدی کامل مشاهده کرد. ضمناً یک ماشین سنکرون کوچک انتخاب گردید تا امکان آزمایشات مورد نظر بر روی سیستم مورد مطالعه وجود داشته باشد. لازم به ذکر است علاوه بر سابقه بکارگیری ژنراتور سنکرون در بحث ژنراتورهای جاسازی شده، یکی دیگر از مزایای آنها نسبت به سایر ژنراتورها، امکان تولید و کنترل توان اکتیو و راکتیو است. مدل مورد نظر شامل بار محلی و همچنین مدل شبکه نیز می باشد. مدل شبکه شامل خط توزیع تا شین بی نهایت و چندین بار مختلف در چند نقطه است تا بتوان بررسی کاملی را برای بارهای مختلف و قطع شبکه انجام داد. شکل ۴-۱ مدل مذکور را نشان می دهد.



شکل ۴-۱. مدار معادل ژنراتور جاسازی شده در شبکه

برای داشتن توصیف کامل از مدل مذکور، باید اجزای آن را متناسب با مباحث مقدماتی بخش‌های قبل بطور خلاصه مورد بررسی قرار دهیم. لذا بطور مختصر در مورد مدل ژنراتور سنکرون، بار و شبکه و همچنین AVR و گاورنر توضیحاتی خواهیم داد.

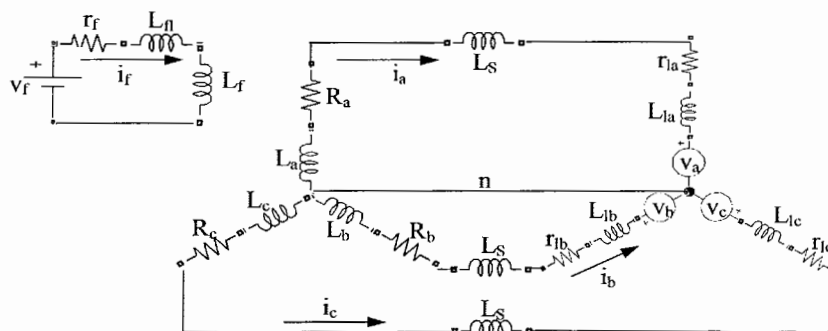
۴-۱ ژنراتور

ژنراتور، مهمترین عنصر سیستم قدرت می باشد که از محدوده عملکرد دینامیکی وسیعی برخوردار است و نحوه مدل کردن آن در میزان دقت شبیه‌سازی تاثیر زیادی دارد. لذا بهتر است از یک مدل دقیق استفاده کنیم که در عین سادگی، حداقل نیازهای شبیه‌سازی ما را برآورده کند. با توجه به اهداف پایان‌نامه که می‌بایست عملکرد ژنراتور جاسازی شده در سیستم توزیع، تحلیل و بررسی شود، می‌توان با مدل‌سازی ماشین سنکرون بطور جامع، تصویر بهتری از نحوه پاسخ گذرای ماشین سنکرون در شرایط بروز خطای ناگهانی و وسیع در شبکه ارائه داد.

سیستم ژنراتور مورد نظر بر اساس معادلات دینامیکی حالت نرمال حاکم بر ژنراتور با مشخصات مطلوب مدل‌سازی شده است [۱۸]. شکل ۴-۲ مدل مداری ماشین سنکرون را نشان می‌دهد که به یک بار پس‌فاز متصل شده است و در این مدل معادلات دینامیکی نیز لحاظ شده‌اند.

اندوکتانسهای خودی و متقابل بین سیم‌پیچی‌های فاز استاتور و تحریک بر اساس تحلیل اجزای محدود به دست آمده است. L_{aa}, L_{bb}, L_{cc} و L_{ff} اندوکتانسهای خودی سیم‌پیچ فازهای استاتور و تحریک بوده و L_{fa}, L_{fb}, L_{fc} اندوکتانسهای متقابل بین سیم‌پیچی تحریک و فازهای استاتور و L_{ab}, L_{bc} و L_{ac} اندوکتانسهای متقابل بین فازهای استاتور می باشند. مقادیر امپدانس‌ها، اندوکتانس‌ها و

دیگر پارامترهای ژنراتور در ضمیمه ب آمده است. بردارهای I و V جریان‌ها و ولتاژهای خروجی ماشین سنکرون می‌باشند.



شکل ۴-۲. نمودار مداری ژنراتور سنکرون متصل به بار پس فاز

$$I = [i_f, i_a, i_b, i_c]^T \quad (۱-۴)$$

$$V = [v_f, v_a, v_b, v_c]^T \quad (۲-۴)$$

$$e = \frac{d\lambda}{dt} \quad (۳-۴)$$

$$[\lambda] = [L(\theta)] \cdot [I] \quad (۴-۴)$$

$$[e] = [L(\theta)] \cdot \frac{d[I]}{dt} + \frac{d[L(\theta)]}{dt} \cdot [I] \quad (۵-۴)$$

که L ، با در نظر گرفتن فازهای استاتور و تحریک، ماتریس اندوکتانس ژنراتور است.

$$L = \begin{bmatrix} L_{ff} & L_{fa} & L_{fb} & L_{fc} \\ L_{af} & L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{bf} & L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{cf} & L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} \quad (۶-۴)$$

با نوشتن KVL در فازهای استاتور رابطه زیر بدست می‌آید:

$$\begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s + L_{la} & 0 & 0 \\ 0 & L_s + L_{lb} & 0 \\ 0 & 0 & L_s + L_{lc} \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_a + r_{la} & 0 & 0 \\ 0 & R_b + r_{lb} & 0 \\ 0 & 0 & R_c + r_{lc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (۷-۴)$$

رابطه (۷-۴) در فاز a بشکل زیر است.

$$-e_a + R_a \cdot i_a + L_s \cdot \frac{di_a}{dt} + L_{la} \cdot \frac{di_a}{dt} + r_{la} \cdot i_a + V_a = 0 \quad (۸-۴)$$

$$v_a = \frac{d\lambda_a}{dt} - (R_a + r_{la}) \cdot i_a - (L_s + L_{la}) \cdot \frac{di_a}{dt} \quad (۹-۴)$$

رابطه (۹-۴) را بطور مشابه برای سایر فازها نیز خواهیم داشت. با توجه به شکل ۲-۴ و برای مدار تحریک ژنراتور می توان نوشت :

$$V_f = r_f \cdot i_f + L_{ff} \cdot \frac{di_f}{dt} + e_f \quad (۱۰-۴)$$

$$\frac{1}{L_{ff}} (V_f - e_f - r_f I_f) = \frac{di_f}{dt} \quad (۱۱-۴)$$

$$I_f = \frac{1}{L_{ff}} \int (V_f - e_f - r_f I_f) \quad (۱۲-۴)$$

معادله (۱۲-۴)، رابطه حاکم بر مدار تحریک است که در بخش شبیه سازی برای بدست آوردن جریان تحریک مورد استفاده قرار می گیرد. حال با در نظر گرفتن روابط (۵-۴)، (۹-۴) و (۱۰-۴) مربوط به مدار تحریک و فازهای استاتور، بردار ولتاژ با رابطه (۱۳-۴) بدست می آید.

$$[V] = -[L_2] \cdot [I] - [L_1] \cdot \frac{d[I]}{dt} \quad (۱۳-۴)$$

که L_1 ، L_2 به شکل روابط (۱۴-۴) و (۱۵-۴) هستند.

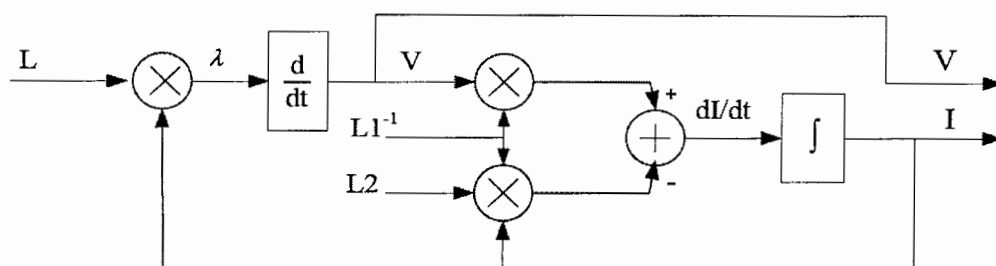
$$L_1 = \begin{bmatrix} L_{ff} + L_{fl} & L_{fa} & L_{fb} & L_{fc} \\ L_{af} & L_s + L_{aa} + L_{la} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{bf} & L_{ba} & L_s + L_{bb} + L_{lb} & L_{bc} \\ L_{cf} & L_{ca} & L_{cb} & L_s + L_{cc} + L_{lc} \end{bmatrix} \quad (۱۴-۴)$$

$$L_2 = \begin{bmatrix} r_f & pL_{fa} & pL_{fb} & pL_{fc} \\ pL_{af} & R_a + pL_{aa} + r_{la} & pL_{ab} & pL_{ac} \\ pL_{bf} & pL_{ba} & R_b + pL_{bb} + r_{lb} & pL_{bc} \\ pL_{cf} & pL_{ca} & pL_{cb} & R_c + pL_{cc} + r_{lc} \end{bmatrix} \quad (۱۵-۴)$$

با توجه به رابطه (۱۳-۴) جریان خروجی ژنراتور از رابطه بازگشتی زیر بدست می آید.

$$\frac{d[I]}{dt} = [L_1]^{-1} \cdot [V] - [L_1]^{-1} \cdot [L_2] \cdot [I] \quad (۱۶-۴)$$

در نهایت بلوک دیاگرام مدل ژنراتور سنکرون مورد بحث به شکل ۳-۴ خواهد بود.



شکل ۳-۴. مدل ژنراتور سنکرون

۲-۴ بار

بار متصل به ژنراتور جاسازی شده و بارهایی که در شبکه وجود دارد، بارهای سلفی می‌باشند که بصورت مقاومت و سلف سری، مدل شده‌اند همانطور که در شکل ۴-۱ می‌توان دید بارها را در نقاط مختلف قرار داده‌ایم تا بتوان نتایج تغییرات بار را در فواصل مختلف از ژنراتور مشاهده کرد. همچنین در صورت بروز LOM در هر نقطه، بار متصل مانده به ژنراتور، می‌تواند مقادیر متفاوتی باشد. با توجه به سایز ژنراتور، اندازه بار محلی در حدودی که توسط ژنراتور قابل تامین باشد انتخاب شده و سایر بارها با اندازه‌های متفاوت از یک چهارم تا چند پریونیت، در نظر گرفته شده‌اند تا شرایط مختلف حاکم بر ژنراتور، از جمله بار کامل و یا عدم توانایی ژنراتور در تامین بار، در هنگام وقوع LOM قابل بررسی باشد. نحوه محاسبه و مقادیر بار در ضمیمه ب آمده است.

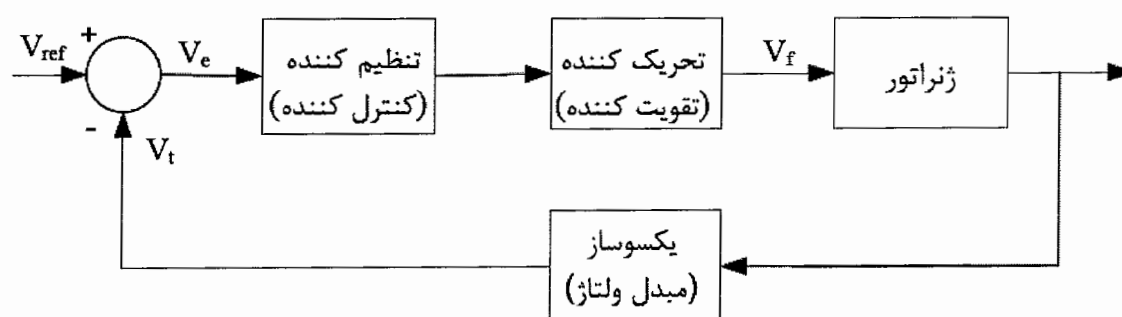
۳-۴ شبکه

غالباً می‌توان ژنراتور را متصل به شین بی‌نهایت در نظر گرفت و لذا مدار معادل تونن دیده شده از دو سر ژنراتور را بعنوان شبکه فرض کرد. در اینجا برای تحلیل دقیق‌تر عملکرد ژنراتور تعداد بیشتری بار در چند نقطه بین ژنراتور و شبکه در گرفته شده تا تاثیر سوئیچینگ بارهای مختلف در فواصل دورتر از ژنراتور بررسی شود (شکل ۴-۱). ضمناً خط انتقال بین ژنراتور تا نقطه‌ای که به عنوان شین بی‌نهایت فرض شده بوسیله یک سلف و مقاومت سری معادل، مدل می‌شود تا تلفات در شبکه

توزیع و انتقال را نشان دهد. امپدانسهای مربوط به خطوط انتقال، ترانسفورماتورها و ژنراتورها به طور غالب اندوکتیو هستند.

۴-۴ سیستم کنترل ولتاژ

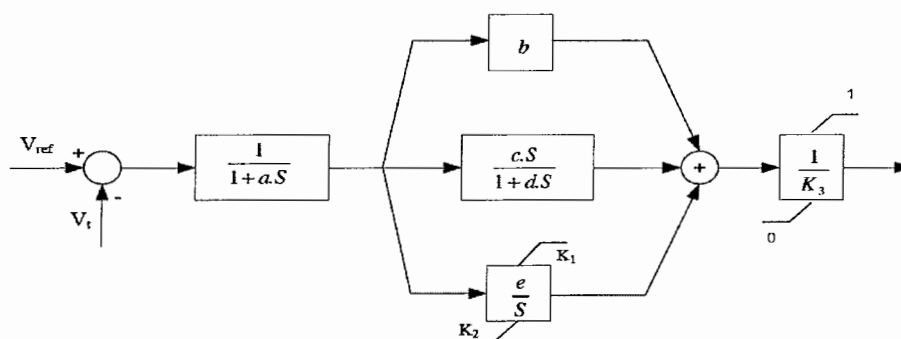
برای داشتن یک مدل واقعی، ژنراتور با یک سیستم کنترل و تنظیم کننده خودکار ولتاژ، تجهیز می شود. AVR، ولتاژ ترمینال ژنراتور را در یک مقدار مشخص تنظیم می نماید. این عمل بوسیله تغییر ولتاژ فیلد ژنراتور و برای تامین توان راکتیو مورد نیاز بار صورت می پذیرد. در صورتی که بار راکتیو مصرف کننده زیاد شود، ولتاژ افت می کند. در این حالت حلقه کنترلی AVR، ولتاژ سیم پیچ تحریک را زیاد می کند، تا علاوه بر تامین توان راکتیو مصرف کننده، ولتاژ ترمینال به حالت طبیعی بازگردد. در واقع، AVR اساساً تامین توان راکتیو و کنترل ولتاژ ترمینال را برعهده دارد، علاوه بر این، در کاهش تاثیر برخی اغتشاشهای گذرا و بهبود پایداری سیستم، موثر است. با توجه به گستردگی مبحث کنترل ولتاژ و AVR و در جهت اهداف پایان نامه، از مدلی استفاده می کنیم که ضمن برآورده کردن نیازهای موضوع LOM، اجزای اصلی سیستم کنترل ولتاژ را دربرگیرد. شکل ۴-۴ نشان دهنده اجزای اصلی سیستم کنترل ولتاژ است که شامل یک تنظیم کننده^۱، سیستم تحریک و یکسوساز و مبدل^۲ ولتاژ ترمینال است.



شکل ۴-۴. نمودار بلوکی سیستم کنترل ولتاژ

- 1 - Regulator
- 2 - Transducer

بطور مختصر اجزای شکل ۴-۴ را مورد بررسی قرار می‌دهیم. تنظیم کننده یا همان AVR، به عنوان قلب سیستم کنترل ولتاژ عمل می‌کند. این سیستم سیگنالهای ورودی خود را از قسمت‌های مختلف می‌گیرد و سیگنال کنترل AVR را تولید می‌کند. پس از اینکه ولتاژ اندازه‌گیری شده ترمینال، با ولتاژ دلخواه مقایسه و سیگنال خطا محاسبه شد، این سیگنال با توجه به ورودی‌های دیگر AVR (در صورت وجود)، پردازش و تقویت شده و سپس وارد تحریک کننده^۳ می‌شود. همانند هر کنترل کننده دیگری، سیگنال خطا وارد یک جبران کننده می‌شود. این جبران کننده می‌تواند فقط یک تقویت کننده ساده و یا یکی از انواع جبران کننده‌های رایج در سیستم‌های کنترلی باشد. یک کنترل کننده PID را بعنوان مدل این قسمت از سیستم کنترل ولتاژ در نظر می‌گیریم. بلوک دیاگرام PID مورد بحث در شکل ۴-۵ نشان داده شده است [۱۹].



شکل ۴-۵. مدل تنظیم کننده ولتاژ PID

تحریک کننده یا اکسایتر، تامین کننده توان جریان مستقیم مورد نیاز سیم‌پیچ تحریک ماشین سنکرون است و بخش توان سیستم تحریک را تشکیل می‌دهد. از آنجا که سیگنال خروجی AVR، توان لازم برای فعال نمودن سیستم تحریک ژنراتور را ندارد، به یک سیستم واسط نیاز است. تحریک کننده، سیگنال خروجی تنظیم کننده AVR را می‌گیرد و متناسب با آن ولتاژ سیم‌پیچ تحریک ژنراتور را کم یا زیاد می‌کند. این سیستم توان لازم برای سیم‌پیچ تحریک ژنراتور را تولید می‌کند.

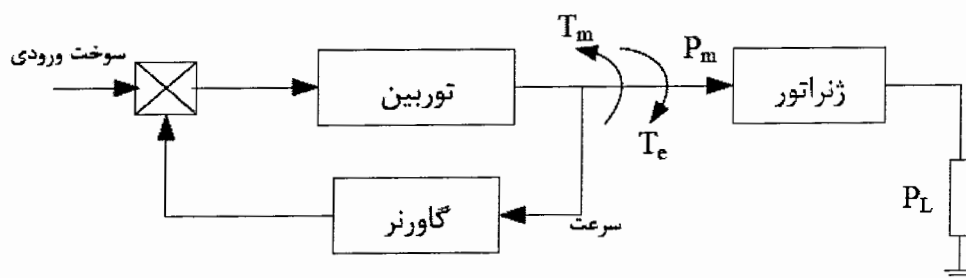
مبدل ولتاژ ترمینال یا یکسوساز، ولتاژ سه فاز ترمینال ماشین را اندازه‌گیری و یکسوسازی کرده و سپس با مقایسه با ولتاژ مرجع که مطلوب سیستم است، سیگنال مورد نیاز AVR را تولید می‌کند. ولتاژهای سه فاز با گرفتن مجذور از مجموع مربعات، متوسط‌گیری شده و پس از تصحیح بوسیله یک ضریب با ولتاژ مرجع مقایسه می‌شوند.

علاوه بر بخشهای مختلف توضیح داده شده، می‌توان کنترل‌کننده‌های دیگری با اهداف خاص مانند پایدار ساز سیستم قدرت، محدود کننده‌های حفاظتی، پایدارساز تحریک و ... را به سیستم کنترل ولتاژ اضافه کرد که در این بحث مورد توجه ما نیستند. پارامترهای مورد بحث سیستم کنترل ولتاژ، برای مدل مورد نظر در ضمیمه ب موجود است.

۴-۵ سیستم کنترل فرکانس و توان اکتیو

پس از انجام نوسانات اولیه در اثر بروز پدیده‌های مختلف مثل یک اغتشاش یا اضافه بار در یک سیستم قدرت و آرام گرفتن آن در نقطه کار جدید، برای بازگرداندن فرکانس و توان‌های انتقالی خطوط به محدوده قابل قبول، سیستم‌های کنترل توان و فرکانس وارد عمل می‌شوند. در یک سیستم قدرت، فرکانس تقریباً باید ثابت بماند و این کنترل نسبتاً دقیق فرکانس، ثبات سرعت موتورهای القایی و سنکرون را در شبکه فراهم می‌آورد. امروزه در یک سیستم قدرت تجهیزات متنوعی نیازمند فرکانس ثابت هستند تا عملکردشان رضایت‌بخش باشد. فرکانس یک سیستم، بستگی به تعادل توان اکتیو دارد.

$$p = \frac{E_g E_t}{X_l} \sin \delta \quad (4-30)$$



شکل ۴-۶. ژنراتور همراه با سیستم کنترل سرعت

از آنجا که فرکانس، عامل مشترکی در سراسر سیستم است، تغییری در تقاضای توان اکتیو یک نقطه، بصورت تغییری در فرکانس سراسر سیستم منعکس می‌شود که باید به ترتیبی این عدم تعادل در توان و در نتیجه تغییر ناخواسته فرکانس را جبران نمود. وظیفه کنترل توان و فرکانس در سیستم بر عهده گاورنر است. گاورنر واحد تولیدی، تابع اولیه کنترل سرعت را فراهم می‌آورد و در واقع تنظیم سرعت در نیروگاه بر عهده گاورنر است. شکل ۴-۶ بیانگر موقعیت گاورنر در سیستم است.

زمانی که تغییری در بار رخ دهد، این تغییر بصورت لحظه‌ای در گشتاور الکتریکی خروجی ژنراتور (T_e) اثر می‌گذارد و باعث برهم خوردن تعادل گشتاور مکانیکی T_m و گشتاور الکتریکی T_e می‌شود که به نوبه خود باعث تغییراتی در سرعت می‌شود. ریشه اصلی نوسانات در یک ژنراتور سنکرون، تقابل گشتاور مکانیکی، که از طرف توربین به رتور اعمال می‌شود، با گشتاور الکتریکی است که از جریان سیم‌پیچ‌های استاتور روی رتور اعمال می‌شود و با گشتاور مکانیکی به مقابله برمی‌خیزد. رابطه سرعت رتور و گشتاورهای الکتریکی و مکانیکی بصورت زیر است :

$$T_m - T_e = 2H \frac{d\omega}{dt} + D\omega \quad (۴-۳۱)$$

ω سرعت زاویه‌ای رتور

H ثابت لختی ($J=2H$ اینرسی رتور)

D ضریب اصطکاک یا ثابت میرایی بار است که به صورت تغییر بار، به ازای یک درصد تغییر در فرکانس بیان می‌شود.

T_e گشتاور الکتریکی است که توسط ماشین به رتور اعمال می‌گردد.

T_m گشتاور مکانیکی که توربین تولید می‌کند و توسط گاورنر کنترل می‌شود.

هنگام بروز نوسانات در سیستم قدرت، گاورنر گشتاور مکانیکی را در جهت تسریع در میرا شدن نوسانات سیستم قدرت تغییر می‌دهد. دینامیک رتور را می‌توان بر اساس روابط زیر و بوسیله شکل ۴-۷ توصیف کرد.

$$T_m - T_e = \omega(Js + D) \quad (۴-۳۲)$$

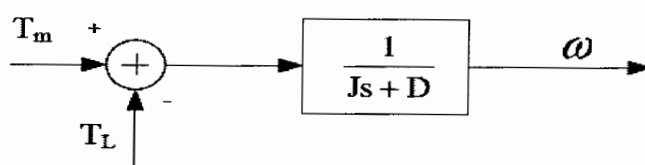
$$\omega = \frac{T_m - T_e}{Js + D} \quad (۴-۳۳)$$

که T_e را می‌توان از رابطه زیر و بر حسب جریان و ماتریس اندوکتانس ژنراتور به دست آورد.

$$T_e = \frac{1}{2} \cdot [I]^T \cdot \frac{d[L(\theta)]}{d\theta} \cdot [I] \quad (4-34)$$

در صورت فقدان گاورنر سرعت، پاسخ سیستم به تغییری کوچک در بار، بوسیله ثابت لختی و

ثابت میرایی تعیین می‌شود.

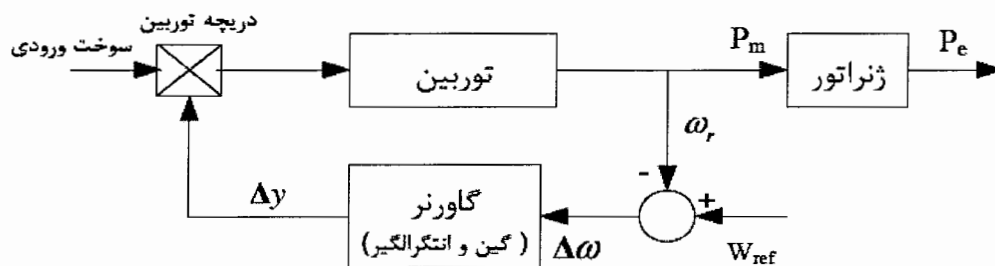


شکل ۴-۷. دینامیک رتور

در صورت افزایش بار، جریان اضافی ماشین در فاصله هوایی ژنراتور به صورت افزایش گشتاور الکتریکی (مقاوم) عمل می‌کند. سرعت رتور با آهنگی که توسط لختی رتور تعیین می‌شود، افت می‌کند. با افت سرعت، گاورنر وارد عمل می‌شود و توان مکانیکی اعمالی به توربین را زیاد می‌کند که این باعث کاهش آهنگ افت سرعت می‌شود و پس از آنکه توان توربین بیشتر از توان بار گردد، باعث افزایش سرعت می‌گردد. رتور پس از چند نوسان در سرعت جدیدی پایدار می‌شود.

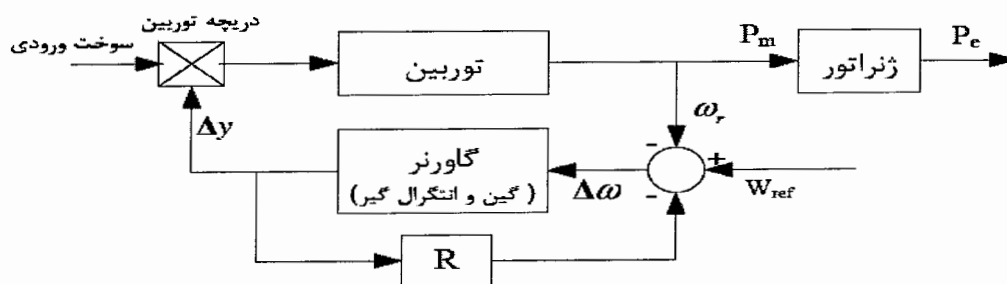
برای محدود کردن دامنه تغییر فرکانس در اثر تغییر بار از سیستم کنترل بار فرکانس استفاده می‌شود. یک سیگنال کنترل ساخته می‌شود که از طریق سیستم گاورنر، به واحد تولیدی اعمال می‌شود. بطور کلی دو نوع سیستم گاورنر را می‌توان برای کنترل فرکانس مورد بررسی قرار داد. نوع اول گاورنر سرعت ثابت^۴ است. گاورنر سرعت ثابت دریاچه توربین را به نحوی تنظیم می‌کند که فرکانس را به مقدار اسمی خود برگرداند. شکل ۴-۸ نمودار چنین سیستم کنترل سرعتی را نشان می‌دهد. در این شکل، ابتدا سرعت اندازه‌گیری شده رتور، با سرعت مرجع W_{ref} مقایسه می‌شود، سیگنال خطا که همان انحراف سرعت است، تقویت شده و انتگرال آن گرفته می‌شود تا سیگنال کنترل Δy را ایجاد کند که شیر یا دریاچه توربین را تنظیم می‌کند. به علت وجود انتگرالگیر در یک سیستم حلقه بسته، زمانی دریاچه به وضعیت ماندگار خود می‌رسد که سیگنال خطا یا همان انحراف سرعت، مساوی صفر

شود. هر چند خطای فرکانس صفر، ایده‌آل است ولی چنانچه همه واحدهای تولیدی در حالت کنترلی سرعت ثابت باشند و سعی کنند با کم و زیاد کردن توان تولیدی خود، خطای فرکانس را صفر نمایند، به دلیل مداخله‌ای که در کار یکدیگر می‌کنند، شبکه به سرعت ناپایدار می‌شود. لذا گاورنرهای سرعت ثابت برای یک ژنراتور منفرد که بار محلی را تغذیه می‌کند، مناسب بوده و برای ژنراتورهای متصل به شبکه باید از سیستم کنترلی دیگری استفاده شود.



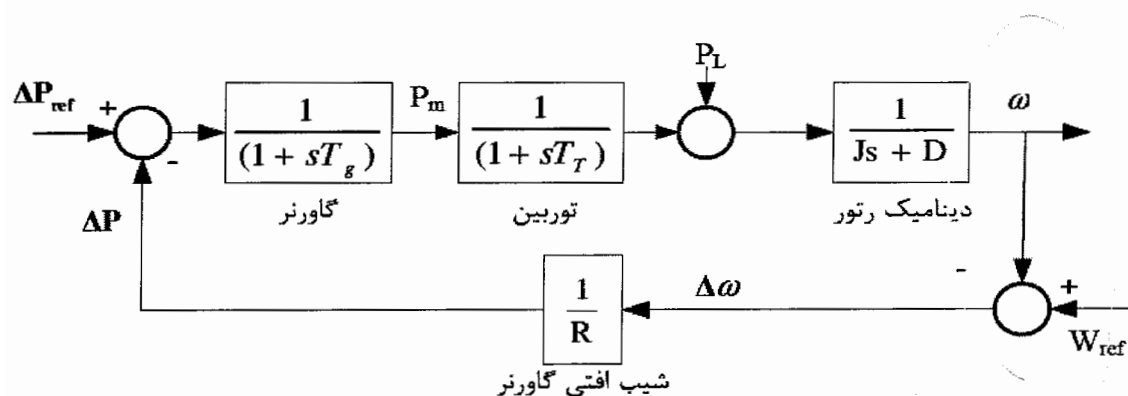
شکل ۴-۸. گاورنر سرعت ثابت

معمولاً برای حل مشکل گاورنرهای سرعت ثابت، از گاورنرهای با شیب افقی سرعت استفاده می‌شود که از یک حلقه فیدبک با بهره R روی انتگرال گیر استفاده می‌کنند که مقدار آن توسط اپراتور نیروگاه قابل تنظیم است. شکل ۴-۹ شامل گاورنر، با مشخصه افقی^۵ سرعت است. اگر مقدار R صفر انتخاب گردد گاورنر به حالت سرعت ثابت در می‌آید و میزان مشارکت ژنراتور در صفر کردن خطای فرکانس صد در صد است. اما اگر R صفر نباشد (حلقه فیدبک انتگرال گیر خالص نباشد، ژنراتور کمی خطا را می‌پذیرد و نسبت به خطای فرکانس حساسیت کمتری نشان می‌دهد).



شکل ۴-۹. گاورنر شیب افقی

با جمع‌بندی مباحث مربوط به کنترل فرکانس و توان اکتیو، مدل شکل ۴-۱۰ را بعنوان سیستم کنترل فرکانس و توان ژنراتور انتخاب می‌کنیم. P_{ref} توان اکتیو تنظیمی ژنراتور و P_L توان بار است که از رابطه (۴-۳۴) بدست می‌آید. هنگامی که ژنراتور به صورت مستقل از شبکه به بار محلی متصل است، هر تغییری در بار باعث می‌شود گاورنر وارد عمل شده و سرعت را به مقدار تنظیمی خود برگرداند. در این حالت با توجه به سیستم کنترل توان اکتیوی که در مدل گاورنر قرار داده‌ایم، ژنراتور توان بار محلی را بدون توجه به توان تنظیمی خود تامین می‌کند. هنگامی که ژنراتور به شبکه متصل است، سرعت متأثر از شبکه بوده و تغییرات بار بواسطه شیب افتی گاورنر، با هماهنگی سایر ژنراتورها در یک سرعت جدید به تعادل می‌رسد. اگر هر ژنراتور بخواهد سرعت را به مقدار تنظیمی خود برساند، اندکی اختلاف بین سرعت ژنراتورها باعث درگیر شدن آنها شده و سیستم عملکرد مطلوبی نخواهد داشت. در این حالت ژنراتور با توجه به تنظیم توان اکتیو، همان میزان توان اکتیو تنظیم شده را بر روی شبکه می‌ریزد. در شکل ۴-۱۰، دینامیک رتور نشان دهنده رابطه بین تغییرات توان بار و توان مکانیکی اعمالی به توربین است [۲۰].



شکل ۴-۱۰. بلوک دیاگرام مدل گاورنر

با توجه به توضیحات مختصری که درباره کنترل سرعت و گاورنر داده شد و مطالب بخشهای قبلی، از آنجا که فرکانس و توان از مهمترین پارامترهای سیستم هستند و بطور برجسته در آشکارسازی پدیده LOM کاربرد دارند، با توجه به مدل ارائه شده و با انتخاب یک گاورنر نمونه، ژنراتور سنکرون را به سیستم کنترل سرعت و توان اکتیو تجهیز می‌کنیم، تا تاثیر تغییرات بار و LOM را بر سرعت، فرکانس و توان، مورد بررسی قرار دهیم.

شبه سازی سیستم

شبیه سازی سیستم

یک شبیه سازی که بوسیله آن بتوان رفتار یک سیستم قدرت را بطور کامل مدل کرد، حتی با وجود پیشرفته ترین کامپیوترها، وجود ندارد. اما می توان با در نظر گرفتن ملاحظات نتایج مورد انتظار در سیستم مورد مطالعه را مورد بررسی قرار داد. انتخاب مدل سیستم نیز برای شبیه سازی بسیار حائز اهمیت است، چراکه مدل در همه قسمتهای حیاتی باید منعکس کننده یک سیستم واقعی باشد. رفتار سیستم شبیه سازی شده باید شبیه به آنچه که در یک وضعیت حقیقی رخ می دهد، باشد. لذا در تمام مطالعات مدلسازی و شبیه سازی باید بین دقت و آسان سازی مطالعات، مصالحه ای صورت گیرد.

بطور کلی می توان از دو روش شبیه سازی برای مدل سازی یک سیستم استفاده کرد. یکی روش غیرمستقیم که در آن مدل سیستم را در فضای حالت و یا تابع تبدیل، بوسیله معادلات حاکم بر سیستم، بدست می آید. روش دیگر، روش مستقیم و استفاده از عناصر آماده (مثل ماشین سنکرون، خط انتقال، شین بی نهایت و ...) است. در روش مستقیم یک دید عملی از یک سیستم قدرت ارائه می شود و شرایط مختلف را می توان با ابزارهای مختلف سیستم قدرت در این مدل بررسی کرد. خروجی های این مدل تا حدود زیادی با وضعیت تجربی سیستم مطابقت دارند. عناصر سیستم این مدل غیرخطی هستند و در تمامی شرایط از جمله پاسخ سیگنال بزرگ و ناپایداری سیستم می توان آنها را مورد استفاده قرار داد. در روش غیرمستقیم پس از تجزیه و تحلیل سیستم و اجزای آن و بدست آوردن روابط مربوطه می توان با خطی سازی روابط، آنها را به صورت تابع تبدیل نشان داد و خروجی سیستم را در تعامل با ورودی های آن مشاهده و مورد بررسی قرار داد. در اینجا می توان تاثیر تغییر هر یک از پارامترهای تابع تبدیل زیرسیستم ها را در پاسخ مشاهده کرد. بر خلاف روش اول می توانیم با بررسی دقیقتر در هر مرحله، درجه سیستم را با محاسبه دقیق تر روابط مربوطه بالاتر ببریم تا تحلیل واقعی تری از سیستم داشته باشیم.

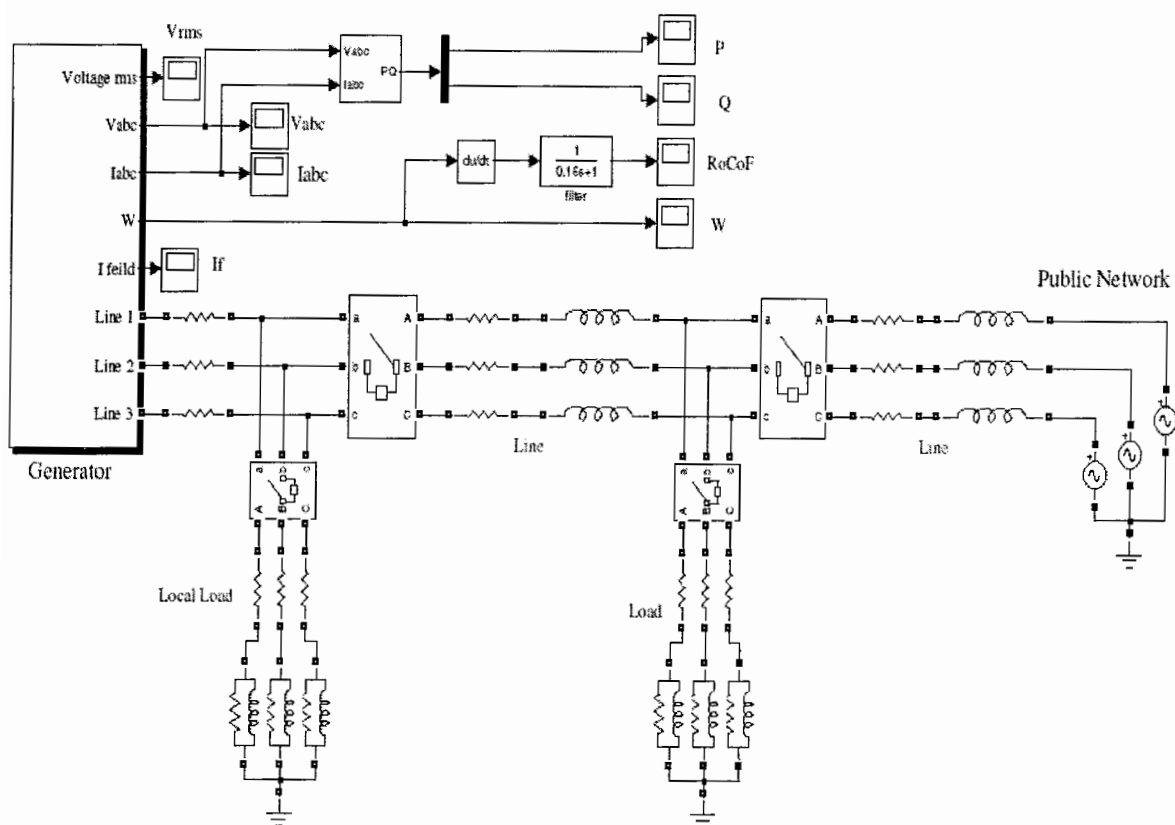
برای شبیه سازی سیستم مورد مطالعه، از نرم افزار سیمولینک^۱ موجود در MATLAB استفاده شده است. سیمولینک یک ابزار کارآمد و مفید در بسیاری از کاربردها از جمله حل معادلات غیرخطی، طراحی انواع کنترل کننده ها و بسیاری دیگر از کاربردهای مهم مهندسی است که بوسیله نرم افزار MATLAB ارائه می گردد. بیان معادلات خطی و غیرخطی حاکم بر مدل سیستم، با بلوک های متناسب و نیز امکان اضافه نمودن عناصر و ابزارهای دیگر نرم افزار و همچنین امکانات برنامه نویسی از جمله دلایل استفاده از این نرم افزار در شبیه سازی سیستم قدرت است.

در این بخش نحوه شبیه سازی معادلات و مدل هر کدام از قسمت های مورد مطالعه در فصل چهارم، توسط بلوک های نرم افزار سیمولینک، شرح داده می شود.

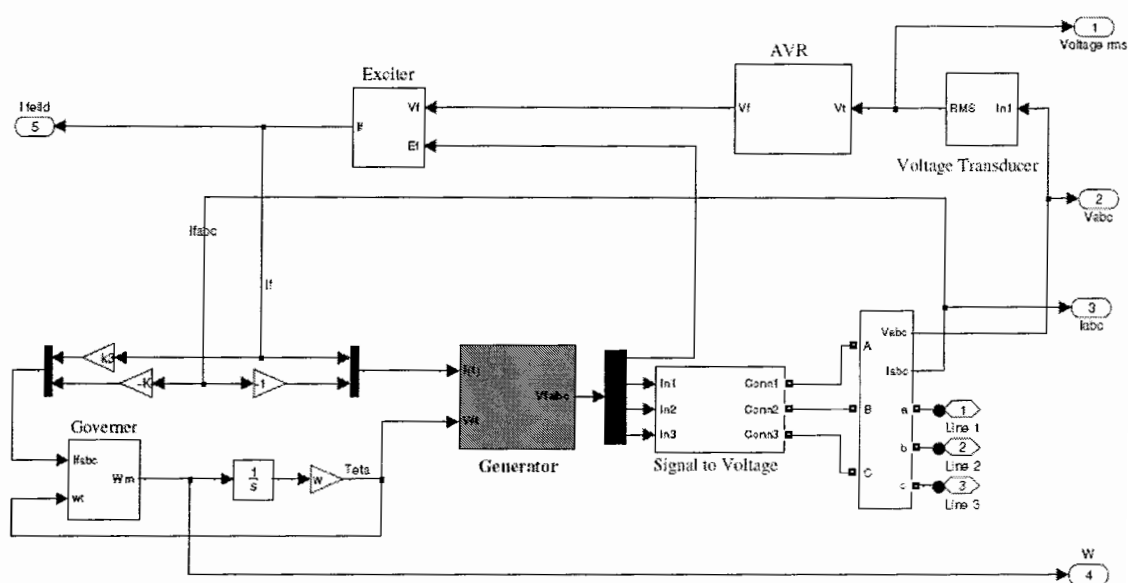
۵-۱ شبیه سازی مدل سیستم

با توجه به شکل ۴-۱ می توان طرح کلی شبیه سازی را بصورت شکل ۵-۱ در نظر گرفت. مطابق با آنچه در مدل سازی بیان شد، ژنراتور، بارها و شبکه در شکل دیده می شوند. ضمناً شکل موج پارامترهایی از مدار که برای بحث LOM مورد توجه قرار دارند، در شکل مورد توجه قرار گرفته اند.

با توجه به مطالب عنوان شده در قسمت مدل سازی، ژنراتور همراه با بلوک سیستم های کنترلی، در شکل ۵-۲ دیده می شود. همانطور که دیده می شود، خروجی این شکل، سه فاز استاتور هستند که در شکل ۵-۱ به بار و شبکه متصل می شوند. قسمت های کنترلی ژنراتور و نحوه اتصال آنها با یکدیگر و خود ژنراتور کاملاً مشخص است. بخش های کنترل ولتاژ، مطابق شکل ۴-۴ و گاورنر مطابق با شکل ۴-۶ در این شکل دیده می شوند. پارامترهای مورد استفاده در شبیه سازی در ضمیمه ب داده شده اند. مدل شبکه با منابع ولتاژ ایده آل، بعنوان شین بی نهایت مدل شده است. خطوط و بارها همانطور که قبلاً گفته شد، اندوکتیو فرض شده اند. برای بارها و همچنین خطوط، قطع کننده هایی در نظر گرفته شده که بوسیله آنها می توانیم نوسانات بار و قطع شبکه را با توجه به شرایط مورد نظر شبیه سازی نماییم.

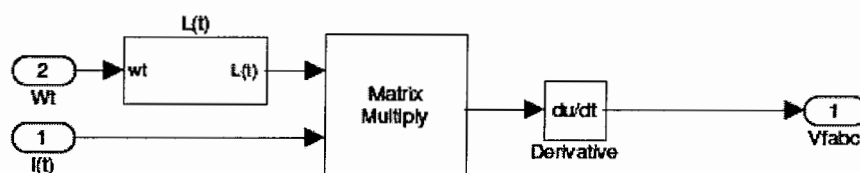


شکل ۵-۱. طرح کلی شبیه‌سازی



شکل ۵-۲. شبیه‌سازی ژنراتور به همراه گاورنر و AVR

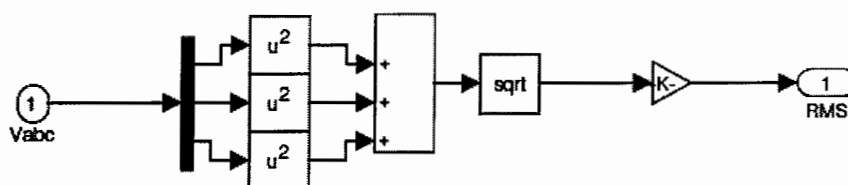
ژنراتور مطابق دیاگرام شکل ۳-۴ و از روابط مربوطه که در بخش ۱-۴-۱ بدست آمده و همچنین ماتریس‌های اندوکتانس، شبیه‌سازی شده است. شکل ۳-۵ شبیه‌سازی ژنراتور را نشان می‌دهد.



شکل ۳-۵. ولتاژ و جریان تولیدی ژنراتور

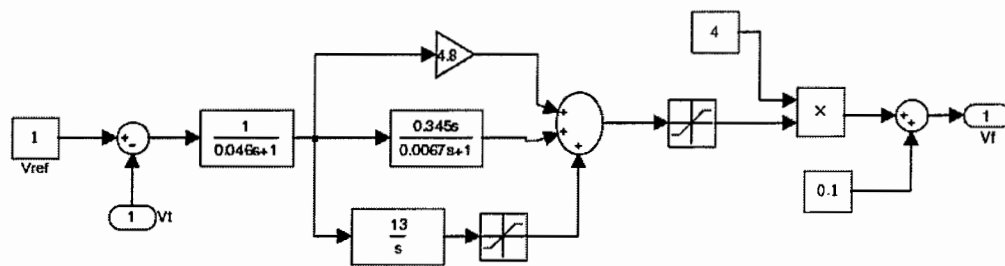
از آنجا که شبیه‌سازی را با استفاده از روش غیرمستقیم انجام داده‌ایم و با استفاده از روابط حاکم بر سیستم و ژنراتور، مدل‌سازی صورت پذیرفته است. خروجی ژنراتور در شکل ۲-۵، سیگنال هستند و قابلیت اتصال به مداراتی مانند بار، خطوط توزیع و شبکه نرم‌افزار را ندارند. از آنجا که هدف ما اتصال ژنراتور شبیه‌سازی شده به شبکه و بار است، لذا باید سیگنال خروجی را به سیگنالهای ولتاژ تبدیل نماییم تا قابلیت اتصال به عناصر مداری سیمولینک را داشته باشند. این کار توسط عنصر مبدل سیگنال به ولتاژ که در نرم‌افزار موجود است، انجام گردید. خروجی این مبدل قابلیت اتصال به همه عناصر مداری نرم‌افزار سیمولینک را دارد.

مبدل ولتاژ ترمینال، با محاسبه متوسط ولتاژ سه فاز، سیگنال مورد نیاز AVR را تولید می‌کند.



شکل ۴-۵. مبدل ولتاژ ترمینال

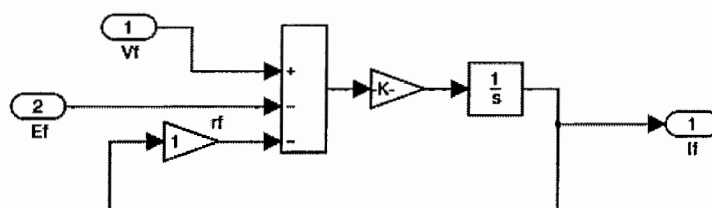
AVR مطابق مدل شکل ۵-۴ و با توجه به پارامترهای ضمیمه، در شکل ۵-۵ شبیه‌سازی گردیده است.



شکل ۵-۵. مدار تنظیم کننده ولتاژ

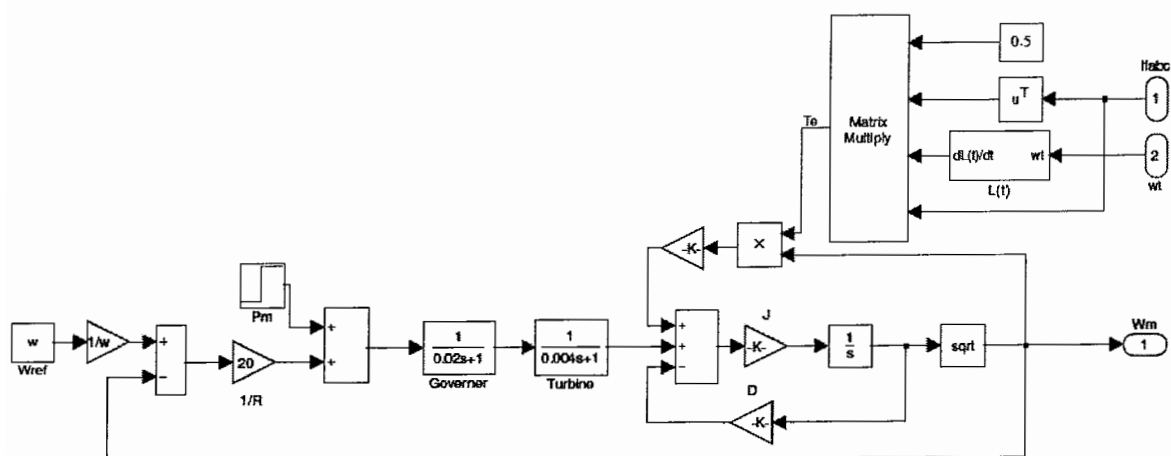
مدل مدار تحریک نیز در شکل ۲-۴ موجود است و همچنین بر اساس رابطه ۴-۱۲ مطابق

شکل ۶-۵ می باشد.



شکل ۶-۵. مدار تحریک

با توجه به رابطه ۴-۳۳ و شکل ۴-۷ یعنی دینامیک رتور و رابطه ۴-۳۴ مربوط به محاسبه گشتاور الکتریکی که مورد نیاز شبیه سازی مدل گاورنر هستند، بر اساس بلوک دیاگرام مدل گاورنر در شکل ۴-۱۰ و با استفاده از پارامترهای موجود در ضمیمه ب، شبیه سازی بخش کنترل سرعت و فرکانس سیستم را مطابق شکل ۵-۷ انجام می دهیم.



شکل ۷-۵. مدار گاورنر

۲-۵ استفاده از مقادیر پریونیت

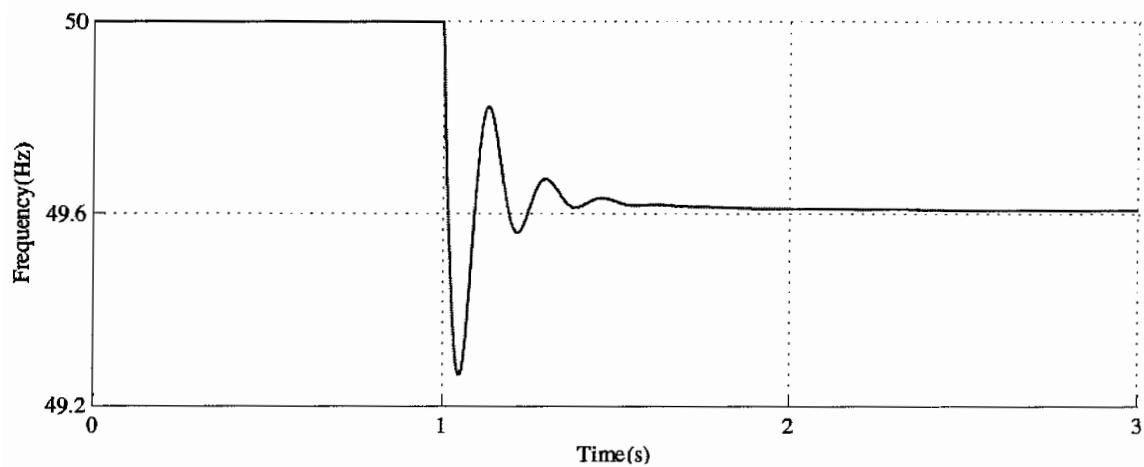
در سیستم‌های قدرت معمولاً بجای مقدار واقعی متغیرها مثل ولتاژ، جریان و توان و یا مقدار واقعی پارامترها، مثل مقاومت و اندوکتانس و ... ، از مقدار مبنای واحد آنها (پریونیت) استفاده می‌شود. با تعریف متغیرها و پارامترها در مبنای واحد تمام آنها بدون بعد و مقدارشان در گستره محدود قرار گرفته و باعث سهولت در تحلیل عددی می‌شود. لذا کلیه پارامترهای ماشین سنکرون، سیستم تحریک و AVR بصورت پریونیت در فرآیند شبیه‌سازی مدل شده‌اند. انتخاب مقادیر مبنا و نحوه محاسبه آنها در ضمیمه ب موجود است.

نتایج شبیه سازی

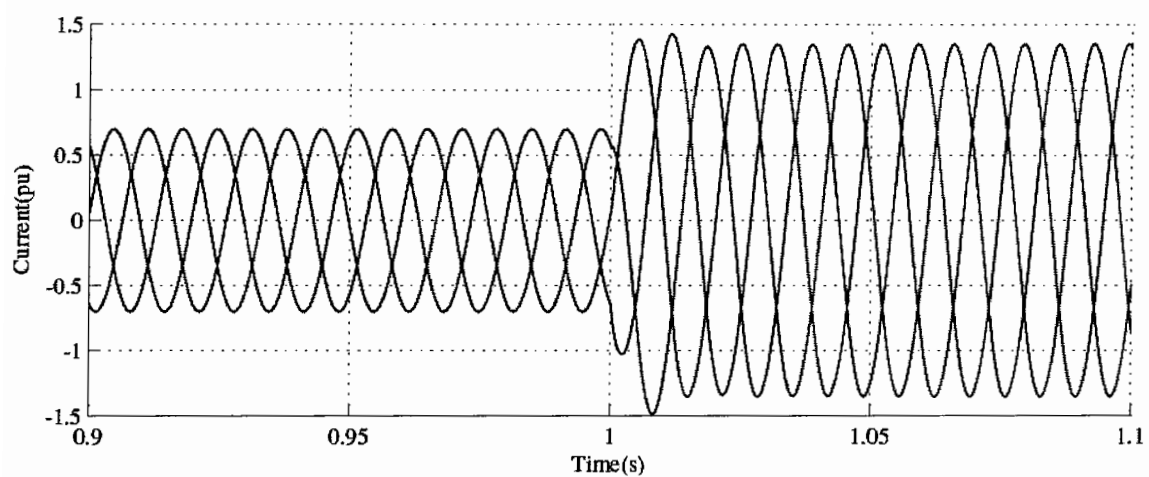
نتایج شبیه‌سازی

در این فصل با توجه به شبیه‌سازی مربوط به مدل ارائه شده در فصل قبل برای بررسی عملکرد ژنراتور، حالات ممکن برای تجزیه و تحلیل وقایع پیش‌آمده در سیستم را در نظر گرفته و نتایج را مورد ارزیابی قرار می‌دهیم.

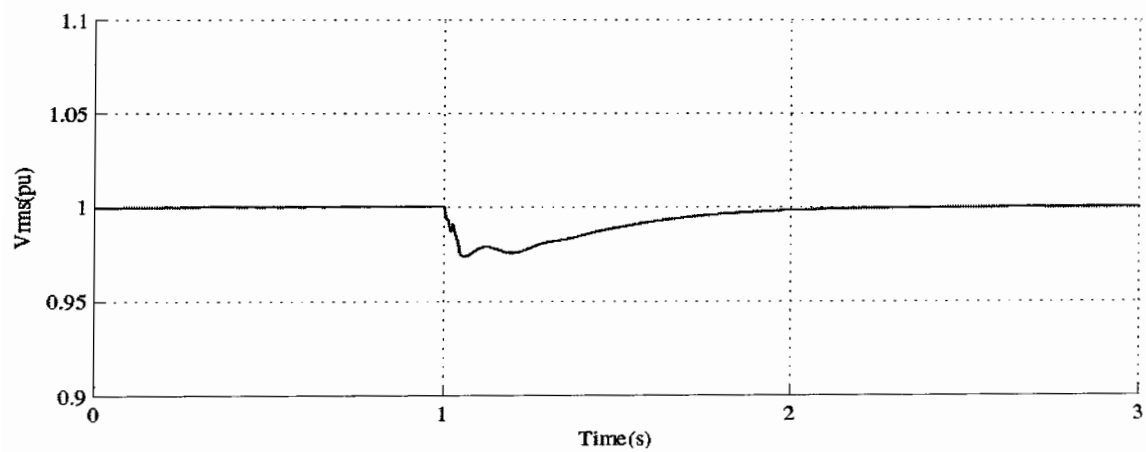
ابتدا یکبار عملکرد ژنراتور را بدون در نظر گرفتن شرایط مورد نیاز بحث LOM مورد بررسی قرار داده و عملکرد سیستم‌های کنترلی آن را مشاهده می‌کنیم. فرض می‌کنیم ژنراتور از شبکه قطع و بصورت مستقل عمل می‌کند. در ابتدا یک بار ۰,۵ پر یونیتی به آن متصل است، سپس بار آن دو برابر و به یک پر یونیت افزایش می‌یابد. شکل ۶-۱ شکل موج‌های بعضی از مشخصه‌های خروجی ژنراتور را نشان می‌دهد. در قسمت الف این شکل، فرکانس ژنراتور دیده می‌شود. همانطور که ملاحظه می‌شود، در لحظه ۱ ثانیه بار به ۱ پر یونیت افزایش می‌یابد. مطابق با آنچه در فصل قبل و در تشریح سیستم کنترل فرکانس گفته شد و با توجه به وجود سیستم کنترل سرعت با شیب افقی، فرکانس پس از زمان گذرا در مقدار جدیدی پایین‌تر از فرکانس نامی به حالت تعادل می‌رسد. شکل موج ۶-۱ ب نشان‌دهنده جریان سه فاز است. همانطور که می‌بینیم در بار ۰,۵ پر یونیتی، جریان نصف جریان نامی و پس از افزایش بار به یک پر یونیت، جریان بعد از نوسانات کمی به ۱ پر یونیت می‌رسد (در شکل مقادیر پیک نشان داده شده‌اند). شکل موج ولتاژ در قسمت ج دیده می‌شود که قبل و بعد از افزایش بار، بواسطه عملکرد AVR در مقدار نامی خود یعنی ۱ پر یونیت قرار دارد. پس از دو برابر شدن بار و پس از چند نوسان، ولتاژ توسط سیستم کنترل ولتاژ به مقدار نامی برگردانده شده است.



الف. فرکانس

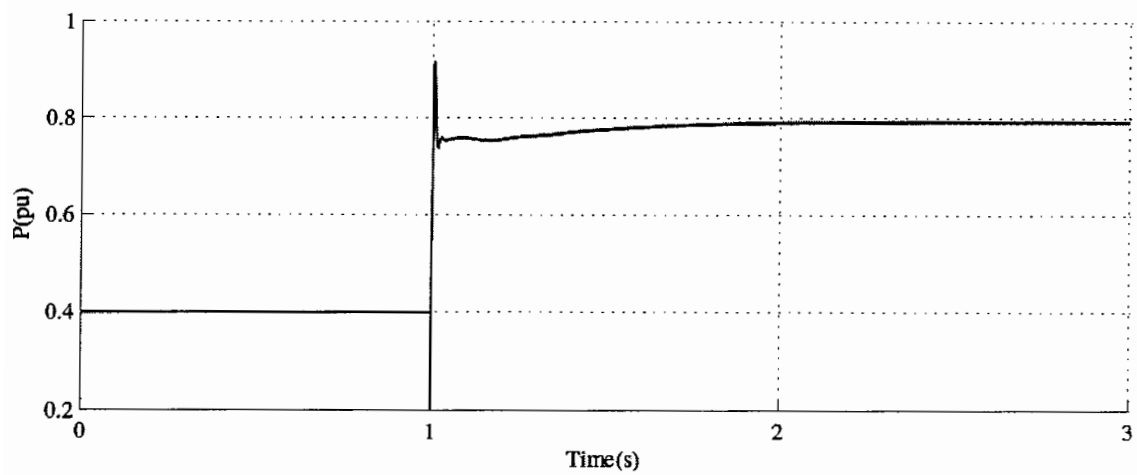


ب. جریان

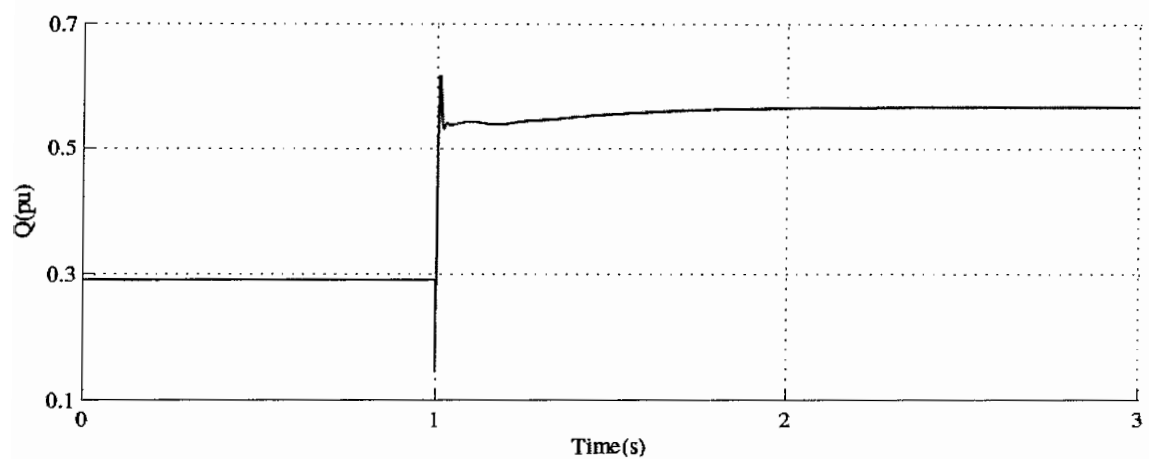


ج. ولتاژ

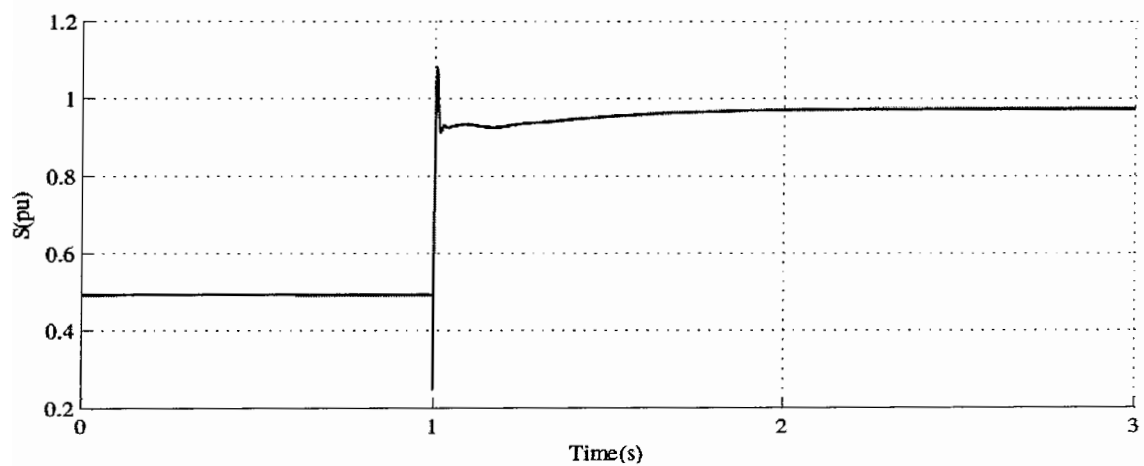
شکل ۶-۱. مشخصه‌های ژنراتور در وضعیت عملکرد مستقل



د. توان اکتیو



ه. توان راکتیو



و. توان ظاهری

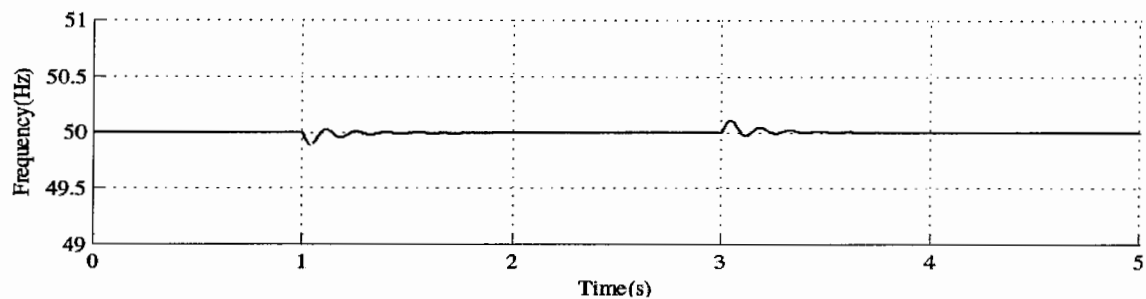
شکل ۶-۱. مشخصه‌های ژنراتور در وضعیت عملکرد مستقل

توان اکتیو و راکتیو تولیدی ژنراتور در حالت عملکرد مستقل، همانطور که در فصل قبل عنوان شد، تامین کننده توان مورد نیاز بار محلی است. بارهای ۰,۵ و ۱ پریونیت با ضریب توان ۰,۸ پس فاز به ترتیب معادل ۰,۴ و ۰,۸ پریونیت توان اکتیو و ۰,۳ و ۰,۶ پریونیت توان راکتیو می باشند، که با توجه به شکل موج قسمت های د و ه توسط ژنراتور تامین شده است. در قسمت و نیز توان کل ژنراتور دیده می شود که کاملاً نشان دهنده بار متصل به ژنراتور، قبل و بعد از افزایش بار است. پس از اینکه عملکرد ژنراتور در حالت عادی را مشاهده کردیم، به بررسی نتایج تغییرات بار و وقوع LOM در شرایط مختلف می پردازیم.

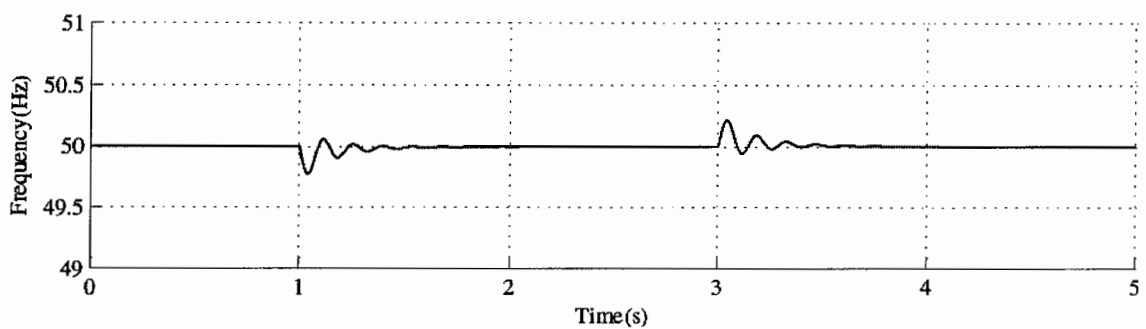
۱-۶ بررسی فرکانس

یکی از رایج ترین روش های تشخیص LOM، روش مشاهده فرکانس و یا بصورت دقیق تر نرخ تغییر فرکانس است. فرض می کنیم یک ژنراتور جاسازی شده بصورت موازی با شبکه در حال کار است. در صورتی که توان مصرفی بار محلی توسط ژنراتور نتواند تامین شود، مازاد آن از طریق شبکه تامین می شود. فرکانس سیستم نیز ثابت است. در صورتی که بعلت بروز خطایی ارتباط بین ژنراتور و شبکه قطع شود، عدم تعادل توان بوجود می آید که باعث نوسانات در ناحیه متشکل از ژنراتور و بار می شود و فرکانس سیستم شروع به تغییر دینامیکی می کند. چنین رفتاری در سیستم برای آشکارسازی LOM مورد استفاده قرار می گیرد. هرچند اگر عدم تعادل توان در ناحیه جدا شده کوچک باشد، فرکانس بصورت آهسته تغییر می کند که این، کار آشکارسازی را مشکل می کند.

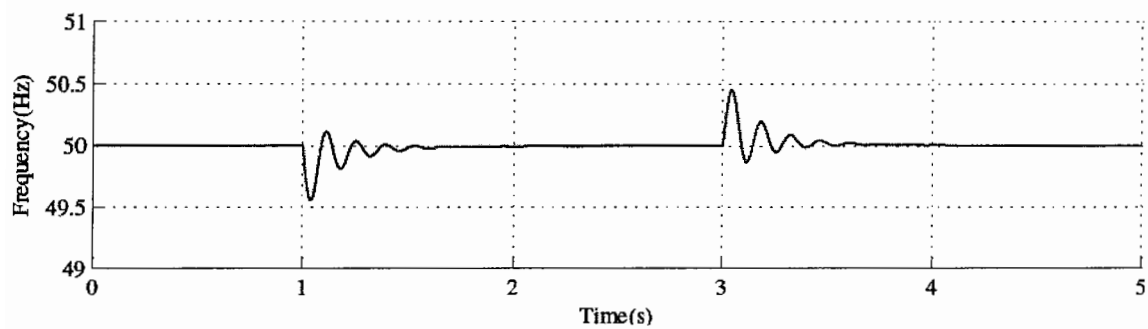
فرکانس ژنراتور در شرایط مختلف بار و LOM را مورد بررسی قرار می دهیم. با در نظر گرفتن شکل ۱-۴ فرض می کنیم ژنراتور متصل به شبکه است و یک بار ثابت ۰,۵ پریونیتی را در باس شماره ۱ تغذیه می کند. اگر در محل سایت ژنراتور یک افزایش بار داشته باشیم، تغییرات فرکانس به صورت شکل ۲-۶ خواهد بود. در لحظه ۱ ثانیه، بار اضافه و در ۳ ثانیه قطع می گردد. در این شکل تغییرات فرکانس به ازای افزایش بارهای متفاوت را می بینیم.



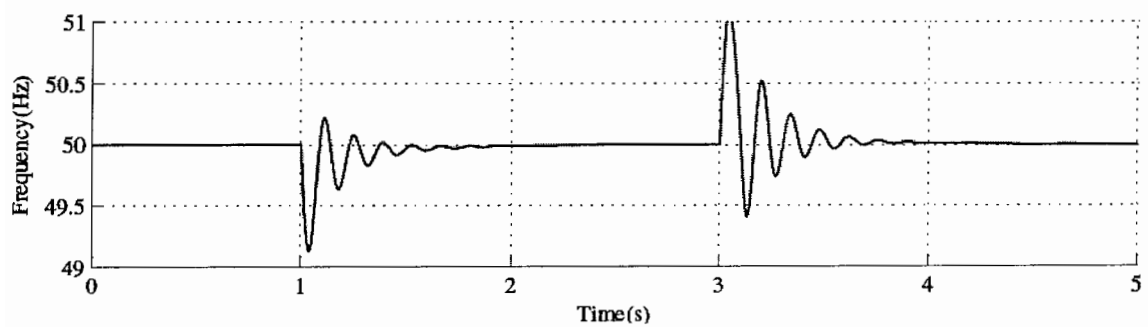
الف. تغییر بار ۰,۲۵ هرتزی



ب. تغییر بار ۰,۵ هرتزی



ج. تغییر بار ۱ هرتزی



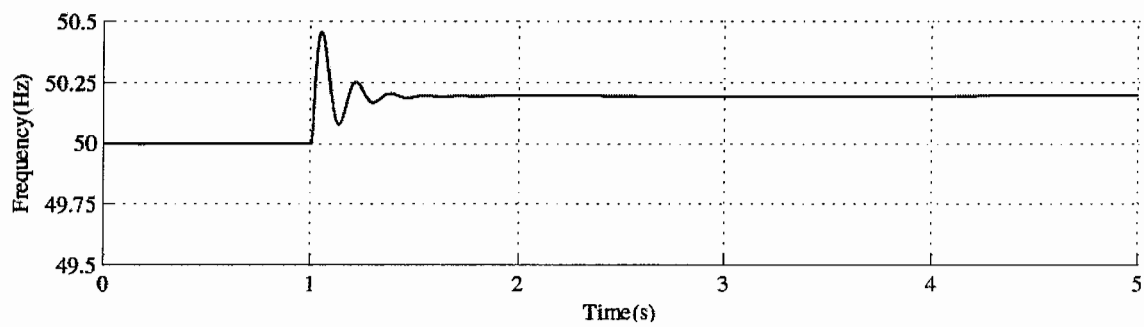
د. تغییر بار ۲ هرتزی

شکل ۶-۲. فرکانس پس از تغییر بار در باس ۱

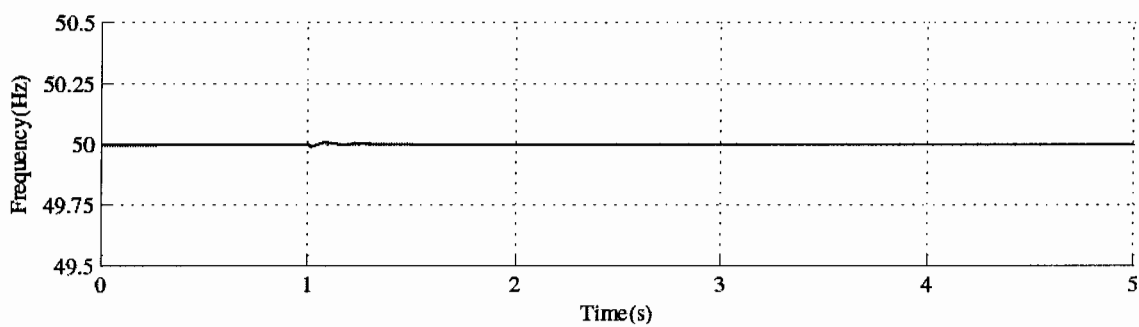
همانطور که از شکل‌ها مشخص است، بواسطه وجود سیستم کنترل توان و فرکانس در ژنراتور و با توجه به اینکه ژنراتور به شبکه متصل و کمبود توان اکتیو خود را از شبکه دریافت می‌کند، فرکانس پس از تغییر بار، پس از چند نوسان به مقدار نامی خود بازمی‌گردد. مشاهده می‌شود هرچه تغییر بار بیشتر باشد، با وجود شکل موج‌های کاملاً مشابه، دامنه نوسانات فرکانس بیشتر است. همانطور که انتظار می‌رود، در لحظه افزایش بار، ابتدا فرکانس کاهش می‌یابد و در لحظه کاهش بار، فرکانس افزایش می‌یابد.

در شکل ۳-۶، فرکانس پس از وقوع LOM و باقیماندن بار بر روی ژنراتور نشان داده شده است. با توجه به اینکه ژنراتور در این قسمت از شبیه‌سازی برای تولید توان اکتیو ۰,۴ پریونیتی تنظیم شده است، پس از قطع شبکه و با باقی‌ماندن بارهای مختلف، بسته به اینکه ژنراتور قادر به تامین بار باشد یا نه، فرکانس متفاوت خواهد بود. همانطور که در شکل دیده می‌شود، وقتی بار کوچکتر از توان تولیدی است، مقدار نهایی فرکانس پس از نوسانات گذرا، بیشتر از فرکانس نامی خواهد شد. هنگامی که تعادل توان برقرار باشد، فرکانس تغییر چندانی نمی‌کند. اگر بار بزرگتر از توان تولیدی باشد، در صورتی که این اختلاف کم باشد، تعادل توان با افت فرکانس برقرار می‌شود، اما اگر ژنراتور قادر به تامین بار نباشد افت سرعت بسیار زیاد بوده و ژنراتور از حالت عملکرد طبیعی خارج خواهد شد. بخش‌های الف تا د شکل ۳-۶ نشان‌دهنده وضعیت‌های مذکور هستند. بررسی فرکانس در دو وضعیت فوق، در نقطه‌ای دورتر از ژنراتور (مثلاً در باس شماره ۲) نشان می‌دهد هرچه تغییرات بار دورتر از ژنراتور رخ دهد تاثیر آن بر فرکانس کمتر است. بعنوان مثال تغییر بار ۱ پریونیتی در باس ۲، نسبت به تغییر بار در باس ۱ تاثیر کمتری بر دامنه نوسان فرکانس دارد (شکل ۴-۶ را با شکل ۲-۶ مقایسه کنید). شکل ۵-۶ فرکانس را در حالتی که شبکه از قطع‌کننده موجود در باس ۲ قطع شده، نشان می‌دهد. در این وضعیت بار ۰,۵ پریونیتی در باس ۱ موجود و شکل موج برای بارهای متفاوتی در باس ۲ رسم شده است. همانطور که می‌بینیم هر چه میزان بار متصل مانده به ژنراتور بیشتر باشد، تاثیر آن بر فرکانس بیشتر است. ضمن اینکه امپدانس خط بین باس ۱ و ۲ نیز به این موضوع اضافه می‌شود.

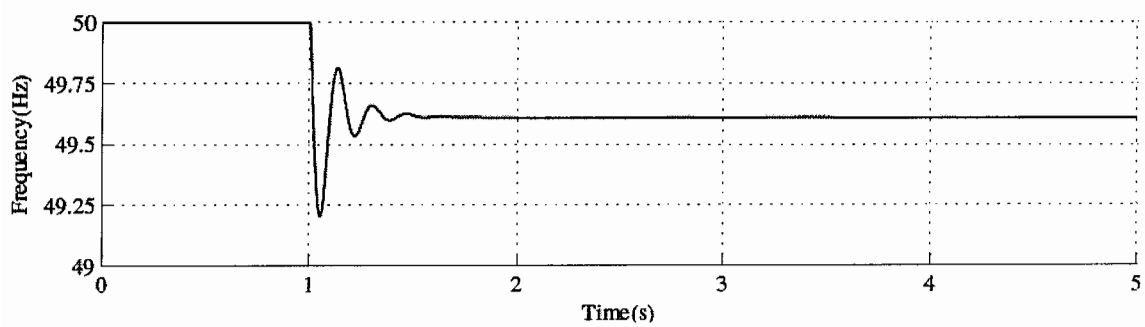
از مقایسه فرکانس در دو وضعیت افزایش و کاهش بار و همچنین قطع شدن شبکه می‌توان به نتایجی رسید. اولاً در صورت قطع شدن شبکه، فرکانس بر اساس سیستم کنترل توان و فرکانس ژنراتور تغییر می‌کند و در صورتی که ژنراتور بتواند مورد نیاز بار محلی را تامین کند، فرکانس



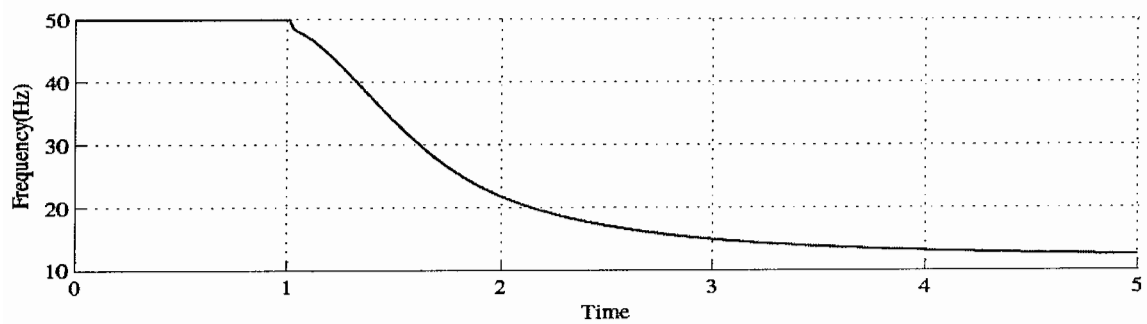
الف. بار ۰,۲۵ پریونیتی



ب. بار ۰,۵ پریونیتی

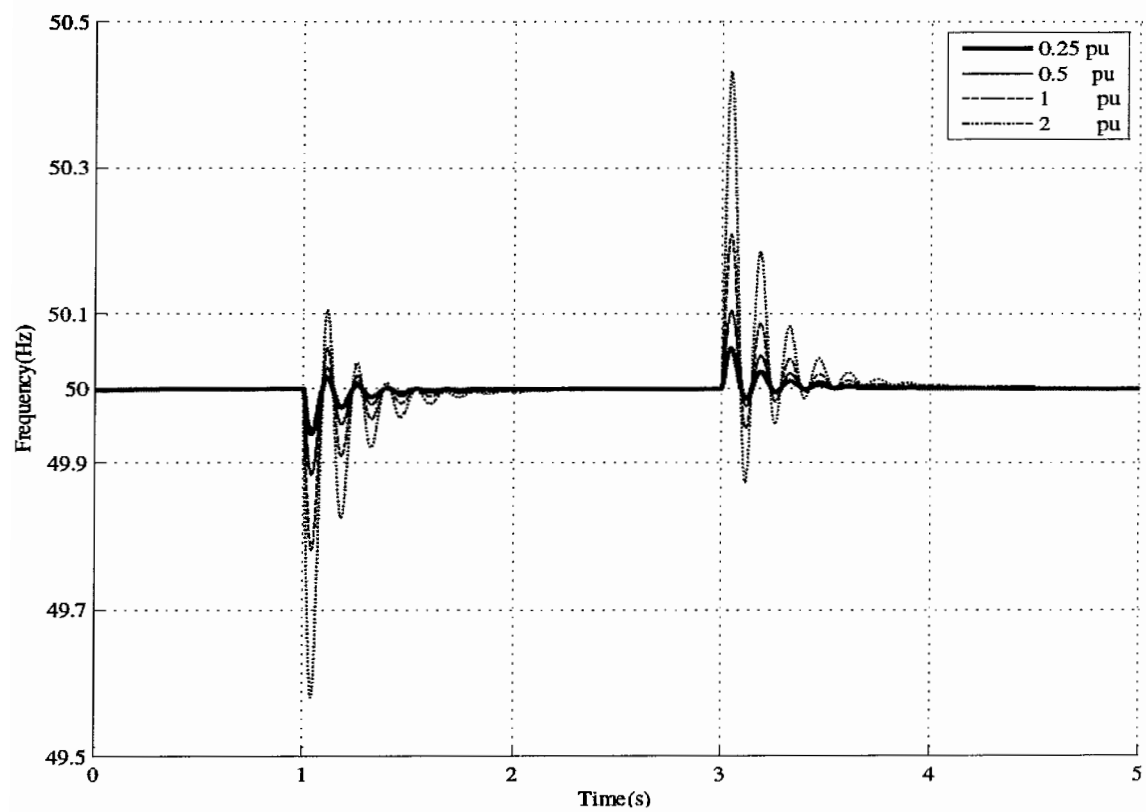


ج. بار ۱ پریونیتی

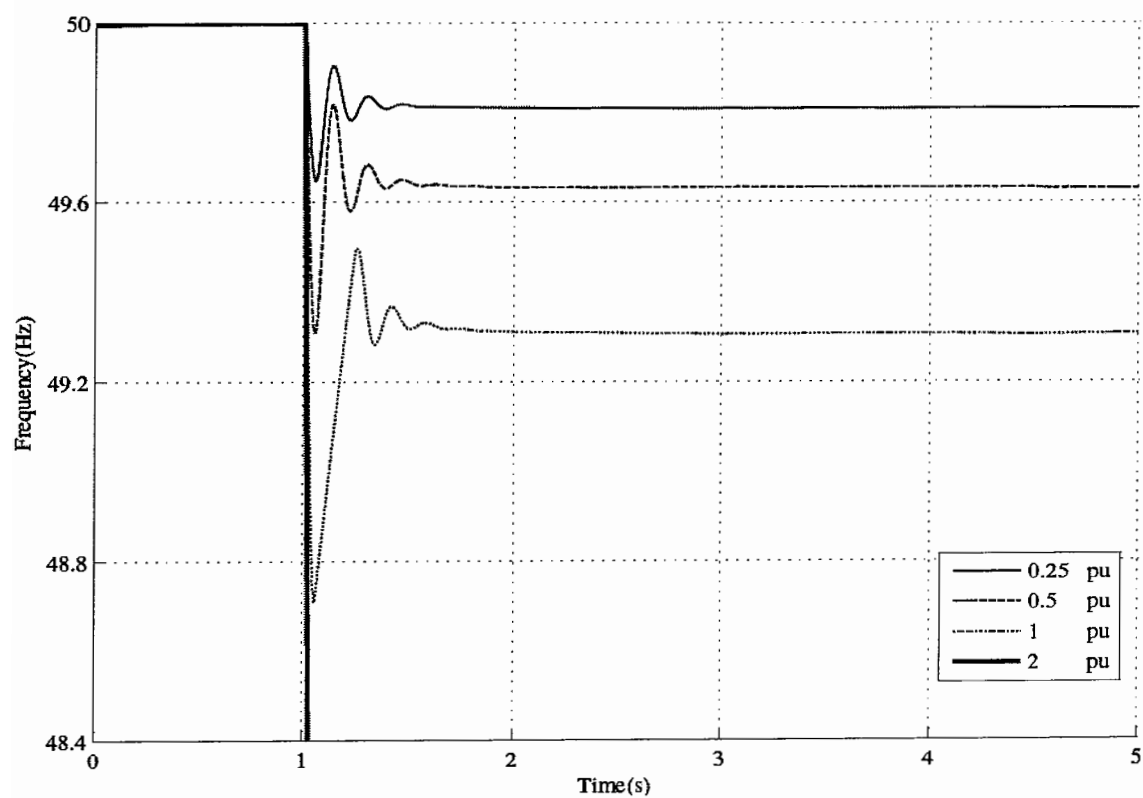


د. بار ۲ پریونیتی

شکل ۳-۶. فرکانس پس از قطع شبکه در باس ۱



شکل ۴-۶. فرکانس پس از تغییر بار در باس ۱



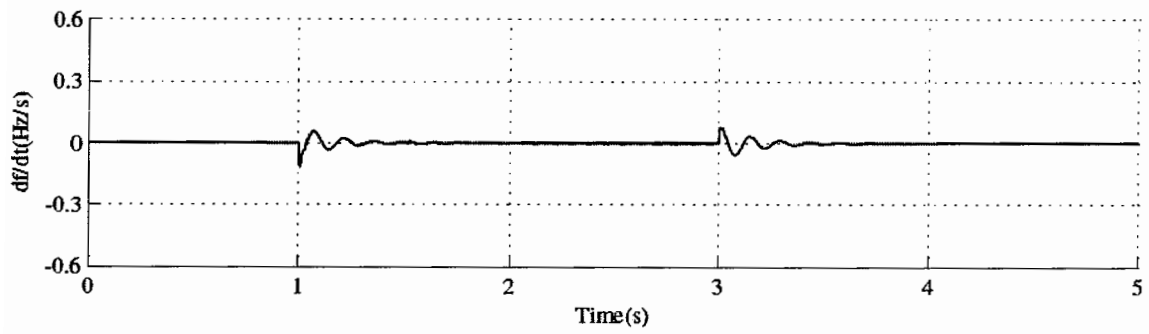
شکل ۵-۶. فرکانس پس از قطع شبکه از باس ۲

حالت دائمی، نسبت به فرکانس نامی تغییر خواهد کرد و این تغییرات بستگی به توانایی ژنراتور در تامین بار دارد (در حالتی که تعادل توان پس از قطع شبکه هم برقرار باشد، فرکانس تغییر چندانی نخواهد کرد). اما هنگامی که ژنراتور متصل به شبکه است، فرکانس توسط شبکه تعیین شده و تغییر بار، فقط نوسانات گذرای را در پی دارد. پس خطای حالت دائمی فرکانس، یک معیار برای تفاوت این دو وضعیت است و بوسیله رله‌های فرکانسی قابل تشخیص است، اما با توجه به اینکه این معیار، ممکن است نیاز به مدت زمان بیشتری از حداقل زمان مورد نیاز برای آشکارسازی داشته باشد، چندان مناسب نیست. ضمن اینکه شکل موج تغییرات در هر دو حالت شبیه به هم است، اما این موضوع وابسته به میزان تغییرات بار و همچنین میزان باری است که به ژنراتور متصل می‌ماند. هر چه تغییرات بار شدیدتر باشد، تغییر فرکانس بیشتر است.

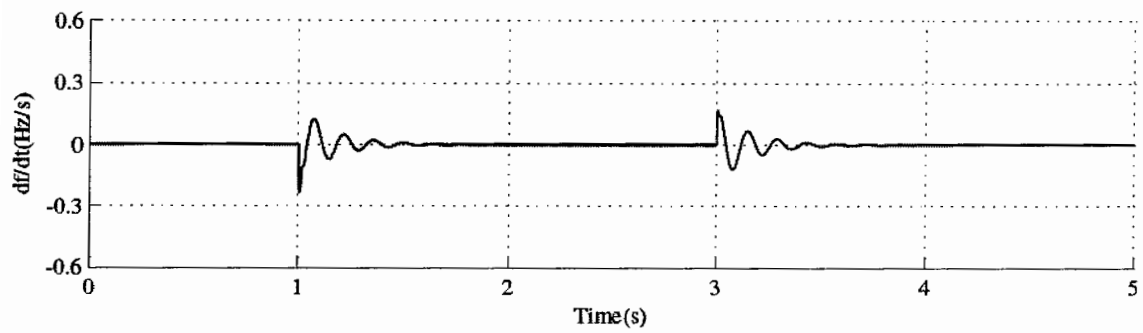
۲-۶ بررسی نرخ تغییرات فرکانس

بطوری که در قسمت قبل دیدیم فرکانس معیار مطمئنی برای تشخیص LOM نمی‌باشد. لذا از نرخ تغییرات فرکانس $\left(\frac{df}{dt}\right)$ برای تسریع در آشکارسازی استفاده می‌شود. ملاحظه نرخ تغییر فرکانس طی چند سیکل (بین ۳ تا ۴۰ سیکل) برای تشخیص LOM مورد استفاده قرار می‌گیرد.

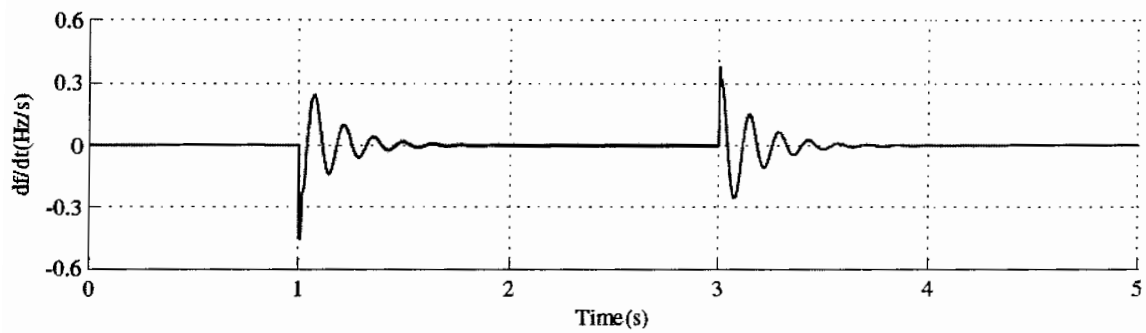
شکل‌های ۶-۶ تا ۶-۹ نشان‌دهنده نرخ تغییر فرکانس در دو باس ۱ و ۲ و در دو وضعیت تغییرات بار و قطع شبکه می‌باشند. نرخ تغییر فرکانس در تغییر بار کمتر از قطع شبکه است. بویژه هنگامی که این تغییر در فاصله‌ای دورتر از ژنراتور رخ دهد. هر چه تغییر بار بیشتر شود، این مقدار بیشتر شده و به مقدار آن در هنگام قطع شبکه نزدیک می‌شود. معمولاً مقدار نرخ تغییر فرکانس مجاز بین ۰٫۳ تا ۰٫۵ برای تولیدات رله‌هایی که بر این اساس کار می‌کنند، در نظر گرفته شده است. لذا مشاهده می‌شود هنگامی که تغییر بار خیلی شدید است، نرخ تغییر فرکانس از این محدوده تجاوز کرده و آشکارسازی با موفقیت توأم نخواهد شد. نرخ تغییر فرکانس در هنگام قطع شبکه، با توجه به میزان بار متصل به ژنراتور متفاوت است. اگر تولید بیشتر از بار باشد، این نرخ در ابتدا مثبت (شکل ۶-۷ الف) و در غیر اینصورت منفی است. ضمن اینکه هنگامی که پس از قطع شبکه تعادل توان برقرار باشد، مقدار نرخ تغییر فرکانس کوچک است.



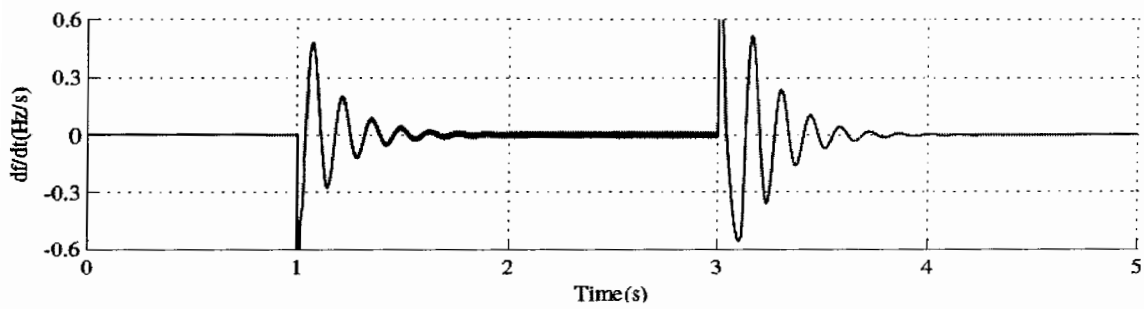
الف. ۰,۲۵ پریونیت



ب. ۰,۵ پریونیت

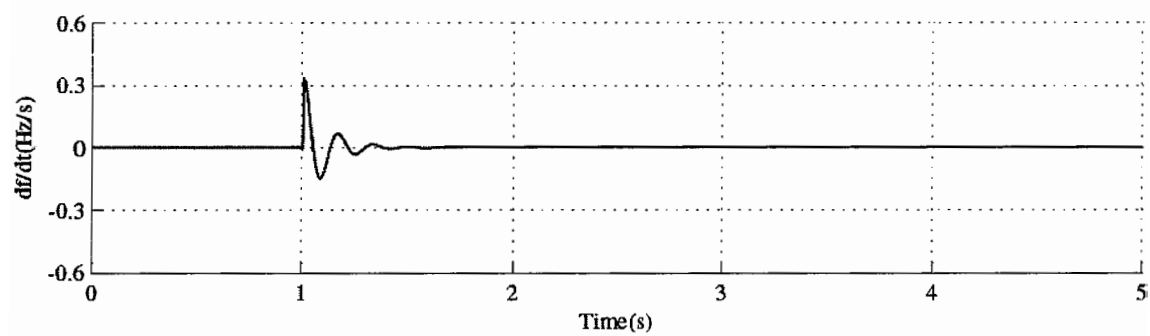


ج. ۱ پریونیت

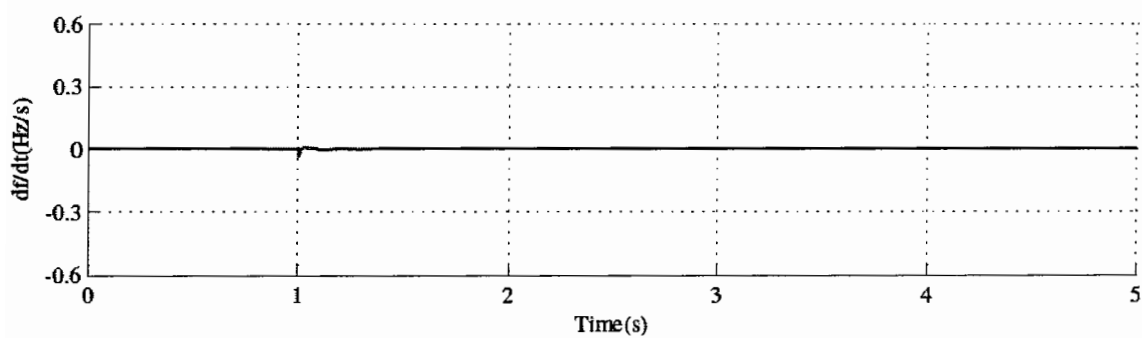


د. ۲ پریونیت

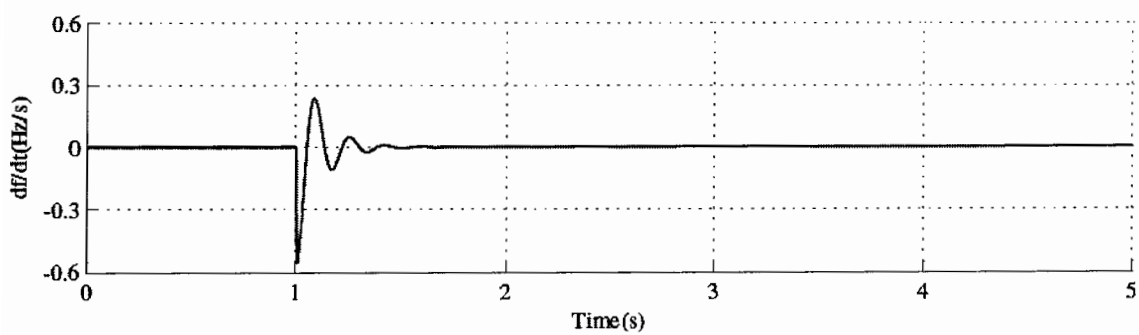
شکل ۶-۶. نرخ تغییر فرکانس پس از تغییر بار در باس ۱



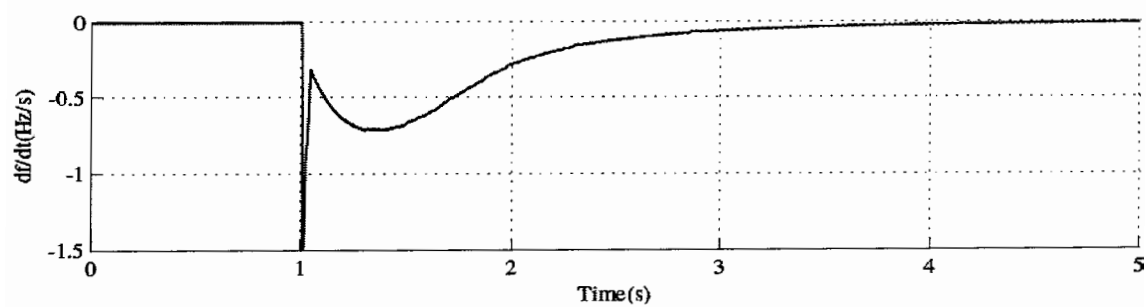
الف. ۰,۲۵



ب. ۰,۵

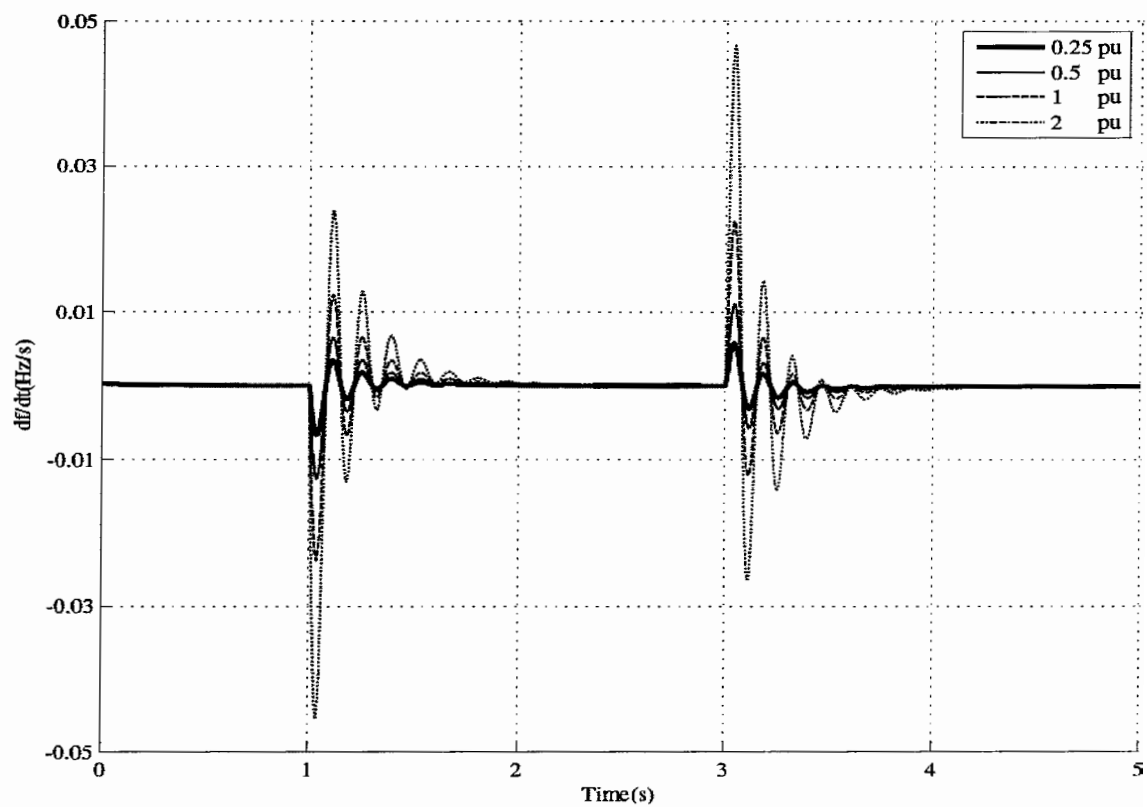


ج. ۱

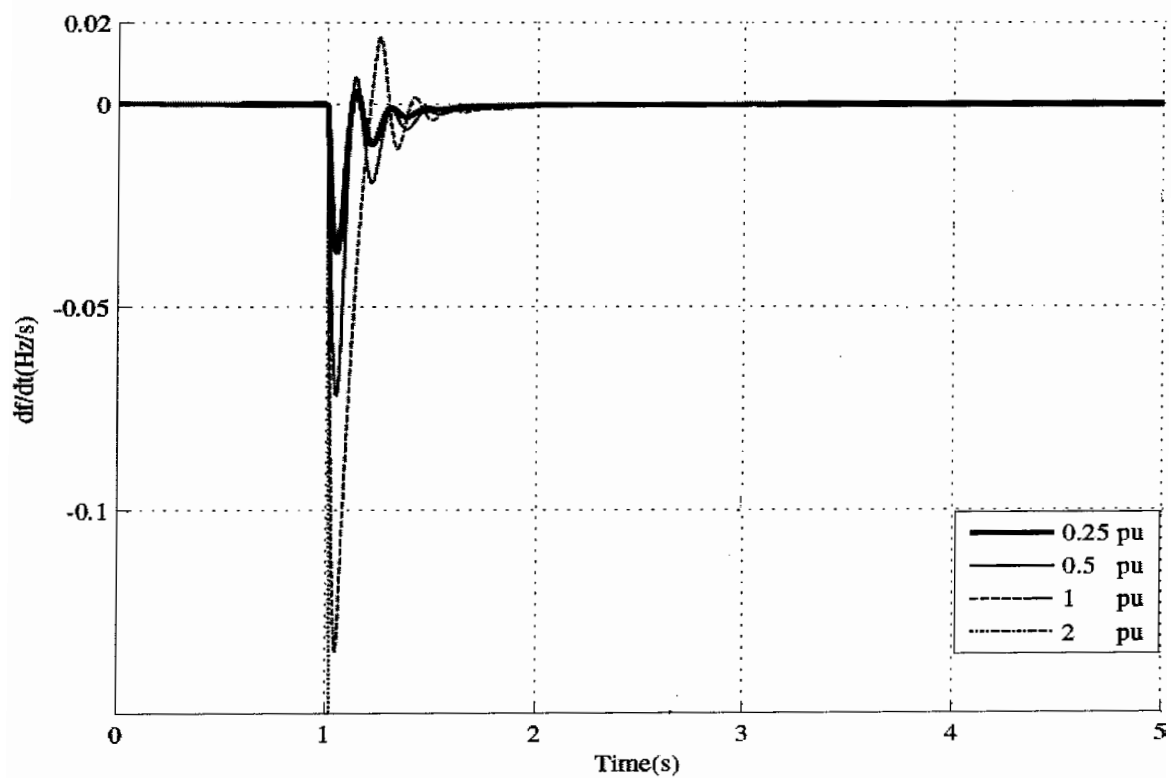


د. ۲ پریونیت

شکل ۶-۷. نرخ تغییر فرکانس پس از قطع شبکه در باس ۱



شکل ۶-۸. نرخ تغییر فرکانس پس از تغییر بار در باس ۲

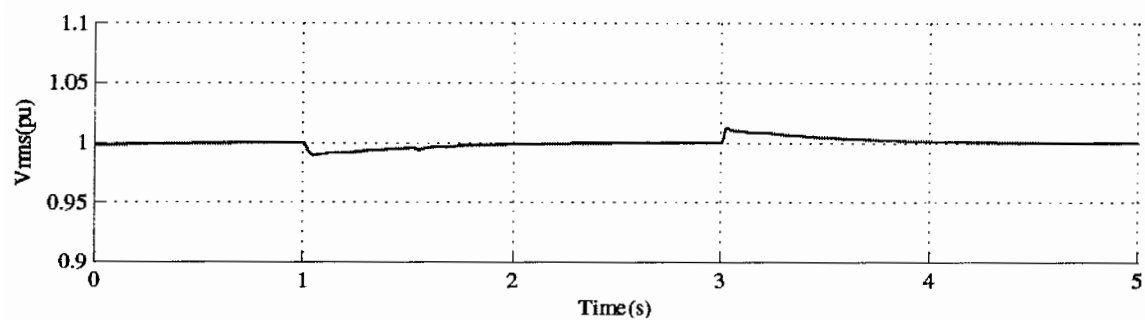


شکل ۶-۹. نرخ تغییر فرکانس پس از قطع شبکه در باس ۲

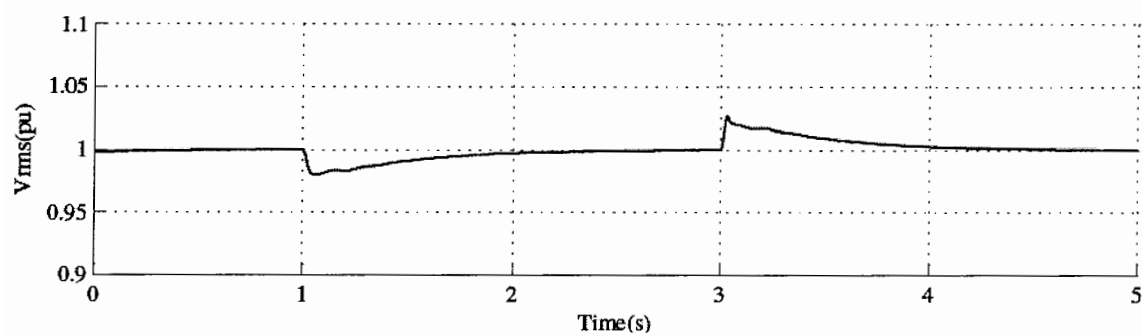
۳-۶ بررسی ولتاژ

از دیگر معیارهایی که از آن می‌توان برای آشکارسازی LOM استفاده کرد، ولتاژ و یا بعبارت دقیق‌تر نرخ تغییر ولتاژ است. شکل‌های ۶-۱۰ و ۶-۱۱ نمایشگر شکل موج موثر ولتاژ در باس شماره ۱ پس از تغییر بار و همچنین پس از قطع شبکه می‌باشند. ولتاژ پس از افزایش بار متناسب با اندازه آن ابتدا کاهش یافته و سپس به دلیل اتصال به شبکه، به مقدار نامی برمی‌گردد. هر چه تغییر بار بیشتر باشد، تغییر ابتدایی ولتاژ بیشتر است. کاهش بار هم سبب افزایش ابتدایی ولتاژ می‌شود و بعد از آن ولتاژ دوباره به مقدار نامی برمی‌گردد. همانطور که قبلاً گفته شد، اثر قطع شبکه متاثر از تناسب تولید ژنراتور و بار باقیمانده است. اگر ژنراتور قادر به تامین بار باشد اثر ابتدایی قطع شبکه، افزایش ولتاژ و در صورتی که توان بار بیشتر از تولید باشد، کاهش ابتدایی ولتاژ است و سپس AVR ولتاژ را به مقدار نامی خود می‌رساند. اما اگر بار آنقدر زیاد باشد که سیستم کنترل ولتاژ ژنراتور قادر به بازگرداندن ولتاژ به محدوده مجاز نباشد، ولتاژ به شدت افت کرده و عملکرد ژنراتور به مخاطره می‌افتد. شکل‌های ۶-۱۲ و ۶-۱۳ ولتاژ را پس از تغییر بار و قطع شبکه در باس ۲ نشان می‌دهند. هر چه تغییر بار دورتر از ژنراتور رخ دهد، اثر آن بر ولتاژ کمتر است. LOM نیز هر چه دورتر از ژنراتور رخ دهد، میزان بار باقیمانده ممکن است بیشتر باشد و خط انتقال نیز به آن افزوده شده و تاثیر بیشتری بر ولتاژ ترمینال ژنراتور بگذارد.

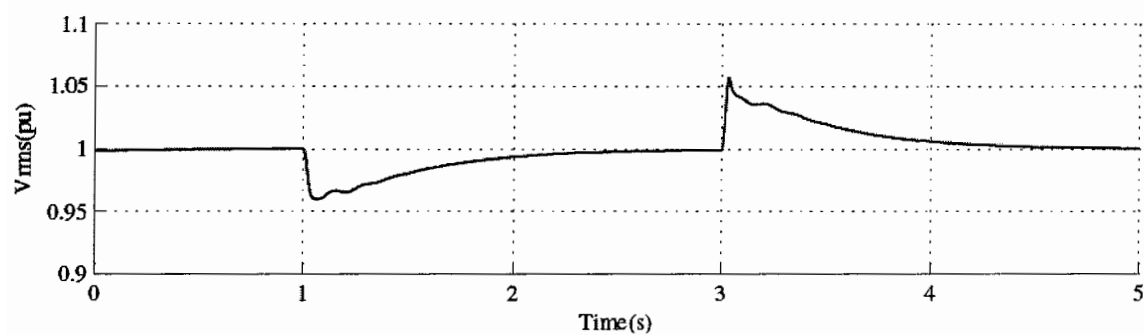
شکل ۶-۱۴ با بررسی دقیق‌تر لحظه تغییر بار و وقوع LOM در واقع نرخ تغییر ولتاژ را نشان می‌دهد. بطور واضح شیب تغییر ولتاژ در نتیجه قطع شبکه بیشتر از تغییر بار است. فقط هنگامی که تغییر بار بسیار زیاد است (تغییر بار ۲ پریونیتی)، شیب مشخصه ولتاژ بیشتر از قطع شبکه و باقی ماندن بار ۰,۲۵ پریونیتی است و این حالت هنگامی رخ می‌دهد که تولید ژنراتور بیشتر بار باقیمانده بعد از قطع شبکه است که در این شرایط LOM به خودی خود یک معضل نیست. لذا بوسیله معیار نرخ تغییر ولتاژ، قطع شبکه هنگامی که امکان برهم خوردن تعادل توان در شبکه جدا شده وجود دارد، به راحتی قابل شناسایی است.



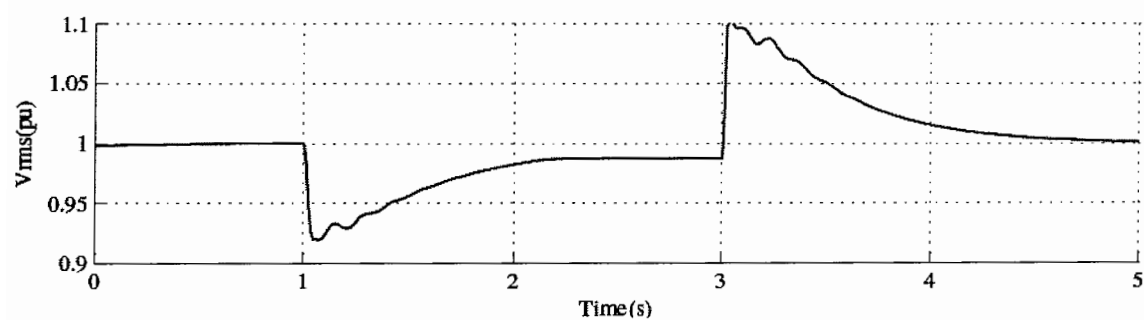
الف. بار ۰,۲۵ پریونیت



ب. بار ۰,۵ پریونیت

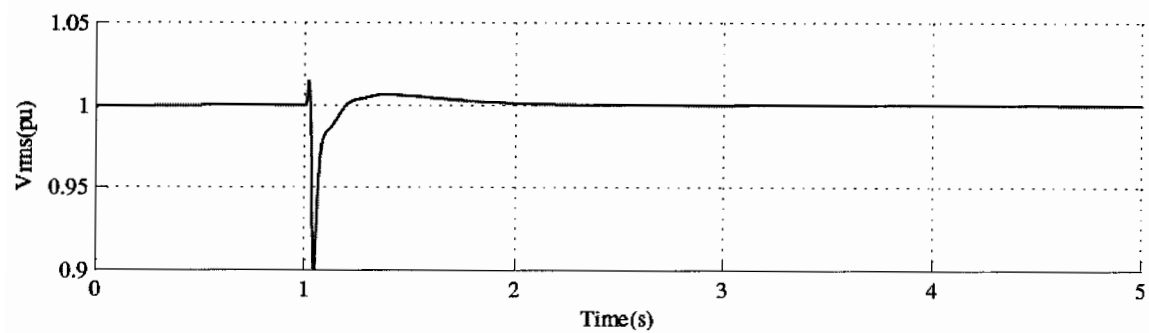


ج. بار ۱ پریونیت

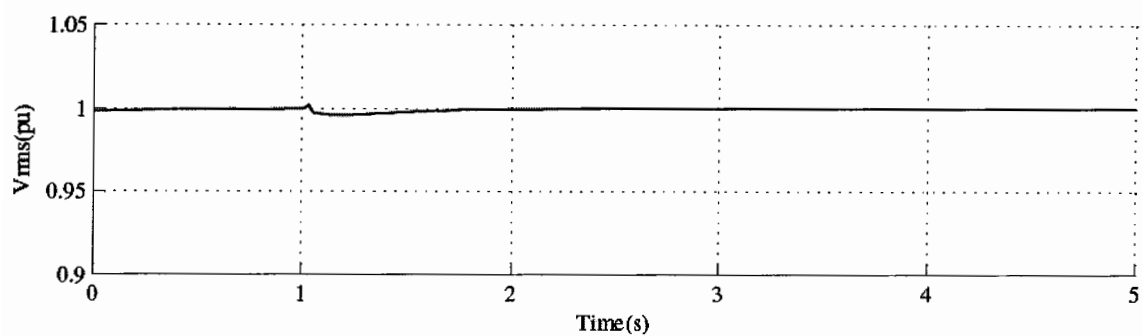


د. بار ۲ پریونیت

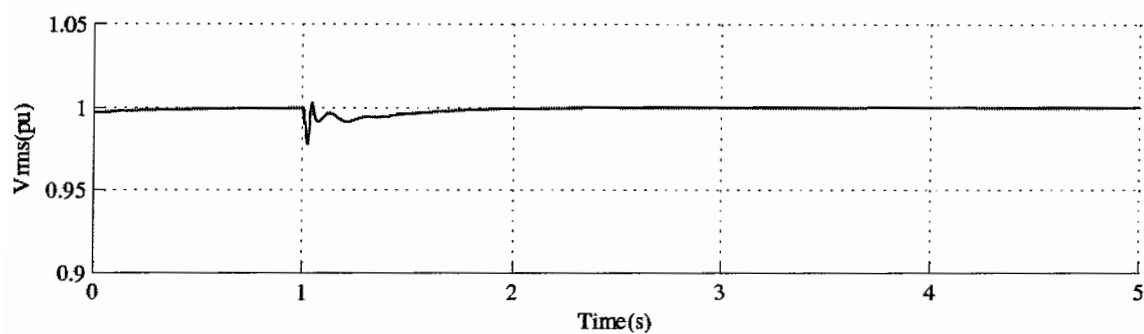
شکل ۶-۱۰. ولتاژ پس از تغییر بار در باس ۱



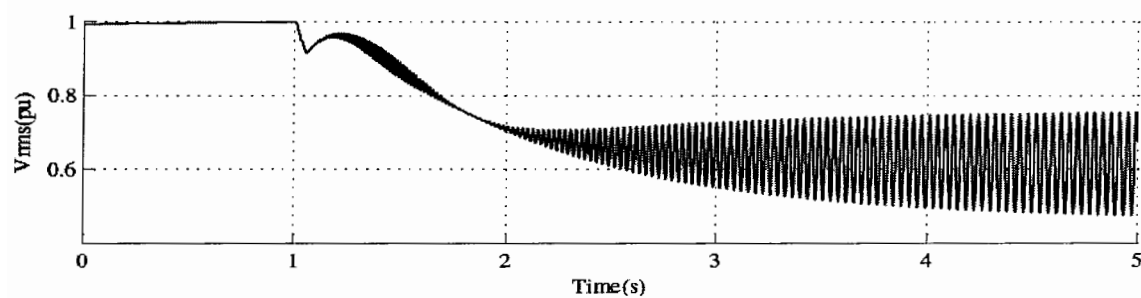
الف. بار ۰,۲۵ پریونیت



ب. بار ۰,۵ پریونیت

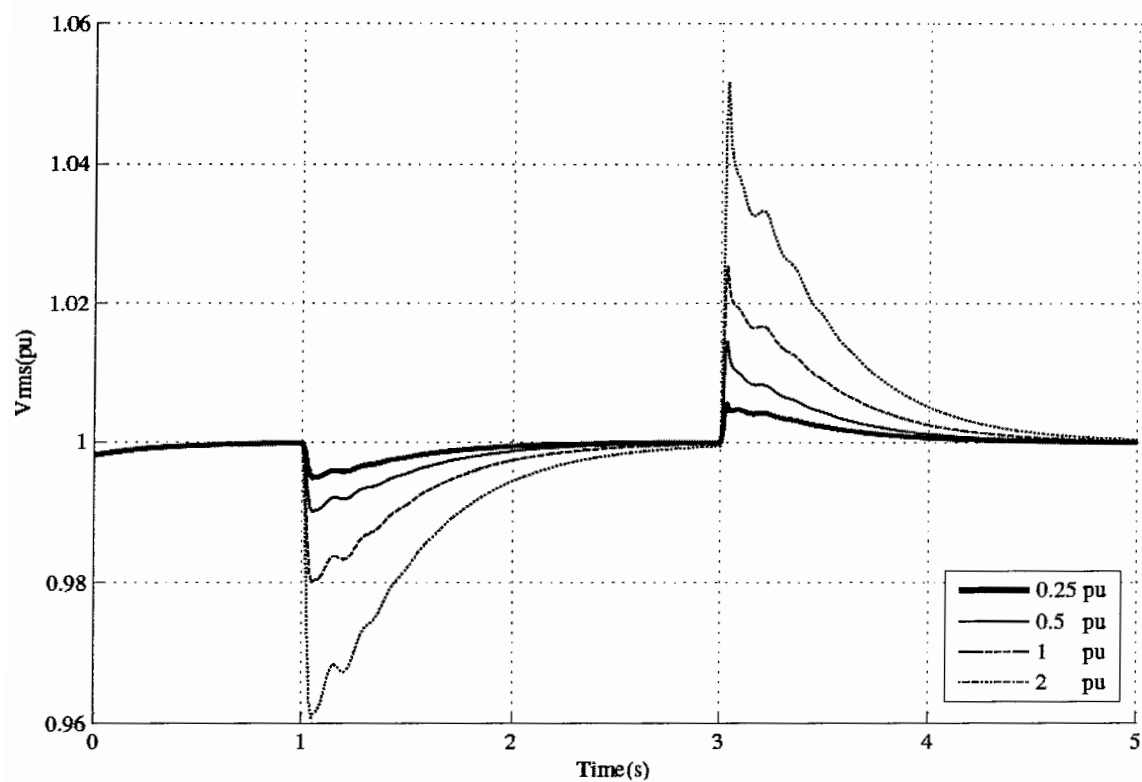


ج. بار ۱ پریونیت

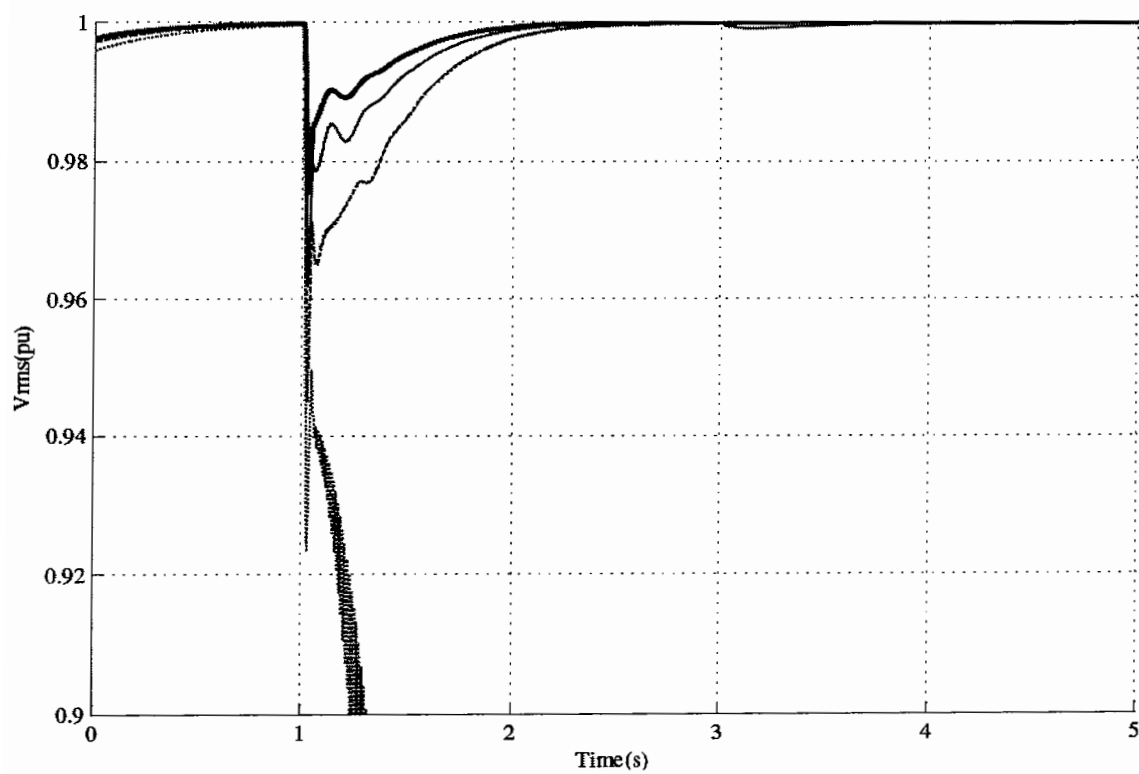


د. بار ۲ پریونیت

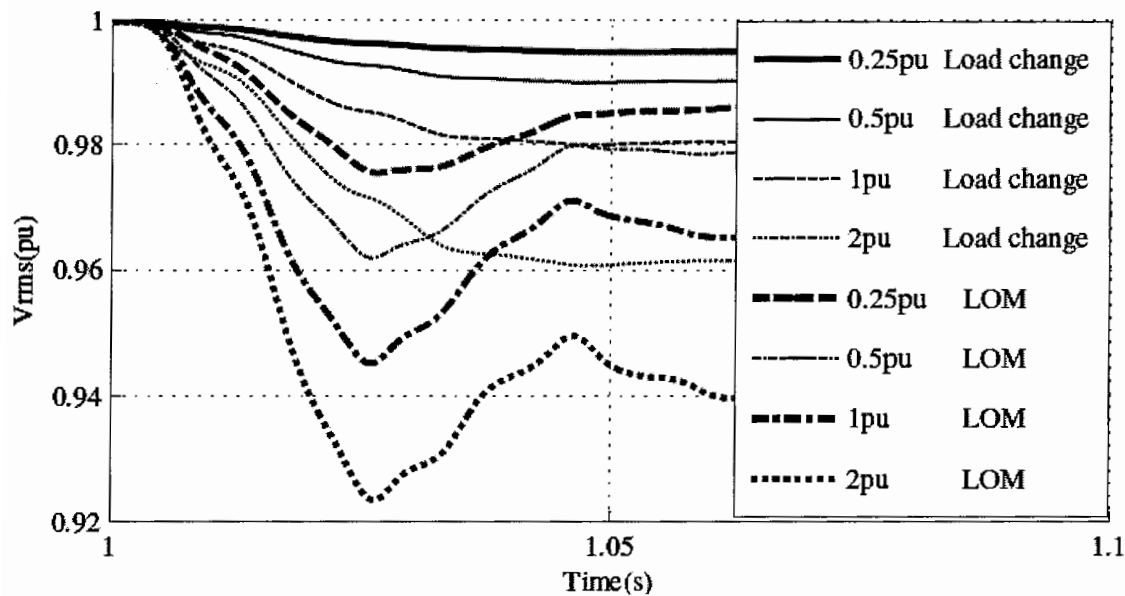
شکل ۶-۱۱. ولتاژ پس از قطع شبکه در باس ۱



شکل ۶-۱۲. ولتاژ پس از تغییر بار در باس ۲



شکل ۶-۱۳. ولتاژ پس از قطع شبکه در باس ۲

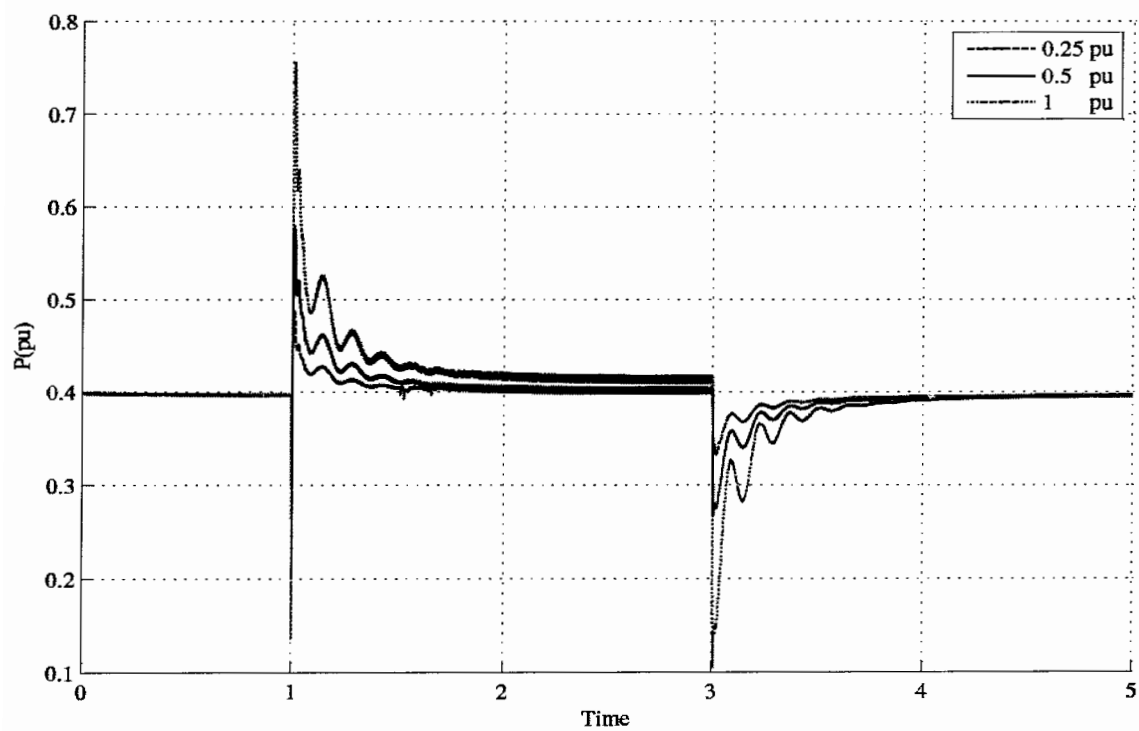


شکل ۶-۱۴. نرخ تغییر ولتاژ در باس ۲

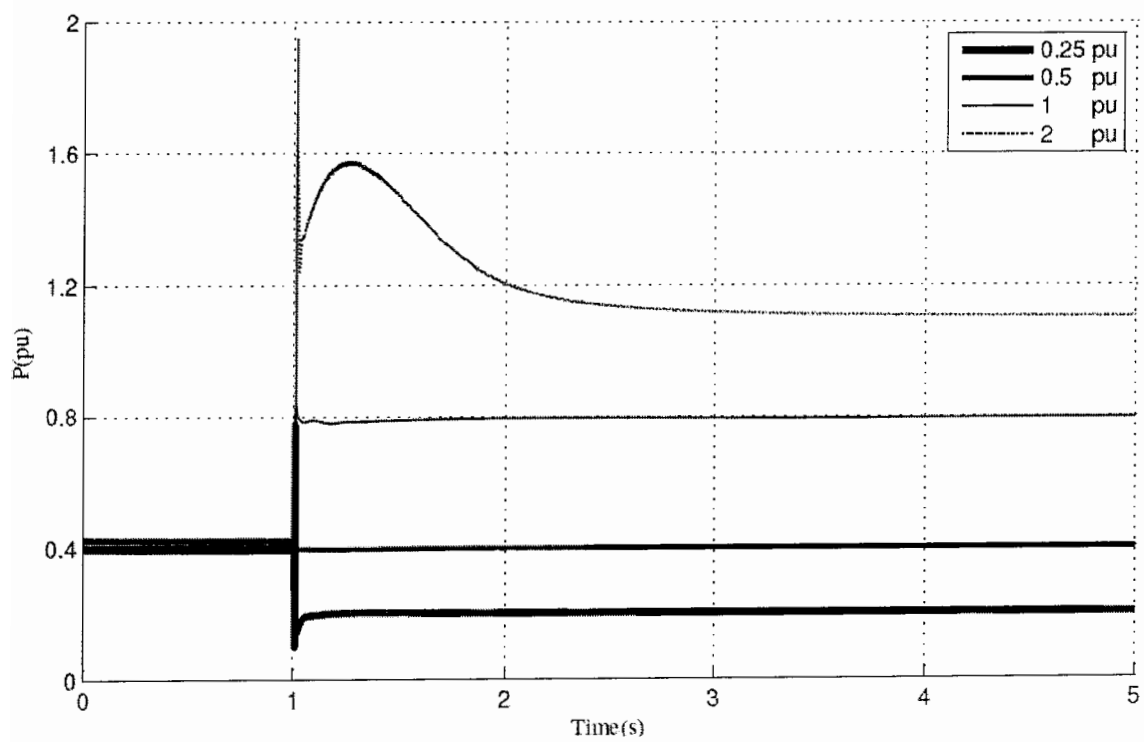
۴-۶ بررسی توان اکتیو

همانطور که تا کنون گفته شد، تعادل توان پس از وقوع LOM بین تولید ژنراتور و باری که بعد از قطع شبکه روی ژنراتور باقی مانده، در اکثر مشخصه‌های بررسی شده، مهم و حیاتی است. در مورد ژنراتورهایی که همانند ژنراتور مورد بحث ما دارای سیستم کنترل توان اکتیو می‌باشند، هنگامی که ژنراتور به شبکه وصل است، نوسانات بار روی توان اکتیو خروجی ژنراتور تاثیری ندارد (شکل ۶-۱۵). با تغییر بار و پس از مدت زمان گذرا، توان اکتیو خروجی ژنراتور به مقدار از پیش تنظیم شده بازگشته و کمبود توان اکتیو بار از شبکه گرفته شده و یا مازاد آن به شبکه ارسال می‌شود (شکل ۶-۱۷). هنگامی که شبکه قطع شود، ژنراتور توان اکتیو بار را تامین می‌کند، لذا توان اکتیو خروجی پس از LOM، در صورتی که ژنراتور توان تامین بار را داشته باشد، معادل توان اکتیو مصرفی بار است (شکل ۶-۱۶ و ۶-۱۸)، در غیر اینصورت ژنراتور قادر به تامین بار نبوده و باید قطع گردد. لذا برای اطمینان از صحت عملکرد ژنراتور، می‌توان برای آن محدودیت در ارسال توان به شبکه قرار داد.

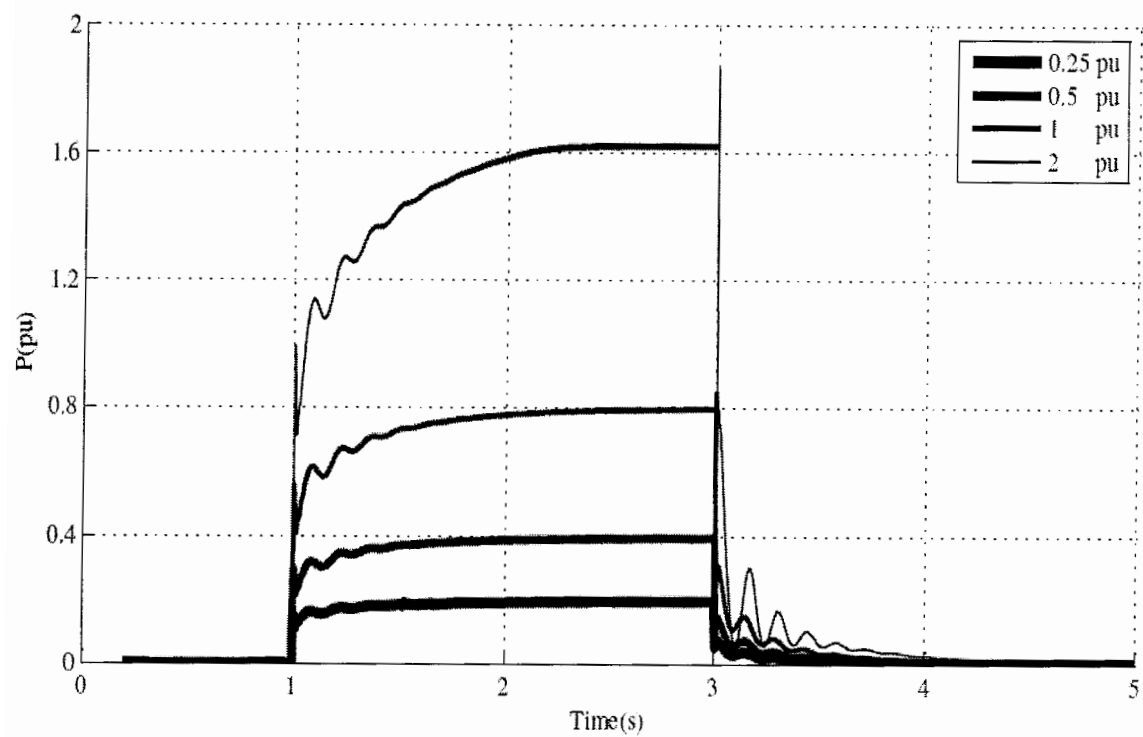
بنابراین در هر نقطه از شبکه که LOM رخ دهد، ژنراتور سعی در برقراری تعادل توان دارد و توان اکتیو بار را تا آنجا که سیستم‌های کنترلی ژنراتور اجازه دهند، تامین خواهد کرد. لذا مشاهده توان خروجی ژنراتور یکی از مطمئن‌ترین راههای تشخیص قطع شبکه است.



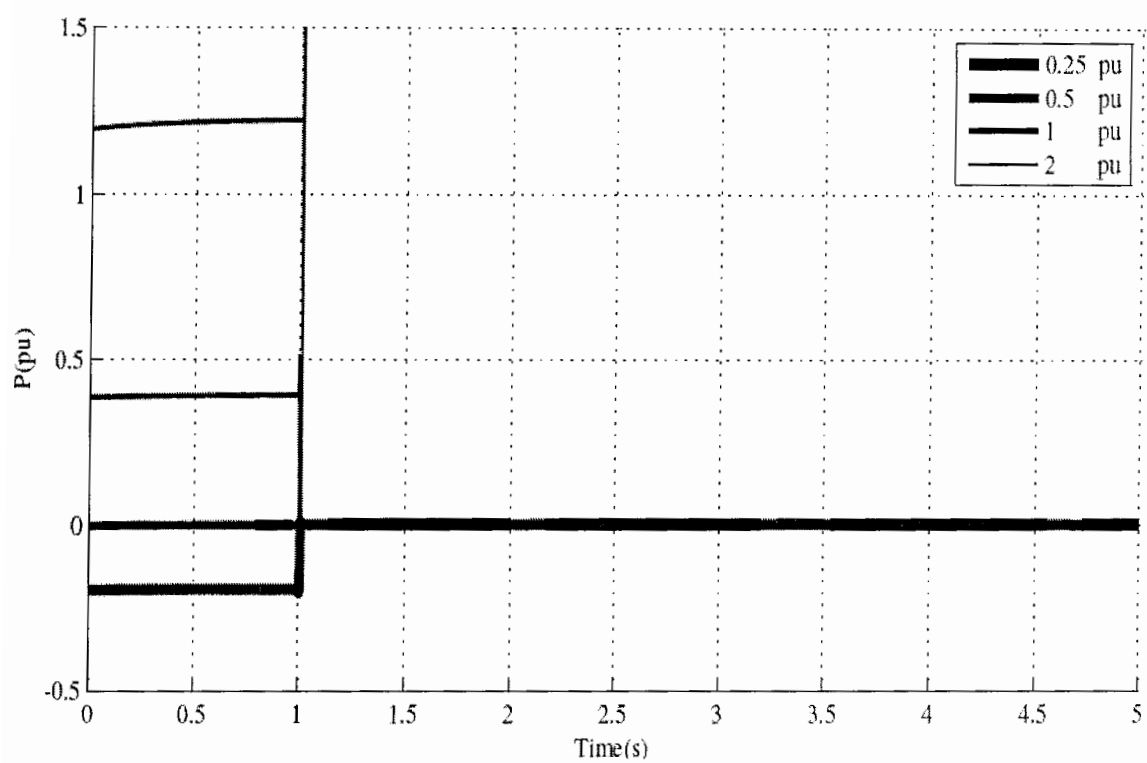
شکل ۶-۱۵. توان پس از تغییرات بار در باس ۱



شکل ۶-۱۶. توان پس از قطع شبکه در باس ۱



شکل ۶-۱۷. توان ورودی از شبکه به بار محلی پس از تغییر بار

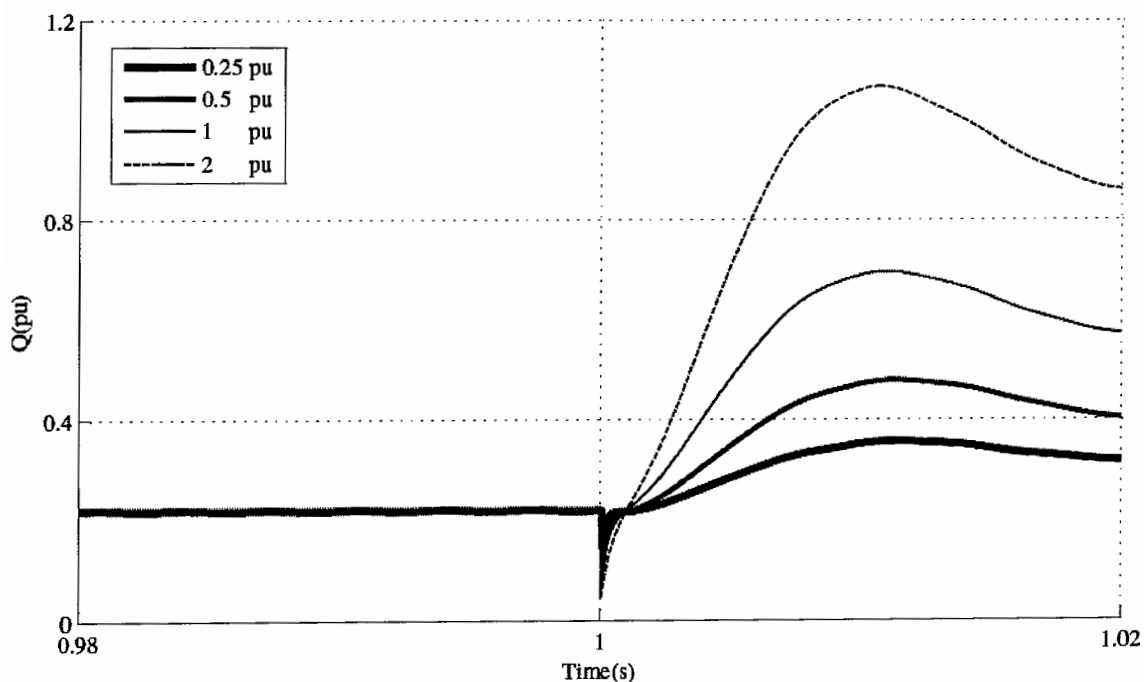


شکل ۶-۱۸. توان ورودی از شبکه به بار محلی پس از LOM

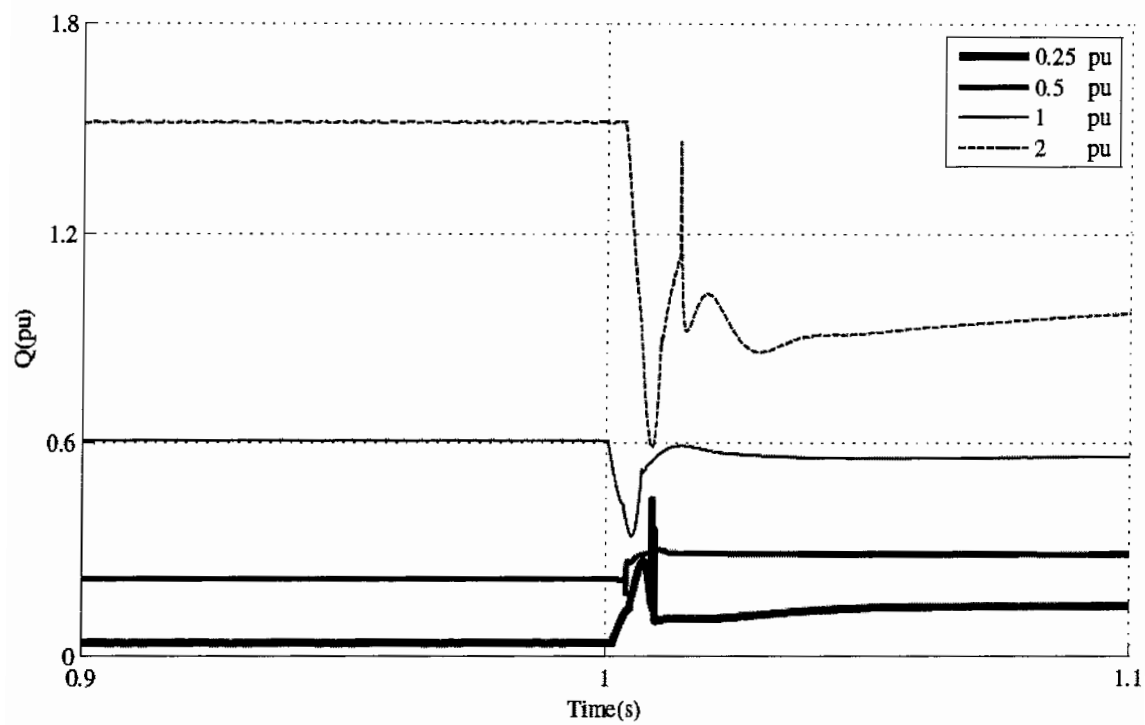
۵-۶ بررسی توان راکتیو

مانند توان اکتیو مباحث مشابهی را می‌توان برای توان راکتیو مطرح نمود، با این تفاوت که توان راکتیو تولیدی ژنراتور مورد بحث در کنترل ما نیست. هنگامی که ژنراتور به شبکه وصل است، بار متصل به آن توان راکتیو مورد نیاز خود را از ژنراتور می‌گیرد. در صورتی که توان راکتیو تولیدی ژنراتور نیاز بار را برطرف نکند، کمبود آن از شبکه گرفته می‌شود و اگر تولید مازاد بر مصرف باشد، اضافه آن به شبکه ریخته می‌شود. لذا هنگام وقوع نوسانات بار و همچنین قطع شبکه، در صورت امکان، توان راکتیو توسط ژنراتور تامین می‌شود، در غیر اینصورت باید از شبکه تامین گردد.

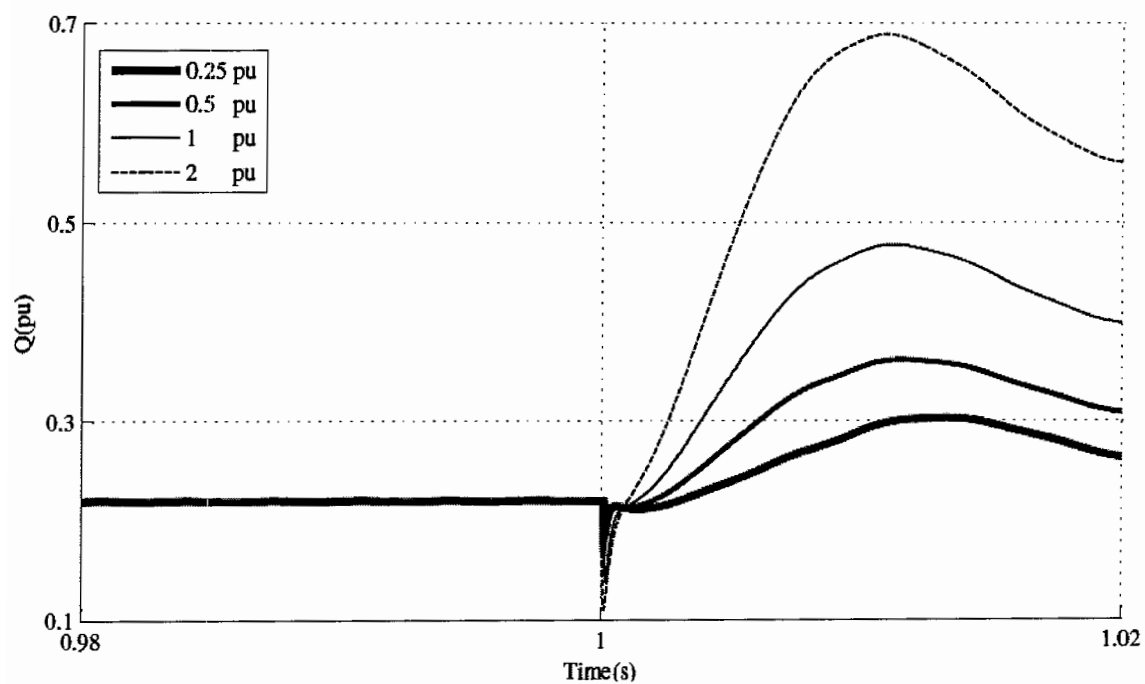
نکته قابل توجهی که در شکل‌های توان راکتیو خروجی ژنراتور مشاهده می‌کنیم، تفاوت معنی‌دار آنها در لحظه سوئیچ بار و قطع شبکه است. هنگام قطع شبکه تغییرات توان راکتیو بسیار ملایم‌تر از تغییرات آن هنگام سوئیچینگ بار است، در واقع شیب منحنی توان راکتیو هنگام تغییرات بار بسیار شدید و بی‌نهایت است. شکل‌های ۶-۱۹ و ۶-۲۰ نشان‌دهنده این دو وضعیت در باس شماره ۱ و شکل‌های ۶-۲۱ و ۶-۲۲ در باس ۲ هستند، که همگی موید این نکته می‌باشند.



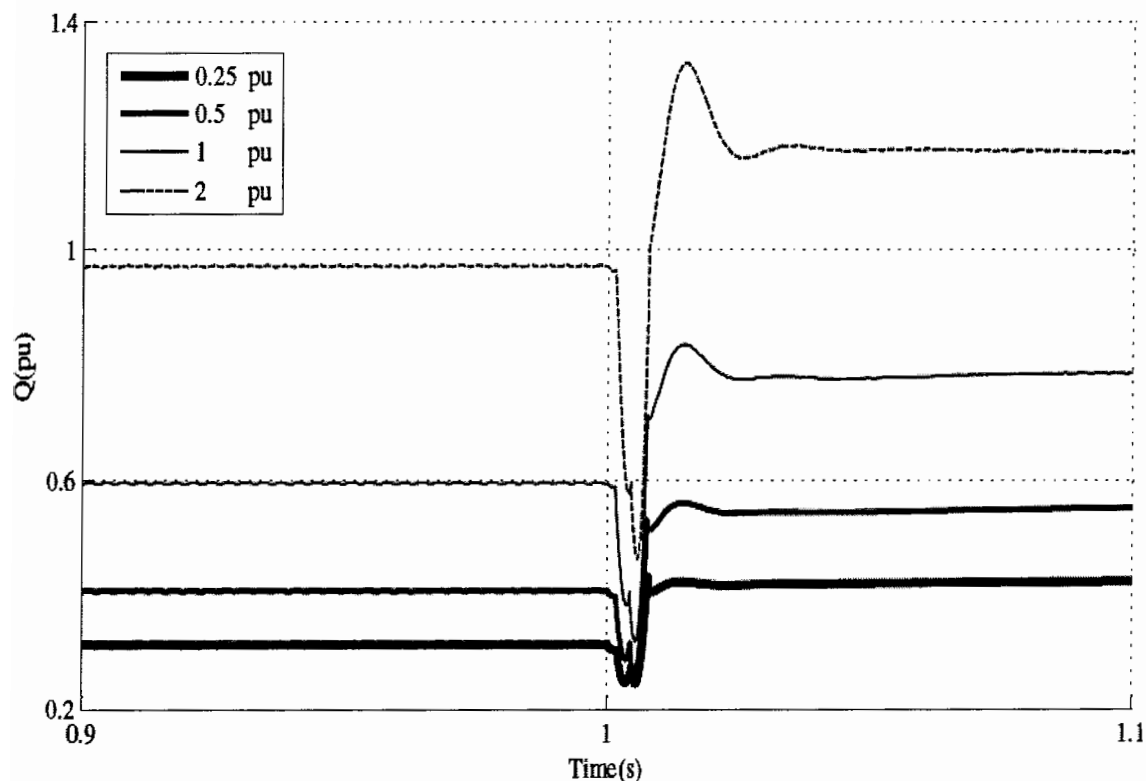
شکل ۶-۱۹. تغییر لحظه‌ای توان راکتیو پس از تغییر بار در باس ۱



شکل ۶-۲۰. تغییر لحظه‌ای توان راکتیو پس از قطع شبکه در باس ۱



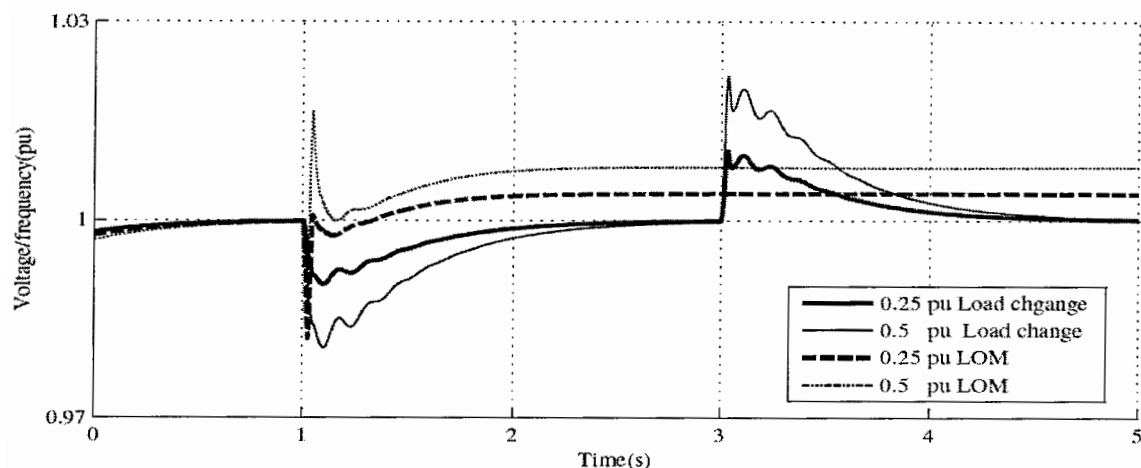
شکل ۶-۲۱. تغییر لحظه‌ای توان راکتیو پس از تغییر بار در باس ۲



شکل ۶-۲۲. تغییر لحظه‌ای توان راکتیو پس از قطع شبکه در باس ۱

۶-۶ روش ترکیبی پیشنهادی

گاهی می‌توان با ترکیبی از معیارها یا روشهای بررسی شده، به شاخص مطمئن‌تری برای تشخیص دست یافت. بعنوان مثال ولتاژ و فرکانس هر دو پس از تغییر بار و قطع شبکه، دستخوش تغییراتی می‌شوند که از نسبت این دو می‌توان معیار مناسب‌تری برای آشکارسازی قطع شبکه بدست آورد. شکل ۶-۲۳ نشان‌دهنده مشخصه ولتاژ بر فرکانس است که بطور مشخص فرق بین تغییر بار و قطع شبکه را نشان می‌دهد. این نسبت در حالت تغییر بار، با توجه به وصل بودن شبکه در انتها به یک می‌رسد و در حالت قطع شبکه با توجه به کارکرد کنترل‌کننده‌های ولتاژ و فرکانس بیشتر از یک خواهد بود. چرا که پس از قطع شبکه، سرعت افت کرده و ولتاژ توسط تنظیم کننده ۱ می‌شود.



شکل ۶-۲۳. نسبت ولتاژ به فرکانس

بطور کلی هنگامی که پس از قطع شبکه، بار بزرگتر از تولید ژنراتور است، روشهای نرخ تغییر ولتاژ و فرکانس به وضوح، وقوع LOM را مشخص می کنند و در شرایط مختلف آزمایش شده مقادیر آنها از زمانی که بارهای مختلف سوئیچ می شود بزرگتر است. هنگامی که پس از قطع شبکه تولید از بار ژنراتور بیشتر باشد، در واقع آن را تامین کرده و LOM، از نظر تامین بار، مشکلی ایجاد نمی کند. ضمن اینکه در این حالت، خطای حالت دائمی فرکانس نشان دهنده قطع شبکه است. در نهایت تغییرات لحظه ای توان راکتیو در هر دو حالت فوق معیار واضحی را برای تشخیص معرفی می کند.

فصل هفتم

نتیجه گیری و پیشنهادات

نتیجه‌گیری و پیشنهادات

همانگونه که در بخشهای مختلف بیان گردید، هدف از انجام این‌پایان نامه بررسی عملکرد ژنراتورهای جاسازی شده در شبکه توزیع و عواقب بکارگیری آنها، خصوصاً از نظر جنبه‌های حفاظتی است. در این پایان‌نامه مرور کوتاهی بر روش‌های تشخیص وجود یا عدم وجود اتصال میان ژنراتور و شبکه توزیع سراسری صورت گرفته و مزایا و معایب هر کدام ذکر گردید. در نهایت با انتخاب یک شبکه و ژنراتور نمونه و ایجاد شرایط مختلف، با انجام شبیه‌سازی، بعضی از روشها مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. در این فصل یک نتیجه‌گیری کلی از شبیه‌سازی انجام‌شده ارائه می‌گردد و سپس پیشنهاداتی برای بهبود و ادامه این کار ارائه می‌شود.

۷-۱ نتیجه‌گیری

استفاده از روشهای فرکانس برای تشخیص قطع شبکه سراسری یا LOM از رایج‌ترین و عملی‌ترین راههای مورد استفاده است، که با استفاده از رله‌های فرکانسی صورت می‌پذیرد. عیب اصلی این روش عدم امکان آشکارسازی صحیح در مواقعی است که دیگر مشکلات پیش آمده در شبکه از جمله نوسانات بار که مورد بررسی قرار گرفت، تاثیر زیادی بر روی فرکانس سیستم دارند. یعنی یافتن یک معیار مشخص و دقیق برای فرکانس و یا نرخ تغییر فرکانس که بصورت عمومی و تحت هر شرایطی کاربردی و قابل استفاده باشد، دشوار است و لذا باتغییر شرایط از شبکه‌ای به شبکه دیگر ممکن است متفاوت باشد.

مهمترین شاخصه‌ای که طی بررسی بعمل آمده می‌تواند مورد توجه قرار گیرد، توان و تعادل آن در شبکه است. در مورد توان نیز باید در نظر داشت، نوع ژنراتور و سیستم‌های کنترلی آن در آشکارسازی تاثیرگذار است. ژنراتورهایی که دارای سیستم‌های کنترل توان و فرکانس هستند، کار ساده‌تری را پیش روی ما می‌گذارند، چرا که با تنظیم توان خروجی آنها می‌توان روی تغییرات توان

تحلیل و بررسی دقیق‌تری بعمل آورد. شاخصه توان اکتیو تولیدی ژنراتور بر روی عوامل دیگر از جمله تغییرات فرکانس نیز موثر است.

ولتاژ ترمینال ژنراتور هم بعد از قطع شدن شبکه تغییرات متفاوتی از شرایط نوسان بار ایجاد می‌کند. بویژه بررسی شیب مشخصه ولتاژ نشان داد که با تقریب خوبی می‌توان تشخیص درستی انجام داد و لذا ولتاژ و یا عبارت دقیق‌تر نرخ تغییرات ولتاژ نیز، معیار خوبی برای تشخیص است. تغییرات لحظه‌ای توان راکتیو در تغییر بار و قطع شبکه کاملاً متفاوت است و می‌تواند معیار خوبی برای تشخیص در هر شرایطی باشد.

۲-۷ پیشنهادات

با توجه به روشهای تشخیص LOM ارائه شده در فصل ۳، می‌توان برخی از تکنیک‌های اکتیو بویژه روش مشاهده امیدانس را بر روی مدل ارائه شده در این پایان‌نامه بکار گرفت. قابلیت اطمینان بالا، مهمترین شاخصه روشهای اکتیو است.

مشابه بحثی که در رابطه با تنظیم توان اکتیو تولیدی ژنراتور صورت گرفت، علاوه بر تغییرات لحظه‌ای که به آن پرداخته شد، می‌توان با بررسی و کنترل توان راکتیو تولیدی ژنراتور، تاثیرات وقوع LOM و همچنین نوسانات بار را بر روی توان راکتیو خروجی ژنراتور، مشاهده و از آن برای یافتن راهکار مناسبی جهت آشکارسازی، بهره گرفت.

برخی از انواع تکنولوژی ژنراتورهای جاسازی شده

برخی از انواع تکنولوژیهای بکار رفته در ژنراتورهای جاسازی شده و پرکاربردترین آنها به شرح زیر است.

الف- ۱ تولید همزمان برق و حرارت

تولید همزمان برق و حرارت یا CHP یکی از شکلهای رایج تولید جاسازی شده در برخی کشورها است. از CHP، اغلب بعنوان انعکاس تکنولوژی تولید همزمان انرژی برق و گرما در یک پروسه هم‌تولیدی نام برده می‌شود. نیروگاههای CHP بیشتر در سایت‌های صنعتی جای می‌گیرند. برق تولیدشده، در خود نیروگاه مصرف می‌شود و هر مقدار مازاد و یا کسری آن به شبکه توزیع محلی فروخته و یا از آن خریداری می‌شود. حرارت تولیدی ممکن است برای مصارف صنعتی در محل یا گرمای محیطی سایت مورد استفاده قرار گیرد و یا به یک طرح گرمایی محلی، انتقال یابد. طرحهای سوخت واحد CHP منحصراً و یا با ترکیبی از گاز و ذغال سنگ و دیگر سوخت‌های زیستی است. مکان نیروگاه CHP جاسازی شده، بوسیله محل تقاضای حرارت تعریف می‌شود. طرحهای CHP بصورت قراردادی، برای مواجهه با نیازمندیهای برق و گرمای خود سایت و یا طرح گرمایی یک ناحیه معلوم، طراحی می‌شوند. مشوق‌های سیاسی و اقتصادی باید اجازه دهند تا نیروگاههای CHP قادر به تامین برق و سرویسهای فرعی وابسته در شبکه‌های توزیع و انتقالی که به آنها متصل هستند، باشند. بازده CHP ها به بالای ۸۰ درصد می‌رسد. این نرخ بازده بالا، مشارکت در یک جریان کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای ناشی از واحدهای سوخت فسیلی متداول و سنتی را به دنبال دارد.

الف-۲ سلولهای سوختی (پیل)

یک سلول سوختی انرژی شیمیایی منابع سوختی را به انرژی برق تبدیل می‌کند. اگرچه سلولهای سوختی، اساساً در سال ۱۸۳۹ اختراع شدند، اما توسعه تکنولوژی آنها آهسته بوده و منابع اصلی سرمایه گذاری و تحقیقاتی آنها صنعت فضایی بوده است تا اینکه در سال ۱۹۶۰ این تکنولوژی توسط NASA بر روی فضاپیماهای آپولو نصب شد. اگرچه انواع مختلفی از پیل‌های سوختی، از ماده الکترولیتی متفاوتی استفاده می‌کنند، اما همه آنها بر یک اساس کار می‌کنند و هزینه بالایی دارند.

شرکت‌های بزرگی در حال توسعه تکنولوژی‌های مختلف پیل‌های سوختی و تجاری‌سازی آنها می‌باشند. آنها نسبت به واحدهای تولیدی سوخت فسیلی سنتی، از نظر انتشار گازهای گلخانه‌ای، تکنولوژی پاک به حساب می‌آیند. منابع سوختی ذخیره آنها شامل گازهای طبیعی، بیوماس و هیدروژن است. محدوده کاری آنها ۵ کیلووات تا ۱ مگاوات در هر واحد است و برای تولید جاسازی شده و تولید توزیع شده مناسب هستند. آنها اجازه می‌دهند، تولید در نزدیکی تقاضا انجام شود و می‌توانند در بازده و ظرفیت بالا بطور ماندگار کار کنند.

الف-۳ باد

استفاده از انرژی باد موضوع جدیدی نیست. اسنادی اشاره به این دارد که بیش از ۲۰۰۰ سال قبل، استفاده از توان باد برای طرح‌های آبیاری و پمپاژ آب در چین معمول بوده است. گرچه تا سال ۱۹۷۰ کار بر روی توسعه انرژی باد برای مشارکت در تولید حجم زیاد برق برای اتصال به شبکه‌های توزیع شروع نشده بود. باد در اثر گرم شدن حرارتی زمین بوسیله خورشید بوجود می‌آید و دارای یک الگوی جهانی نیمه پیوسته است. تغییرات باد ساعتی، روزانه و فصلی است و بطور قابل ملاحظه‌ای متاثر از هوا و توپوگرافی زمین است. بیشتر منابع باد در نواحی ساحلی و یا نزدیک ساحل و کوهستان واقع شده، اما منابع قابل توجهی نیز در دشتهای وجود دارند. تخمین جهانی انرژی باد بصورتیکه قابل دستیابی و بهره برداری باشد نشان می‌دهد که حداکثر استعداد فنی قابل برداشت از آن در حدود دو برابر تولید فعلی کل برق در دنیا است. در سالهای اخیر بازار توربینهای بادی در اروپا رشد سالانه ۴۰ درصدی داشته است. هزینه سیستم‌های نصب شده در دهه گذشته بطور چشم‌گیری کاهش داشته و

در بسیاری نواحی، این انرژی با منابع انرژی سنتی رقابت می‌کند. تکنولوژی توربین بادی در بیست سال گذشته از توسعه و پیشرفت قابل توجهی برخوردار بوده و اندازه آنها در حال افزایش است.

الف-۴ توان برق آبی

پر استفاده‌ترین منبع از انرژی‌های تجدیدپذیر در دنیا که سهم زیادی در تولید برق از منابع تجدیدپذیر دارد و بیش از ۱۰۰ سال است که مورد استفاده قرار می‌گیرند، انرژی برق آبی می‌باشد. در نروژ ۱۰۰ درصد برق مصرفی را از این نیروگاهها بدست می‌آورند. در حال حاضر حدود ۶ درصد از کل تولید دنیا را بعهده دارند. تسهیلات آبی کوچک اثرات زیست‌محیطی کمتری از پروژه‌های بزرگ دارند و می‌توانند باعث ایجاد وضعیت‌های مفید برای کشاورزی و منابع آب نیز شوند. این نیروگاهها در مقیاس کوچک برای تولید زیر ۵ مگاوات مورد استفاده قرار می‌گیرند.

الف-۵ انرژی خورشیدی

سیستم فتوولتائیک خورشیدی، تشعشعات خورشید را به برق تبدیل می‌کند. انرژی خورشید بصورت تابش به زمین می‌رسد و مقدار این تابش به مراتب بیش از نیاز بشر است. هزینه این نوع تولید بالا بوده اما تحقیق و توسعه این صنعت و افزایش تولید باعث شده که طی ۲۰ سال اخیر هزینه‌های آن تا ۵ برابر کاهش یابد و پیشرفت‌های حیرت‌آوری در زمینه توجیه اقتصادی این انرژی، انجام گرفته و افزایش تولید آن رشد سالانه ۳۲ درصدی داشته است. از نظر زیست‌محیطی بی‌خطر است. شماری محدودیت‌های اقتصادی و بنیادی وجود دارند که برای استفاده وسیع از این انرژی می‌بایستی رفع شوند، اما با پشتیبانی کافی سهم این منبع انرژی در طول دهه‌های آتی، ابعاد قابل توجهی خواهد یافت.

الف-۶ انرژی بیوماس

بیوماس، مواد زیستی مثل درختان، گیاهان و محصولات کشاورزی مختص سوخت، پسماندهای کشاورزی و جنگلداری و فرآوری صنایع غذایی و چوبی، فضولات جامد شهری، فاضلاب و گیاهان آبی هستند که می‌توانند بعنوان سوخت برای تولید انرژی مورد استفاده قرار گیرند. در واقع

بیوماس شامل محصولاتی می شوند که از عمل فتوسنتز بدست می آیند و اصولاً ذخیره شیمیایی انرژی خورشیدی است. این انرژی در سراسر جهان توزیع شده و در هر کشوری به شکلی در دسترس است. همچنین بیوماس می تواند با ذغال سنگ در نیروگاههای متداول امروزی استفاده شود.

الف-۷ انرژی دریا

انرژی دریا شامل چند پدیده کم‌شدت و گوناگون می‌شود که برای اهداف مفید قابل بهره‌برداری است. این پدیده‌ها عبارتند از اختلاف دما، موج و جزر و مد دریا. تمام تکنولوژی‌هایی که برای بهره‌برداری از انرژی دریایی وجود دارند، خیلی ابتدایی هستند. جزر و مد از دیگر انرژی‌های دریایی پیشرفته‌تر است، زیرا از سدها و توربین‌هایی که مشابه نیروگاههای برق آبی کم ارتفاع هستند، استفاده می نماید. انتظار می‌رود سیستم های انرژی دریایی هزینه سرمایه گذاری اولیه زیادی داشته باشند و باید در دراز مدت با قابلیت اطمینان زیاد و در شرایط محیطی سخت، بخوبی عمل نمایند.

جدول الف-۱ اندازه نمونه برخی از ژنراتورهای جاسازی شده

تکنولوژی تولید	میزان تولید ژنراتور
Internal Combustion Engine	5 kW – 10 MW
Combustion Turbine	1 – 250 MW
Micro Turbine	35 kW – 1 MW
Small Hydro	1 – 100 MW
Micro Hydro	25 kW – 1 MW
Wind Turbine	200 W – 3 MW
Photovoltaic	20 W – 100 kW
Solar Thermal, Central Receiver	1 – 10 MW
Solar Thermal, Lutz System	10 -80 MW
Biomass Gasification	100 kW -20 MW
Fule Cells, PhosAcid	200 kW -2 MW
Fule Cells, Molten Carbonat	250 kW -2 MW
Fule Cells, Proton Exchange	1 – 250 kW
Fule Cells, Solid Oxide	250 kW -5 MW
Geothermal	5 – 100 MW
Ocean Energy	100 kW – 1 MW
Stirling Engine	2 – 10 kW
Battery Storage	500 kW – 5 MW

پارامترهای سیستم شبیه سازی

ب-۱ پارامترهای مدل ژنراتور

L_{ff} و L_{cc} , L_{bb} , L_{aa} اندوکتانسهای خودی سیم پیچ فازهای استاتور و تحریک به صورت زیر بیان

می شود.

$$\begin{aligned} L_{aa} = & (1.31137837 \times 10^{-2}) \\ & + (0.0050095737) \cos(4\theta - 2.61799383) \\ & + (1.21262422 \times 10^{-4}) \cos(8\theta + 1.047204472) \\ & + (3.53962868 \times 10^{-5}) \cos(12\theta - 1.57077744) \\ & + (1.19904604 \times 10^{-5}) \cos(16\theta + 2.0944743) \\ & + (5.84624347 \times 10^{-6}) \cos(20\theta + 2.61788131) \\ & + (3.57955425 \times 10^{-6}) \cos(24\theta - 3.14145820) \\ & + (8.38259564 \times 10^{-6}) \cos(28\theta + 0.52362938) \end{aligned}$$

$$L_{bb} = L_{aa} \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right)$$

$$L_{cc} = L_{aa} \left(\theta - \frac{8\pi}{3} \right)$$

L_{fc} , L_{fb} , L_{fa} اندوکتانسهای متقابل بین سیم پیچی تحریک و فازهای استاتور می باشند.

$$\begin{aligned} L_{fa} = & (0.200753095) \cos(2\theta + 1.83259581) \\ & + (2.45237 \times 10^{-8}) \cos(6\theta + 0.204237984) \\ & + (0.000697599) \cos(10\theta + 2.879827959) \\ & + (0.000249698) \cos(14\theta - 2.8798369) \end{aligned}$$

$$L_{fb} = L_{fa} \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right)$$

$$L_{fc} = L_{fa} \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right)$$

L_{ab} , L_{bc} و L_{ac} اندوکتانس‌های متقابل بین فازهای استاتور می باشند.

$$\begin{aligned} L_{ab} = & (-6.51601136 \times 10^{-3}) \\ & + (0.005770421) \cos(4\theta + 1.63704569) \\ & + (1.11941105 \times 10^{-4}) \cos(8\theta - 1.095897511) \\ & + (3.12355783 \times 10^{-5}) \cos(12\theta + 0.6026278) \\ & + (3.29090539 \times 10^{-5}) \cos(16\theta + 0.339920335) \\ & + (1.54135268 \times 10^{-5}) \cos(20\theta - 1.90334556) \\ & + (4.78508636 \times 10^{-6}) \cos(24\theta + 1.186959968) \\ & + (2.38942623 \times 10^{-5}) \cos(28\theta - 1.22370229) \end{aligned}$$

$$L_{bc} = L_{ab} \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right)$$

$$L_{ac} = L_{ab} \left(\theta - \frac{8\pi}{3} \right)$$

$$L_{fl} = 1H$$

$$L_s = 0.002H$$

$$L_{ff} = 2.086471H$$

$$R_a = R_b = R_c = 0.199\Omega$$

$$r_f = 3.7\Omega$$

L_{fl} اندوکتانس سیستم تحریک، L_s اندوکتانس پراکندگی ماشین، R_a ، R_b و R_c مقاومت الکتریکی

هر سیم‌پیچ در هر فاز استاتور، r_f مقاومت مدار تحریک، r_{la} ، r_{lb} ، r_{lc} ، L_{la} ، L_{lb} و L_{lc} به ترتیب مقاومت و اندوکتانس سه فاز بار مورد نظر است.

ب-۲ پارامترهای مدل AVR

$$V_{ref}=1$$

$$a=0.046$$

$$b=4.8$$

$$\begin{aligned}
c &= 0.345 \\
d &= 0.0067 \\
e &= 13 \\
K_1 &= -K_2 = 5.1 \\
K_3 &= 5.1 \\
K_E &= 0.1
\end{aligned}$$

ب-۳ پارامترهای مدل گاورنر

$$\begin{aligned}
T_T &= 0.02 \\
T_g &= 0.004 \\
J &= 1 \\
D &= 0.01 \\
R &= 0.05
\end{aligned}$$

ب-۴ بار

برای آزمایش شرایط مختلف روی سیستم، مقادیر بار برای ایجاد وضعیت‌های بحرانی تغییرات بار به شکل زیر در نظر گرفته می‌شوند. بعنوان مثال برای بار ۱ پریونیت و ضریب توان ۰.۸، پس‌فاز می‌توان نوشت :

$$s = 1 \Rightarrow I = 1 \text{ pu} \Rightarrow Z = \frac{V}{I} = \frac{1}{1} = 1 \text{ pu} = R_1 + jX_1 = 0.8 + j0.6$$

$$R_1 = 0.8 \text{ pu}, L_1 = \frac{X_1}{2\pi\pi} = 0.0019 \text{ pu}$$

برای سایر بارها به ترتیب فوق عمل می‌کنیم.

$$S = 0.5 \text{ pu} \Rightarrow Z = 0.4 + j0.3$$

$$S = 2 \text{ pu} \Rightarrow Z = 1.6 + j1.2$$

از آنجا که در شبیه سازی بوسیله قطع کننده سلف و مقاومت سری را قطع و وصل می‌کنیم، مشکلات ناشی از جریان سلف در اجرای شبیه سازی اختلالاتی ایجاد می‌کند که برای رفع این مشکل

سلف را با یک مقاومت موازی کرده و سپس آنها را بصورت سری با یک مقاومت استفاده می‌کنیم. لذا برای بار ۱ پریونیتی مقادیر به صورت زیر خواهد بود.

$$R1=0.6 \text{ pu}$$

$$R=2 \text{ pu} , X=0.667 \text{ pu}$$

ب-۵ مقادیر مبنای پریونیت

با مبنا قراردادن توان و ولتاژ موثر نامی ژنراتور، سایر پارامترها از قبیل جریان، مقاومت‌ها و اندوکتانس‌ها را به پریونیت تبدیل می‌کنیم.

$$I_{\text{base}} = \frac{S_{\text{base}}}{3 * V_{\text{base}}}$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{V_{\text{base}}}{I_{\text{base}}}$$

$$\lambda_{\text{base}} = V_{\text{base}}$$

$$P_{\text{base}}=31500 \text{ w}$$

$$V_{\text{base}}=240 \text{ v}$$

$$I_{\text{base}}=43.75 \text{ A}$$

$$Z_{\text{base}}=5.4 \text{ } \Omega$$

با توجه به ماتریس اندوکتانس ژنراتور و با در نظر گرفتن مقادیر مبنای K_1, K_2, K_3 و K_4 ، می‌توان متغیرهای سیستم را بصورت پریونیت تبدیل کرد.

برای یکسان‌سازی حدود تغییرات مقادیر مختلف در پارامترهای ژنراتور و سیستم تحریک، مبنای پریونیت را در ژنراتور و سیستم تحریک بصورت مجزا در نظر می‌گیریم. این کار باعث می‌شود گستره تغییر پارامترها نزدیک به هم بوده و انجام محاسبات شبیه‌سازی توسط نرم‌افزار تسهیل شود. به این منظور تغییر متغیرهای زیر را در ماتریس اندوکتانس سیستم اعمال می‌کنیم.

$$\begin{bmatrix} \frac{\lambda_f}{K_2} \\ \frac{\lambda_a}{K_1} \\ \frac{\lambda_b}{K_1} \\ \frac{\lambda_c}{K_1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{L_{ff}}{K_2} & \frac{L_{fa}}{K_2} & \frac{L_{fb}}{K_2} & \frac{L_{fc}}{K_2} \\ \frac{L_{af}}{K_1} & \frac{L_{aa}}{K_1} & \frac{L_{ab}}{K_1} & \frac{L_{ac}}{K_1} \\ \frac{L_{bf}}{K_1} & \frac{L_{ba}}{K_1} & \frac{L_{bb}}{K_1} & \frac{L_{bc}}{K_1} \\ \frac{L_{cf}}{K_1} & \frac{L_{ca}}{K_1} & \frac{L_{cb}}{K_1} & \frac{L_{cc}}{K_1} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \frac{K_3 i_f}{K_2} \\ \frac{K_4 i_a}{K_1} \\ \frac{K_4 i_b}{K_1} \\ \frac{K_4 i_c}{K_1} \end{bmatrix}$$

در رابطه فوق ضرایب K_1, K_2, K_3 و K_4 را می‌توان بعنوان مقادیر مبنای ولتاژ فازهای استاتور،

ولتاژ تحریک، جریان تحریک و جریان استاتور در نظر گرفت.

در نتیجه ماتریس اندوکتانس ماشین در مبنای واحد بصورت رابطه زیر در خواهد آمد.

$$\begin{bmatrix} \lambda'_f \\ \lambda'_a \\ \lambda'_b \\ \lambda'_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{K_3}{K_2} L_{ff} & \frac{K_4}{K_2} L_{fa} & \frac{K_4}{K_2} L_{fb} & \frac{K_4}{K_2} L_{fc} \\ \frac{K_3}{K_1} L_{af} & \frac{K_4}{K_1} L_{aa} & \frac{K_4}{K_1} L_{ab} & \frac{K_4}{K_1} L_{ac} \\ \frac{K_3}{K_1} L_{bf} & \frac{K_4}{K_1} L_{ba} & \frac{K_4}{K_1} L_{bb} & \frac{K_4}{K_1} L_{bc} \\ \frac{K_3}{K_1} L_{cf} & \frac{K_4}{K_1} L_{ca} & \frac{K_4}{K_1} L_{cb} & \frac{K_4}{K_1} L_{cc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} i'_f \\ i'_a \\ i'_b \\ i'_c \end{bmatrix}$$

1. S J Conner, "Distributed Dispatching for Embedded Generation.", PhD Thesis, University of Strathclyde, August 2003.
2. M A Redfern, O Usta, G Fielding "Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit." IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, July 1993, pp 948-954.
3. S Butler, "The nature of UK electricity transmission and distribution networks in an intermittent renewable and embedded electricity generation future.", Imperial College of Science, Technology and Medicine, September 2001
4. M Geidl, "Protection of Power Systems with Distributed Generator", Power Systems Laboratory Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, 20th July 2005.
5. V V Menon, "A New Islanding Detection Technique for Distributed Generation.", M.S. Thesis, Montana State University, January 2006.
6. W J Rogers, "Impact of embedded generation on design, operation and protection of distribution networks." IEE Colloquium on System Implications of Embedded Generation and its Protection and Control, 1996, pp 3/1- 3/7.
7. C M Affonso, W Freitas, W Xu, L C P da Silva, "Performance of ROCOF Relay for Embedded Generation Application.", IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol 152, No. 1, January 2005, pp 109-114.
8. M G Bartlett, M A Redfern, "A Review of Techniques for the Protection of Embedded Generation Against Loss of Grid.", Proceeding UPEC 2000, Power Engineering, Belfast, September 2000.
9. M A Redfern, O Usta, G Fielding, E P Walker "Power based algorithm to provide loss of grid protection for embedded generation." IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 141, No. 6, November 1994, pp 640-646.
10. P O'Kane, B Fox, "Loss of mains detection for embedded generation by system impedance monitoring.", IEE Conference Publication, Developments in Power System Protection, No. 434, March 1997, pp 95-98.
11. IEEE Standard 1547-2003: "IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems", IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2003
12. Engineering Recommendation No.3 of the Electricity Distribution Code, "Connection of Embedded Generating Plant up to 5MW.", Version 1.0, 30 November 2005
13. Wilsun Xu, "An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methode", CETC-Varenes 2004-074 (TR) 411-INVERT.

14. N Strath, "Islanding Detection in Power System.", Ph.D. Thesis, Lund University, November 2005.
15. M Guillot, C Collombet, P Bertrand, B. Gotzig, "Protection of embedded generation connected to a distribution network and loss of mains detection.", IEE Conference Publication, Vol. 4, June 2001, pp 4.11.
16. M A Redfern, O Usta, J I Barrett, "Loss of Grid Protection for an Embedded Generator." IEE Colloquium on the Effective Response of a Public Electricity Network to Independent Generators, Chester, April 1993, pp 206-211.
17. P D Hopewell, N Jenkins, A D Cross "Loss-of-Mains Detection for Small Generators." IEE Proceedings, Electrical Power Applications, vol. 143, no.3, May 1996, pp 225-230.
18. A Darabi, "Auxiliary windings, supplying the AVR of a brushless synchronous generator.", Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), vol. 1, Sept 2005, pp 81-85.
19. A Darabi, C E Tindall, "Analogue AVR model for use in real transient simulation of small salient pole alternators.", IEE Conference Publication, Power Electronics Machines and Drives, No. 487, April 2002, pp 451-455.
20. P Kundur, "Power System Stability and Control", EPRI, McGraw-Hill Inc, New-York, 1996.
21. N Jenkins, "Embedded Generation", Power Engineering Journal, June 2005.
22. M A Redfern, O Usta, J I Barrett, "A New Digital Relay For Loss of Grid to Protect Embedded Generation." IEE 5th International Conference on Developments in Power System Protection, York, March 1993, pp 202-205.
23. M A Redfern, J I Barrett, O Usta, "A new loss of grid protection based on power measurement.", IEE Conference Publication, Developments in Power System Protection, No. 434, March 1997, pp 91-94.
24. S K Salman, D J King, "Monitoring changes in system variables due to islanding condition and those due to disturbances at the utilities' network.", IEEE Trans. & Distrib. Conf., Vol. 2, 1999, pp460-465.
25. S K Salman, D J King, G Weller, " New Loss of Mains Detection Algorithm for Embedded Generation Using Rate of Change of Voltage and Change in Power Factor.", IEE Conference Publication, Developments in Power System Protection, No. 479, 2001, pp 82-85.
26. M A Redfern, J I Barrett, O Usta, T Yip, "A New Microprocessor Based Loss of Grid Protection for Embedded Generation.", IEE Conference, Power System Control, December 1993, Hong Kong, pp 373-378.

ABSTRACT

The growth in the installation and use of small and medium sized embedded generation, operating in parallel with utility network has increased a new challenge for protection and control systems. An important requirement in this subject is the need of protecting embedded generation against Loss of Mains. Loss of Mains (LOM) or Islanding occurs when a part of distribution system becomes electrically isolated from the reminder of the network, but yet continues to be energized by embedded generators connected to the isolated subsystem. This isolated subsystem is known Power Island.

Various technical guides require that immediately after Loss of Mains, all embedded generators must disconnect from network automatically and remain disconnect until the normal supply is restored. Depending the load and the capabilities of the embedded generator, the power island can continues to operate independently as long as the frequency and voltage are maintained within required operational limits.

The principle requirement of a Loss of Mains protection method is that it should detect reliably a Loss of Mains, within specified time. Also the Loss of Mains technique should remain stable during wide range of disturbances which could affect a distribution network.

This thesis compares and categorizes some of Loss of Mains detection techniques such voltage, frequency, Rate of Change of Frequency, active and reactive power method and analyses parallel operation of embedded generators in distribution system with simulation of a typical network. The simulation model is consist of an experimental small synchronous generator with voltage, power and frequency control systems, connected to the tow bus network. The result of load switching and LOM in simulation model is studied and the capabilities of various methods are compared.

Keywords : Embedded Generation, Power Island, Loss of Mains, Protection